

Klimabilanz von Erdgas



Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland

Klimabilanz von Erdgas

Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland

Hannover, Januar 2020

IMPRESSUM

- Herausgeber: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR),
Stilleweg 2
30655 Hannover
E-Mail: energierohstoffe@bgr.de
- Autoren: Martin Blumenberg, Dieter Franke, Stefan Ladage, Rüdiger Lutz, Martin Pein, Rinke Tegeler & Christoph Gaedicke
- Koordination: Stefan Ladage
- Mitarbeit: Andreas Bahr, Uwe Benitz
- Titelbild: Gasflamme (© Rüdiger Lutz)
- Zitierhinweis: BGR (2020): Klimabilanz von Erdgas - Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland – 57 S.; Hannover.



Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) ist eine technisch-wissenschaftliche Oberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Vorbemerkung

Erdgas ist der emissionsärmste fossile Energieträger. Flankierend zum Ausbau der erneuerbaren Energien gilt Erdgas daher als wichtiger Baustein der Energiewende und als Brückentechnologie auf dem Weg zu einer langfristig weitgehend CO₂-neutralen Energieversorgung.

Methan, in der Regel der Hauptbestandteil von Erdgas, wird jedoch für rund ein Drittel der globalen Erderwärmung seit vorindustrieller Zeit verantwortlich gemacht. Es gilt somit als zweitwichtigstes Treibhausgas, mit einem vielfach höheren Erderwärmungspotenzial als Kohlendioxid. Methanemissionen entlang der Produktions- und Lieferkette wirken sich daher besonders negativ auf die Klimabilanz von Erdgas aus. Gegenwärtig wird in der Wissenschaft und in der Öffentlichkeit über die Frage diskutiert, ob der Klimavorteil von Erdgas gegenüber der Kohlenutzung auf Grund der Vorkettenmethanemissionen gänzlich verloren gehen kann – insbesondere für den Fall, dass Erdgas aus Nordamerika in Form von „*Liquefied Natural Gas*“ (LNG) nach Deutschland transportiert würde.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die vorliegende Literaturstudie über Methanemissionen entlang der Erdgasvorkette der Lieferländer Deutschlands angefertigt. Hierin werden einerseits die Methanemissionen bei Pipeline gebundenen Transport aus den Niederlanden, Norwegen und der Russischen Föderation miteinander verglichen, andererseits die entstehenden Methanemissionen bei möglichen Erdgasimporten per LNG aus Nordamerika betrachtet. Analysiert werden auch die Methanemissionen von konventionellem Erdgas gegenüber Schiefergas in den USA.

Methodisch beruht die Studie auf der Zusammenstellung und Analyse vorwiegend wissenschaftlicher „Peer-Review“- Veröffentlichungen. Ein Großteil der wissenschaftlichen Literatur bezieht sich auf die Erdgasgewinnung und -nutzung in den USA. Dies bildet somit einen Schwerpunkt der vorliegenden Analyse. Insgesamt werden rund 150 wissenschaftliche Artikel herangezogen, um den aktuellen Kenntnisstand in Wissenschaft und Technik zu beleuchten.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Erdgas in der Diskussion	1
1.2	Methan als Treibhausgas.....	3
2	Flüssiggastransport (LNG).....	7
2.1	Überblick	7
2.2	Deutschland und Europäische Union.....	9
2.3	Exportregion Nordamerika	10
2.3.1	USA - bestehende und zukünftige LNG-Exportmöglichkeiten.....	10
2.3.2	Kanada - bestehende und zukünftige LNG-Exportmöglichkeiten.....	15
3	Methanemissionen bei der Gewinnung von Erdgas mit Schwerpunkt USA	18
3.1	Methanemissionen im Erdöl- und Erdgassektor in Nordamerika	18
3.2	Methanemissionen nach dem National Inventory Report der EPA	18
3.3	Methanemissionen laut Peer-Review-Literatur	20
3.4	Methanemissionspfade bei der Schiefergasgewinnung	25
3.5	Konventionelles Erdgas und Schiefergas in den USA.....	29
3.6	Hauptursachen für Methanemissionen in der US-Erdgasvorkette	31
3.7	Technische und regulatorische Maßnahmen zur Reduktion von Methanemissionen im Erdgassektor.....	32
4	Vorketten-Methanemissionen bei der Lieferung von Erdgas nach Deutschland.....	34
4.1	Methanemissionen und Energieaufwand beim Flüssiggastransport (LNG)	34
4.2	Vorketten-Methanemissionen beim Pipelinetransport	36
5	Methanemissionen - Klimarelevanz für Deutschland.....	41
5.1	Klimarelevanz von Methanemissionen in der Erdgasvorkette.....	41
5.2	Vergleich der Vorketten-Methanemissionen.....	42
6	Literaturverzeichnis	44
	Glossar / Abkürzungsverzeichnis	i

1 Einleitung

1.1 Erdgas in der Diskussion

Bei der vollständigen Verbrennung von Erdgas entstehen im direkten Vergleich mit der Verbrennung von Steinkohle rd. 40 % geringere Kohlendioxidemissionen bei gleichem Energiegewinn (spezifische Emissionen). Gegenüber Braunkohle sind diese 50 % geringer¹. Bei der kontrollierten Verbrennung von Erdgas werden nur sehr wenig andere bedeutende Luftschadstoffe, wie Feinstaub und Schwefeldioxid freigesetzt. Eine ansteigende Zumischung von Methan und Wasserstoff aus der Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Quellen (Power-to-Gas) in die bestehenden Erdgasnetze ist als ein Baustein der Energiewende anzusehen. Ungeachtet der eindeutigen Vorteile der Nutzung von Erdgas gegenüber Kohle wird die Frage intensiv diskutiert, ob Erdgas aufgrund der Methanemissionen den Klimavorteil gegenüber der Kohlenutzung verlieren kann, insbesondere wenn Schiefergas aus den USA in Form von „*Liquefied Natural Gas*“ (LNG) nach Deutschland käme.

Der Hauptbestandteil des kommerziell genutzten Erdgases ist Methan (CH₄). Das globale Erwärmungspotenzial (GWP; siehe Infobox - *Global Warming Potential* von Methan) von Methan ist wesentlich höher als das von Kohlendioxid (CO₂), aber auch von anderen Bestandteilen von Erdgas³. Daher wird bei Einschätzungen zur Klimawirksamkeit der Erdgasnutzung neben Kohlendioxid zumeist auf Methan fokussiert, auch wenn Erdgas neben Methan in unterschiedlichen Anteilen höhere Kohlenwasserstoffe, wie Ethan, Propan, Butan sowie Kohlendioxid, Stickstoff (N₂) und weitere Spurengase enthält. Dabei ist nach dem IPCC die Klimawirksamkeit von Methan in der Atmosphäre mit etwa 12 Jahren relativ kurz gegenüber den mehreren hundert Jahren von Kohlendioxid⁴. Dementsprechend wirkt Methan im Klimageschehen also vor allem auf kurzen und Kohlendioxid auf langen Zeitskalen.

Mit einer 28- bis 34-fachen Klimawirksamkeit des Methans gegenüber Kohlendioxid (GWP100⁵) beeinflussen Methanemissionen die Klimabilanz von Erdgas deutlich. Erdgas und damit vornehmlich Methan kann vor der eigentlichen thermischen Nutzung in der Erdgasvorkette entweichen und somit den kurz- und langfristigen Vorteil gegenüber Kohle abschwächen oder, bei sehr hohen Emissionen, den kurzfristigen Klimavorteil sogar aufheben. Zu berücksichtigen ist, dass insbesondere Steinkohle ebenfalls Methan in signifikanten Mengen enthält. In der letzten Dekade werden die weltweiten Methanemissionen beim Kohleabbau auf rd. 34 % der durch fossile Energien resultierenden Emissionen geschätzt^{a6}.

^a26–50 (Median 41) Teragramm (Tg) CH₄/Jahr

Infobox - Global Warming Potential von Methan

Das „Global Warming Potential“ (GWP; globales Erderwärmungspotenzial; GWP von CO₂ per Definition = 1) von Methan liegt bei einer Betrachtung eines zwanzigjährigen Zeitraums (GWP20) bei 84 bis 87 und beim GWP100 bei 28 bis 34⁷. Methan ist also bei einer Betrachtung eines hundertjährigen Zeitraums (GWP100) 28- bis 34-mal klimawirksamer als Kohlendioxid. Die Spannbreiten der jeweiligen Zeiträume resultieren aus der unterschiedlichen Berücksichtigung indirekter positiver und negativer atmosphärischer Rückkopplungen (z.B. Ozonbildung). Um die unterschiedliche Lebensdauer einzelner Treibhausgase in der Atmosphäre zu berücksichtigen, wird deshalb vom IPCC (und in den meisten wissenschaftlichen Studien) das GWP100 für die Betrachtung von Klimaeffekten von Methan genutzt. Die jeweils verwendeten Faktoren zur Klimawirksamkeit von Methan bestimmen stark die Einschätzungen von Auswirkungen der Erdgasgewinnung.

Verschiedene Aspekte zur Klimawirksamkeit einzelner Treibhausgase werden fortschreitend diskutiert, so dass auch der IPCC die genutzten Faktoren öfter revidiert hat. So wurde bis 2007 von einem GWP100 für Methan von 25 ausgegangen, seit 2013 nutzt der IPCC jedoch 36 (siehe Zusammenstellung in Tabelle 1-1 nach Balcombe et al.⁸). Das UBA sowie die EPA verwenden zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit weiterhin in den jeweils aktuellen jährlichen Berichten an den IPCC den Faktor 25 für das GWP100 (sog. „AR4 GWP“ Faktor)^{9,10} auch wenn die Nutzung von „AR4-GWP“ nach heutigem Stand die relative Auswirkung von nicht-CO₂ Gasen im Klimageschehen unterschätzt⁷.

In den letzten Jahren wird die Verwendung von GWP Faktoren auch kritisch diskutiert⁸ und zum Teil davon Abstand genommen¹¹. So wurde etwa vorgeschlagen nicht gleiche Mengen von CH₄ zu CO₂ (kg/kg) zu betrachten, wie beim GWP, sondern molare Verhältnisse. Dies würde berücksichtigen, dass bei der Verbrennung etwa 2,7 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm CH₄ entstehen. Gewichtsbezogen hat CH₄, inklusive indirekter Effekte, einen sofortigen 102-fach bis 120-fachen höheren Treibhauseffekt gegenüber CO₂^{8,12}. Darüber hinaus gibt es den Vorschlag zur Nutzung eines „Global Temperature Potentials“ (GTP), welches die tatsächlichen Temperature Auswirkungen nach 20 (GTP20) bzw. 100 (GTP100) Jahren beschreibt¹³. Die GTP-Werte sind geringer als die jeweiligen GWP, was an unterschiedlichen Konzepten und berücksichtigten Feedback-Mechanismen liegt⁸.

Tabelle 1-1: Klimawirksamkeit von Methan in den verschiedenen Studien des IPCC⁸. ^aEine Korrektur des GWP von Kohlendioxid in AR3 führte zu einer relativen Zunahme des GWP anderer Treibhausgase inklusive Methan. ^bCCFB (climate-carbon feedbacks, Kohlenstoff-Klima-Rückkopplungen) berücksichtigt zur Berechnung des CO₂ AGWP. ^cT-O₃ – Troposphärisches Ozon, S-H₂O – Stratosphärischer Wasserdampf, CCFB - climate-carbon feedbacks.

Publikation	Jahr	Klimawirksamkeit in Jahren	berücksichtigter Effekt ^c				
			GWP20	GWP100	T-O ₃	S-H ₂ O	CCFB
AR 1	1990	10	63	21	+	+	
AR 2	1995	12,2 ±3	56	21	+	+	
AR 3 ^a	2001	12	62	23	+	+	
AR 4 ^b	2007	12	72	25	+	+	
AR 5 ohne CCFB	2013	12,4	84	28	+	+	
AR 5 mit CCFB	2013	12,4	86	34	+	+	+
AR 5 mit CCFB und Oxidation	2013	12,4	87	36	+	+	+

1.2 Methan als Treibhausgas

Direkte Atmosphärenmessungen –, ergänzt durch Eiskernuntersuchungen –, zeigen, dass sich die Konzentration an Methan in der Atmosphäre seit vorindustriellen Zeiten stark erhöht hat¹⁴ (Abbildung 1-1). Unterbrochen durch eine Phase der Stagnation zwischen 2000 und 2007 steigen diese danach erneut an^{6,15}. In den Jahren 2014 bis 2017 hat sich der Anstieg verstärkt. In 2017 wurden 1850 ppb Methan in der Atmosphäre ermittelt¹⁶.

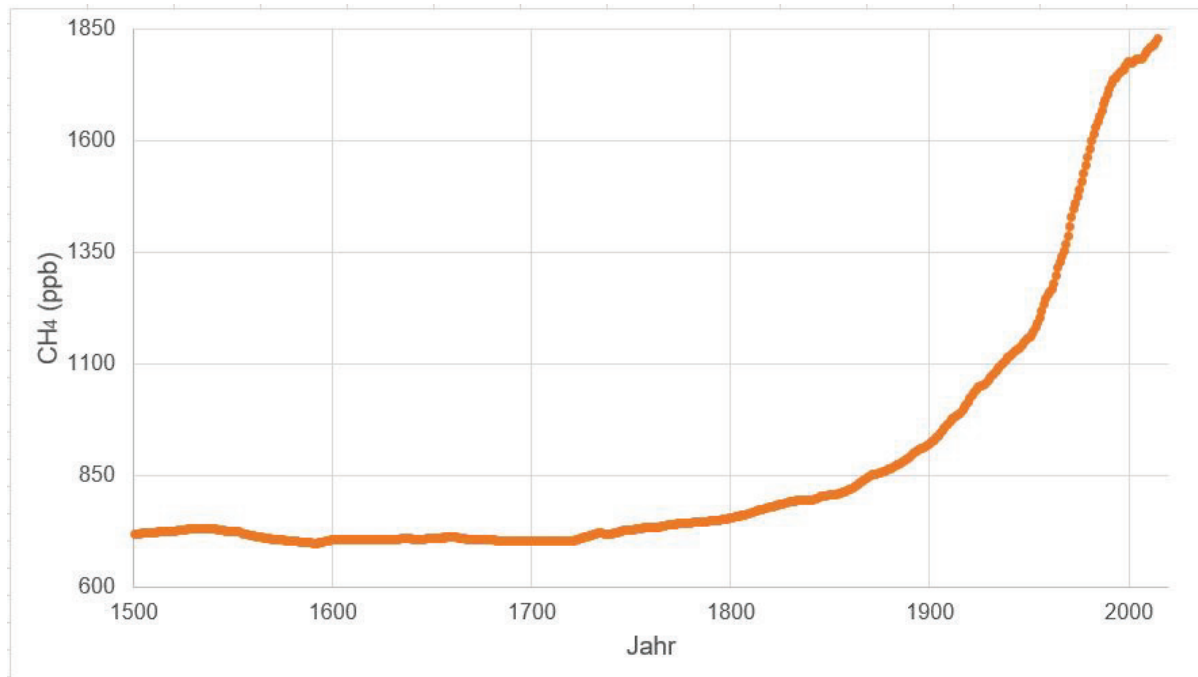


Abbildung 1-1: Konzentration von Methan in der Atmosphäre über die letzten Jahrhunderte von Luftproben aus Schnee sowie Eiskernen (Datenquelle: [Meinshausen, et al.¹⁷](#)).

Methan wird biogen und geogen gebildet (Abbildung 1-2). Biogenes Methan entsteht bei anaeroben mikrobiellen Degradationsprozessen, etwa in terrestrischen Feuchtgebieten und Sümpfen. Geogenes Methan umfasst vor allem thermogenes Methan. Es wird durch die Umwandlung organischen Materials bei der tiefen Versenkung im Untergrund durch Temperatur- und Druckeinfluss gebildet. Ein kleiner Anteil davon akkumuliert in Erdgaslagerstätten; der weitaus größte Teil entweicht jedoch an natürlichen Erdgas- und Erdölaustrittsstellen. Dabei werden nicht unerhebliche Mengen durch mikrobielle Prozesse wieder abgebaut, so dass biogene Prozesse sowohl Quellen als auch Senken für Methan sind.

Neben den biogenen und geogenen Bildungsmechanismen werden die Quellen von Methan unterschieden. Natürlichen Emissionen, vor allem aus Feuchtgebieten, Vulkanen und natürlichen Erdgas- und Erdölaustrittsstellen, stehen Freisetzungen durch menschliches (anthropogenes) Handeln gegenüber. Diese werden bestimmt durch Land- und Viehwirtschaft, Müll und Abwasser und den Kohle-, Erdöl- und Erdgassektor. Verkürzt wird häufig von „anthropogenem Methan“ gesprochen^b.

^b auch wenn Methan nicht anthropogen gebildet werden kann (Ausnahme z.B. Verbrennungsreaktionen, industrielle Fischer-Tropsch Synthese (Power-to-Gas)).

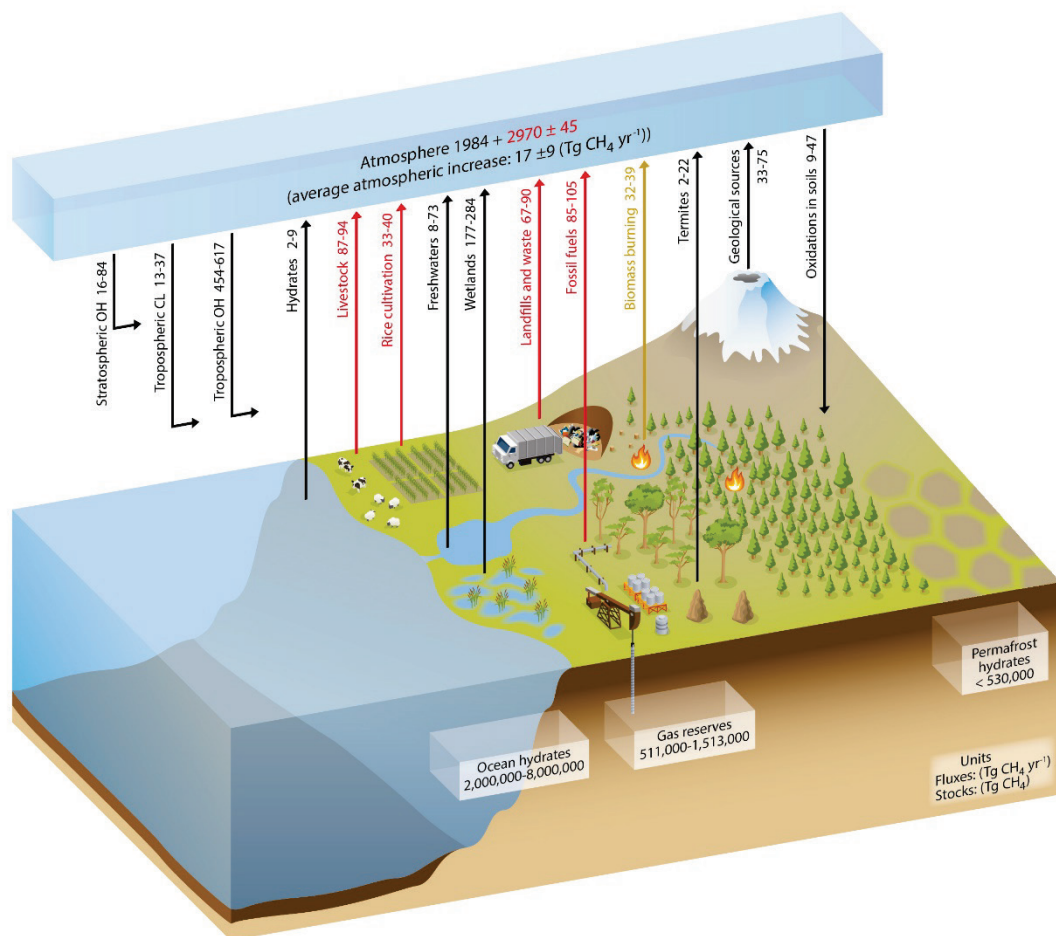


Abbildung 1-2: Der globale Methanhaushalt und Methanflüsse pro Jahr für den Zeitraum 2000 - 2009 (Quelle IPCC AR4; Fig. 6.2²).

Aus natürlichen und anthropogenen Quellen gelangten in der letzten Dekade ungefähr gleiche Anteile Methan in die Atmosphäre². Angaben zu absoluten Zahlen sind variabel (Tabelle 1-2) und hängen unter anderem von der Bestimmungsmethode ab. *Bottom Up* (BU)-Messreihen geben hochgerechnete Mengen auf Basis von Punktmessungen wieder, während *Top Down* (TD)-Methoden Satelliten- oder Befliegungsmessungen nutzen und die dabei gewonnenen Informationen möglichen Quellen zuordnen (Infobox „Messmethoden und Abschätzungen von Methanemissionen“ in Kap. 3.3). Durch die Produktion und Nutzung fossiler Energieträger werden nach gegenwärtigem Verständnis 14–17 % der gesamten globalen Methanemissionen verursacht (Abbildung 1-3), wobei der Erdöl- und Erdgassektor einen größeren Anteil als der Kohlesektor hat¹⁸. Dabei ist der Anteil der Erdöl- und Erdgasindustrie gegenüber natürlichen Methanaustritten, die sich oft an ähnlicher Stelle finden, zum Teil schwer zu differenzieren^{2,19}. Der Anteil natürlicher geologischer Gasaustritte ist deshalb vergleichsweise unsicher^{2,20,21}.

Tabelle 1-2: Ursprung und Mengen von atmosphärischem Methan. Durchschnittswerte im Zeitraum 2000 -2009 in Teragramm (Tg) pro Jahr, verändert nach Ciais et al.² und Referenzen darin. Bottom Up (BU)-Messreihen geben hochgerechnete Mengen auf Basis von Punktmessungen wieder, während Top Down (TD)-Methoden Satelliten- oder Befliegungsmessungen nutzen und diese möglichen Quellen zuordnen. *Mittelwerte der Einzelquellen.

Freisetzungspfad	Ursprung	Bildungsprozess	„Top-Down“ (Tg CH ₄ pro Jahr)	„Bottom-Up“ (Tg CH ₄ pro Jahr)
Natürlich	Summe		218 (179–273)	347 (238–484)
	Natürliche Feuchtgebiete	Biogen	175 (142–208)	217 (177–284)
	Andere Quellen		43 (37–65)	130 (61–200)
	○ Seen und Flüsse	Biogen		40 (8–73)
	○ Wildtiere	Biogen		15
	○ Natürliche Waldbrände	(Geogen)		3 (1–5)
	○ Termiten	Biogen		11 (2–22)
	○ Geol. Seeps	Geogen		54 (33–75)
	○ Gashydrate	Biogen (unterg. Geogen)		6 (2–9)
	○ Permafrost	Biogen (unterg. Geogen)		1 (0–1)
Anthropogen	Summe		335 (273–409)	331 (304–368)
	Landwirtschaft und Abfall		209 (180–241)	200 (187–224)
	- Reis	Biogen		36 (33–40)
	- Viehwirtschaft	Biogen		89 (87–94)
	- Deponien und Abfall	Biogen		75 (67–90)
	Biomasseverbrennung	Geogen	30 (24–45)	35 (32–39)
	Fossile Energieträger	Geogen	96 (77–123)	96 (85–105)
Summe*			553	678
Anteil Natürlich*			39 %	51 %
Anteil Anthropogen*			61 %	49 %

Die Zunahme der Methangehalte in der Atmosphäre in den letzten Dekaden wird auf menschliche Aktivitäten zurückgeführt (sehr hohe Wahrscheinlichkeit)^{2,15}. Die Anteile einzelner Emittenten und auch der Verlauf (Abbildung 1-1) werden aber intensiv diskutiert. Um biogene und geogene Quellen zu unterscheiden, wird das Verhältnis der stabilen Isotope ¹³C und ¹²C in atmosphärischem Methan verwendet (ausgedrückt als δ¹³C-Notation). Methan aus biogenen Quellen, wie etwa terrestrischen Feuchtgebieten und der Landwirtschaft, reichert den Anteil von ¹²C in atmosphärischem Methan gegenüber ¹³C an.

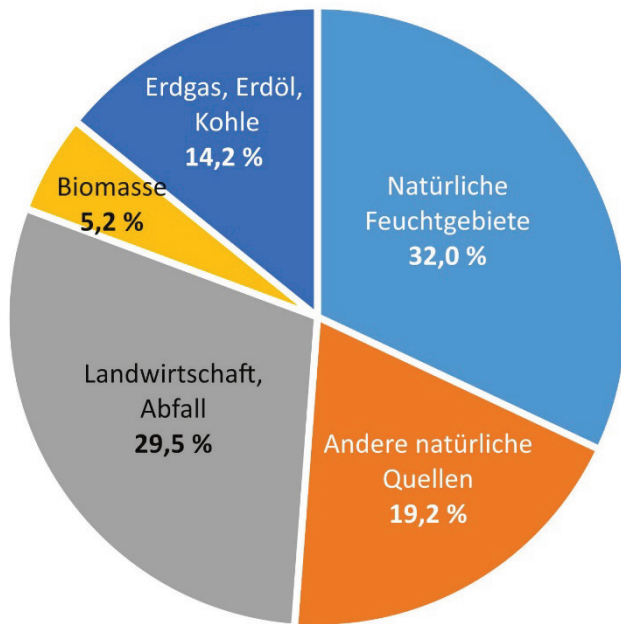


Abbildung 1-3: Quellen weltweiter Methanemissionen (Bottom-Up-Daten) gemittelt über die Jahre 2000–2009, verändert nach Ciais et al.² auf Basis der Mittelwerte der Einzelquellen.

auf die besonders starke Zunahme atmosphärischen Methans in mittleren Breiten und den Tropen^{16,25,26}. Wahrscheinlich hat die atmosphärische Methanzunahme jedoch mehrere Ursachen²² und ist das Resultat einer Mischung verschiedener Methanquellen sowie fraktionierender Veränderungen, die durch atmosphärische Prozesse verursacht werden. Die verstärkte Produktion von Schiefergas scheint für diesen Trend nicht ursächlich zu sein (siehe^{27,28,29}).

Emissionen aus fossilen Energierohstoffen hingegen, sind an ¹³C etwas angereichert. Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse führen zu einer noch größeren ¹³C-Anreicherung^{c22}. Vereinzelt wird das seit 2007 zunehmend an ¹²C angereicherte atmosphärische Methan¹⁵ mit ansteigenden Emissionen aus dem Energierohstoffsektor erklärt, z.B.^{23,24}. Dabei ist ein abschließendes Urteil zu den genauen Ursachen für den Anstieg der Methankonzentration in der Atmosphäre aktuell kaum möglich^{15,16}. Für einige Wissenschaftler ist der Trend eher ein Hinweis auf biogene Methanquellen (z.B. höhere Emissionen aus Feuchtgebieten in den Tropen). Diese Einschätzung stützt sich auf die überproportionale Zunahme an ¹²C angereichertem Methan in der Atmosphäre¹⁵ und auch

^c Grundsätzlich ist biogen gebildetes Methan stark an ¹²C angereichert ($\delta^{13}\text{C}$ -Wert kleiner -50 ‰ bis -100 ‰), während geogenes Methan meist weniger stark an ¹²C angereichert ist ($\delta^{13}\text{C}$ -Wert -20 bis -50 ‰). Der aktuelle $\delta^{13}\text{C}$ -Wert atmosphärischen Methans liegt bei etwa -48 ‰¹⁶.

2 Flüssiggastransport (LNG)

2.1 Überblick

LNG ist Erdgas (vorwiegend Methan), das durch Herunterkühlen auf -162 °C verflüssigt wird. Das Volumen nimmt dabei um das Sechshundertfache ab. Durch seine hohe Energiedichte eignet sich LNG besonders für Transport und Speicherung.

LNG ermöglicht es Länder bzw. Märkte für die Erdgasnutzung zu erschließen, die aufgrund ihrer geographischen Lage nicht an Erdgaspipelines angebunden sind. Darüber hinaus kann ein bestehendes pipelinegebundenes Erdgasangebot durch LNG flexibel erweitert werden.

Zur Verflüssigung von Erdgas in großem Maßstab sind spezielle Anlagen erforderlich, die meist direkt neben den Beladeterminals errichtet werden. Der Transport erfolgt mit speziell ausgerüsteten LNG-Tankschiffen, in denen das LNG in mehreren zumeist doppelwandigen, vakuumisolierten Tanks transportiert wird (Abbildung 2-1).

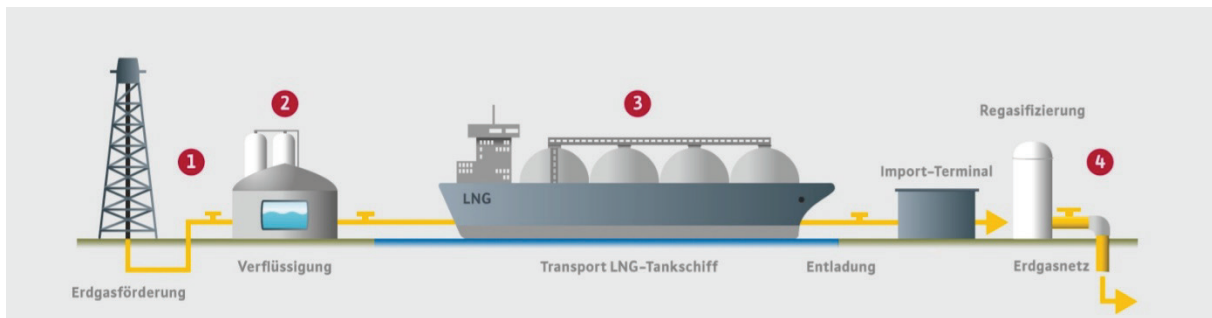


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der LNG-Prozesskette von der Förderung (1) bis zur Einspeisung in das Erdgasnetz (4) (modifiziert nach³⁰).

Die Erdgasverflüssigungstechnologie wird auch eingesetzt, um entlegene Offshore-Erdgasfelder ohne Pipelineanbindung wirtschaftlich erschließbar zu machen. Dabei wird das geförderte Erdgas auf See aufbereitet, verflüssigt, als LNG zwischengelagert und dann auf LNG-Transportschiffe für den Export direkt umgeschlagen (Floating liquefied natural gas - FLNG).

Um Erdgas zu verflüssigen, stehen verschiedene technische Verfahren zur Verfügung. Unabhängig vom eigentlichen Verflüssigungsverfahren werden zunächst in einer Aufbereitungsanlage Kohlenstoffdioxid, Schwefelverbindungen sowie Wasser vom Erdgas abgeschieden. In einem weiteren Prozessschritt wird das gereinigte Erdgas zunächst heruntergekühlt, um schwerere Kohlenwasserstofffraktionen zu separieren. Diese können zu Mineralölprodukten weiterverarbeitet werden. Im folgenden Schritt findet die eigentliche Verflüssigung, das Herunterkühlen des gereinigten Erdgases auf -162 Grad Celsius zu LNG, statt.

Der Verflüssigungs- sowie der Regasifizierungsprozess ist energieaufwändig. Der Energiebedarf variiert in Abhängigkeit vom Verflüssigungsverfahren, der Skalierung des Verflüssigungsprozesses, der ursprünglichen Zusammensetzung des Erdgases sowie der Umgebungstemperatur. Der Energieaufwand für den Transport ist im Wesentlichen von der Entfernung abhängig.

Beim Pipelineerdgastransport entfällt der Energieeinsatz für die Verflüssigung und Regasifizierung. Die für den Transport benötigte Energie wird hauptsächlich für die Kompression des Erdgases an den Verdichterstationen verwendet. Die Transportenergie ist dabei im Wesentlichen abhängig vom Pipeline-durchmesser, der Entfernung sowie dem Arbeitsdruck in der Pipeline.

Der weltweite Erdgashandel nahm in den letzten Jahren kontinuierlich zu (Abbildung 2-2). Der Anteil des LNG am weltweiten Erdgashandel beträgt gegenwärtig etwa ein Drittel.

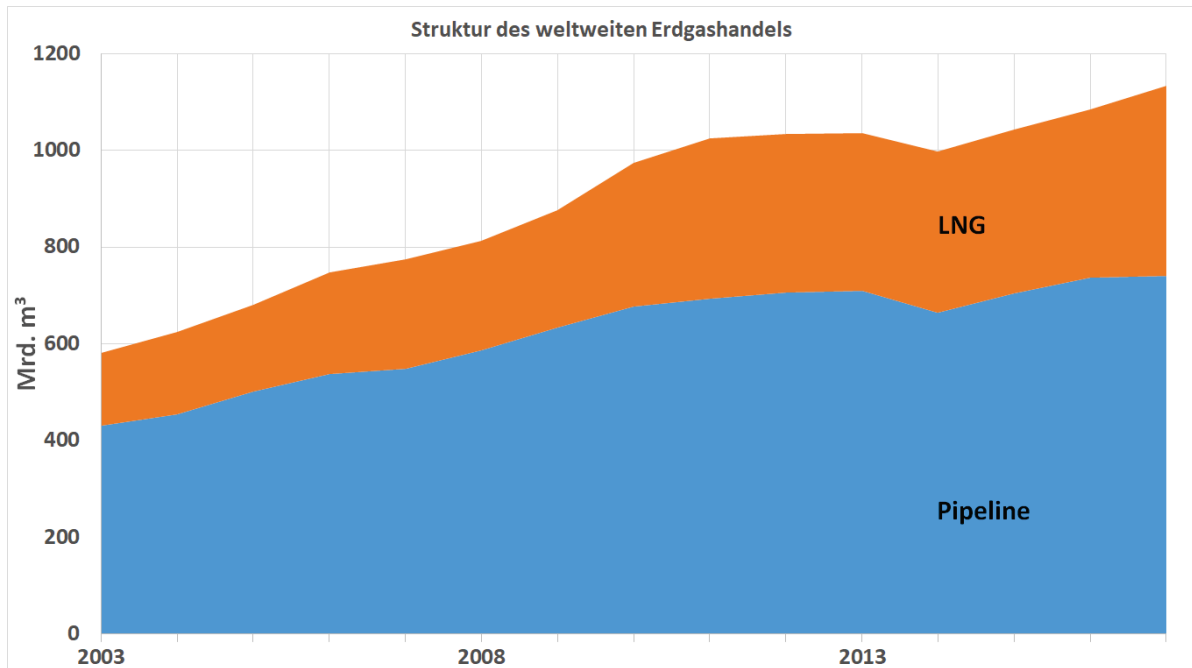


Abbildung 2-2: Entwicklung des weltweiten Erdgashandels 2003-2017. Datenquelle BP³¹.

Weltweit stand Ende 2018 eine Verflüssigungskapazität von 406 Mtpa (560 Mrd. m³) und eine Regasifizierungskapazität von 868 Mtpa (1.198 Mrd. m³) zur Verfügung³². Die weltweit größten LNG-Importeure befinden sich mit China, Japan und Südkorea im ostasiatischen Raum. Mit Abstand die größten LNG-Exporteure sind Katar und Australien. Die durchschnittliche Transportdistanz eines LNG-Tankers betrug 2017 rd. 8400 Seemeilen³³. Abbildung 2-3 zeigt die globalen LNG-Handelsströme.

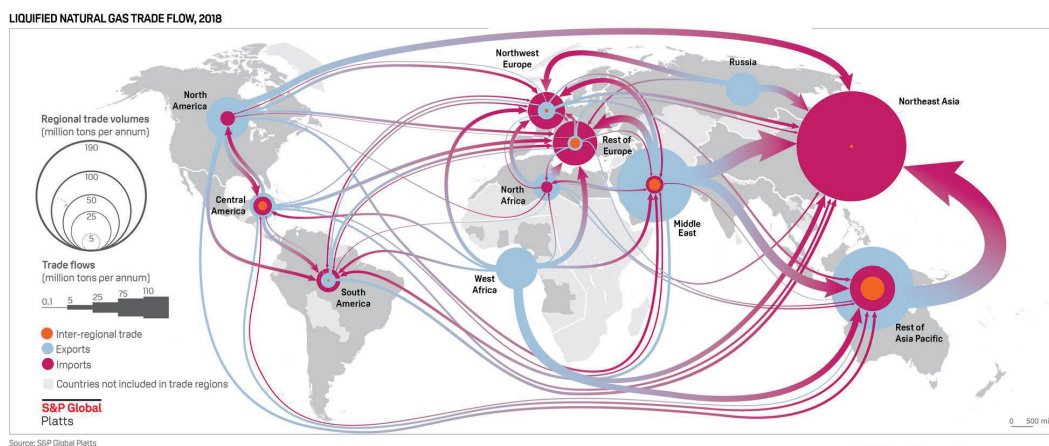


Abbildung 2-3: LNG-Handelsströme 2018 (Bildquelle: S&P Global Platts).

2.2 Deutschland und Europäische Union

Aufgrund der rückläufigen Erdgasförderung in der EU wie auch in Deutschland wächst die Abhängigkeit von Importen. Europa hat sowohl über Pipelines als auch über LNG-Terminals Zugang zu einem großen Teil der Erdgasmärkte³⁴.

Neben einer ausgedehnten Pipelineimportinfrastruktur verfügt die EU über eine bedeutende LNG-Importinfrastruktur (LNG-Importterminals, Abbildung 2-4). Diese ist bislang nur zu rd. 30 % ausgelastet und wird vor allem in den westeuropäischen Staaten genutzt, die eine vergleichsweise eingeschränkte Anbindung an die Erdgaspipelineinfrastruktur haben. LNG wird insbesondere zum Ausgleich kurzfristiger Bedarfsspitzen oder bei besonders günstigen Spotmarktpreisen verwendet.

Kleine Terminals

Kleine Terminals stellen insbesondere für Inseln eine geeignete Möglichkeit dar, sich mit Erdgas zu versorgen. Darüber hinaus können von kleinen Terminals aus direkt Schiffe betankt werden, die Erdgas für den Schiffsantrieb nutzen. Der Gasantrieb bietet einen emissionsarmen Antrieb, mit dem die Auflagen hinsichtlich geringerer Schwefelemissionen (IMO 2020) erfüllt werden können. Neben Schiffen kann LNG auch in Straßengüterfahrzeugen (LKWs) verwendet werden. Ein Einsatz von LNG bei Schiffen und LKWs reduziert die Luftschadstoffemissionen an Stickoxiden, Schwefeloxiden und Partikeln um 90–100 % im Vergleich zum Dieselmotor³⁵.

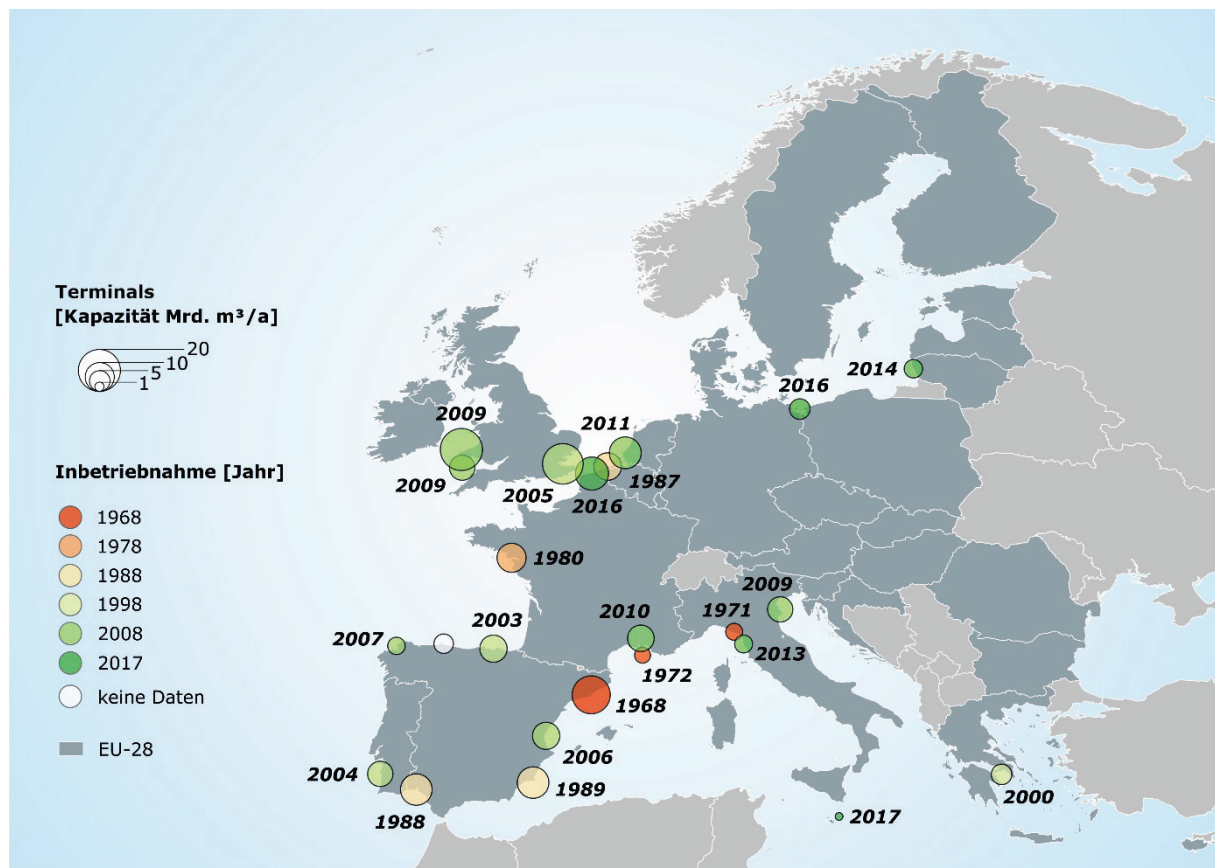


Abbildung 2-4: Große LNG-Importterminals in der EU³⁴. Groß (large-scale) bedeutet hier eine Regasifizierungskapazität von mehr als 1 Mtpa (1,38 Mrd. m³). Ausnahme: Malta mit 0,7 Mrd. m³/a.

Bestehende Importkapazität und Bedarf der EU Länder

Die großen Importterminals der EU (EU-28) verfügen zusammen über eine nominale Regasifizierungskapazität von 206 Mrd. m³ pro Jahr (2017). Dies entspricht rd. 40 % des Erdgasverbrauches der Mitgliedsstaaten der EU. Der LNG-Import im Jahr 2018 betrug 56 Mrd. m³ (40,62 Mt³²). Die durchschnittliche Auslastung der Terminals betrug damit ca. 25 %. Bis zum Jahr 2025 wird ein Ausbau der LNG-Importkapazität in der EU auf 280 Mrd. m³ prognostiziert³⁶ (Abbildung 2-5). In dieser Prognose ist ein LNG-Importterminal für Deutschland enthalten.

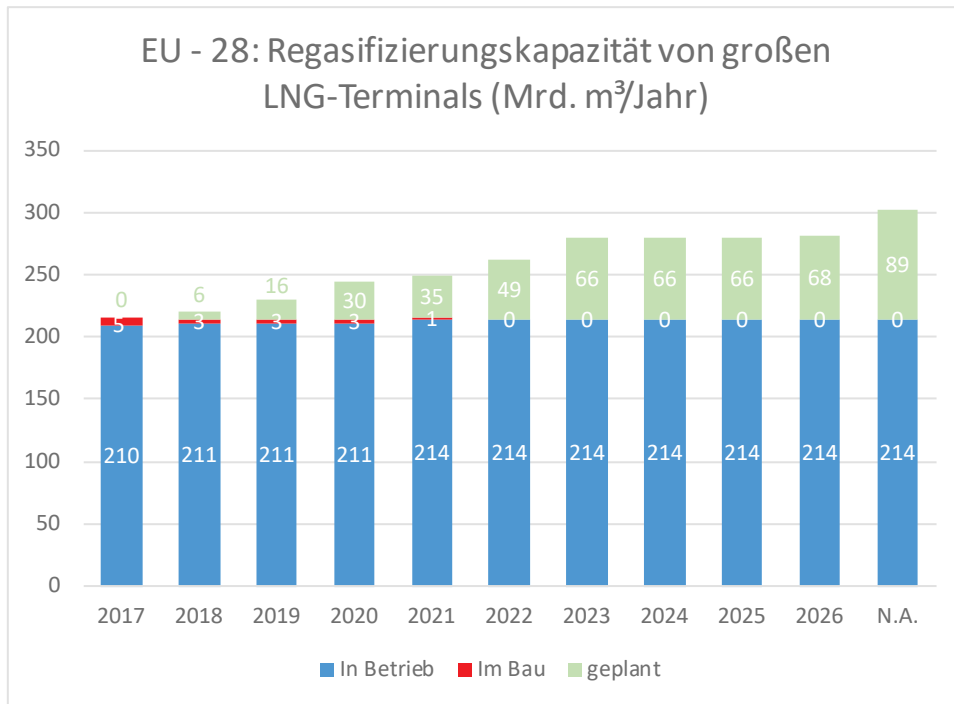


Abbildung 2-5: Bestehende, geplante und sich im Bau befindende Regasifizierungskapazitäten in der EU-28 bis 2026 verändert nach³⁶.

2.3 Exportregion Nordamerika

Die USA sind seit Einsetzen des Schiefergasbooms ab 2005 zum weltweit größten Erdgasproduzenten aufgestiegen. Kanada ist der viertgrößte Erdgasproduzent der Welt. Zusammen stammen aktuell rd. 25 % der weltweiten Erdgasförderung aus diesen beiden Ländern³⁴. In Nordamerika gibt es große Sedimentbecken, in denen sich zahlreiche konventionelle und nicht-konventionelle Erdöl- und Erdgaslagerstätten befinden (Abbildung 2-6). Die Lagerstätten befinden sich in lithologisch und stratigraphisch unterschiedlichen Gesteinsformationen.

2.3.1 USA - bestehende und zukünftige LNG-Exportmöglichkeiten

Ogleich die USA seit jeher einer der größten Erdgasproduzenten der Welt sind, bestand dennoch über Jahrzehnte ein Nachfrageüberhang, der durch Einfuhren gedeckt werden musste. Die benötigten Erdgasmengen wurden überwiegend aus Kanada und Mexiko importiert. Das in den USA geförderte Erdgas stammt aus verschiedenen Quellen: Schiefergas, Tight Gas, Erdgas aus Kohleflözen sowie aus konventionellen Erdgas- und Erdölfeldern. Die US Energy Information Administration (EIA) geht in ihrem

Referenzszenario des „Annual Energy Outlook 2019“³⁷ von einer erheblichen Zunahme der Schiefergas- und Tight Gas-Produktion in den nächsten Jahren aus (Abbildung 2-7).

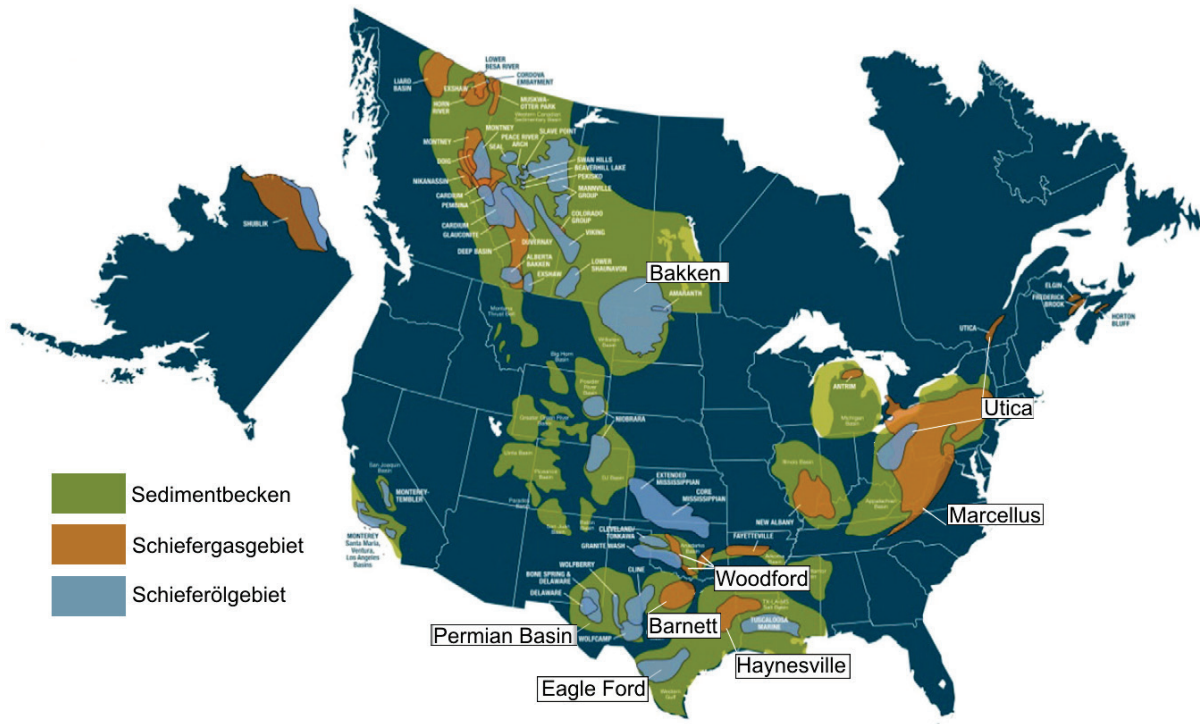


Abbildung 2-6: Lage der Sedimentbecken und Gebiete mit nicht-konventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen. Bedeutende Schiefergasfördergebiete sind hervorgehoben; Abbildung verändert nach³⁸.

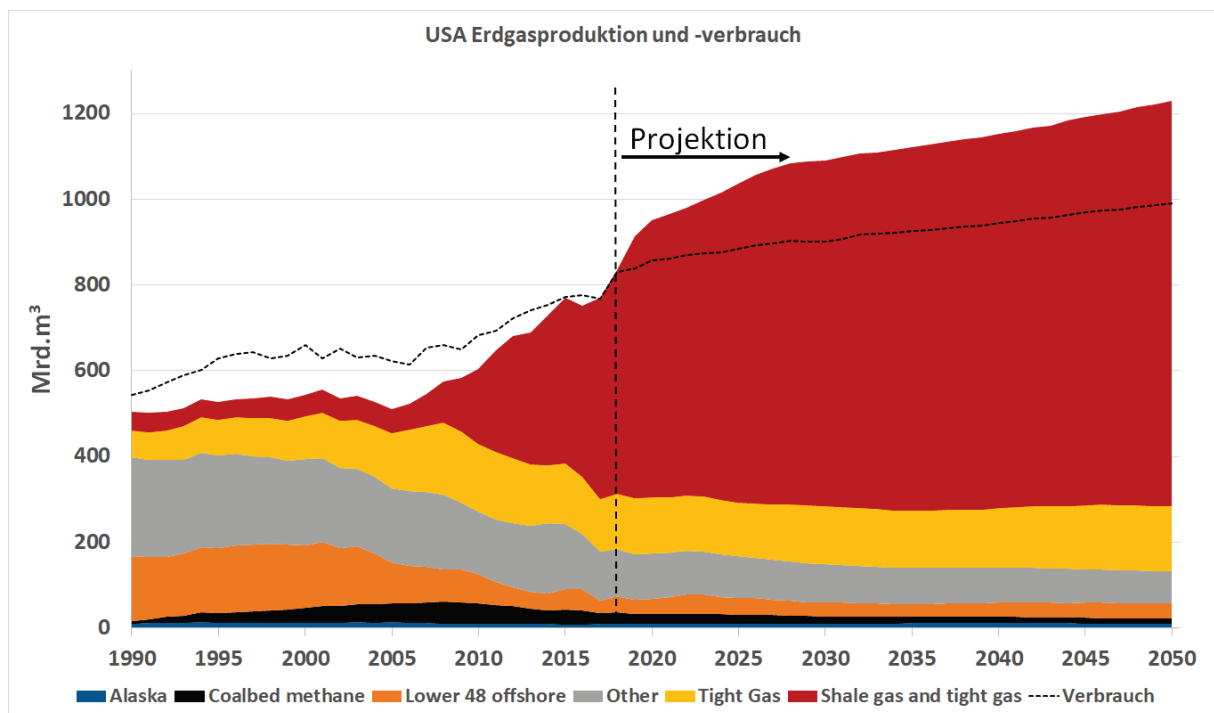


Abbildung 2-7: Erdgasproduktion und -verbrauch in den USA 1990-2018 und Projektion bis 2050. Datenquelle EIA³⁷.

Durch den Schiefergasboom stieg auch die Nutzung von Erdgas insbesondere zur Stromerzeugung in den USA erheblich³⁴. Bis 2050 wird der Verbrauch von Erdgas in den USA voraussichtlich nochmals deutlich zunehmen³⁷. Gegenwärtig beträgt der Anteil von Schiefergas an der US-amerikanischen Gesamterdgasförderung rd. 73 % (Abbildung 2-8).

Informationen zum Schiefergasanteil bei der Verflüssigung von Erdgas zu LNG sind nicht verfügbar. Das Fernleitungsgasnetz der USA (Abbildung 2-9) ist gut ausgebaut und hat zahlreiche Ein- und Auspeisepunkte. Deshalb kann nach dem Einspeisen in das Netz der Schiefergasanteil nicht mehr bestimmt werden. Aufgrund des hohen Anteils an Schiefergas an der Gesamterdgasproduktion der USA ist davon auszugehen, dass auch bei LNG der Anteil an Schiefergas hoch ist. Bei LNG-Terminals in Nähe zu Schiefergasgebieten, könnte der Beitrag von Schiefergas am LNG-Exportvolumen über dem durchschnittlichen Anteil liegen. Laut Prognosen der EIA wird der Schiefergasanteil an der US-amerikanischen Erdgasproduktion und damit an den Exporten weiter anwachsen³⁷.

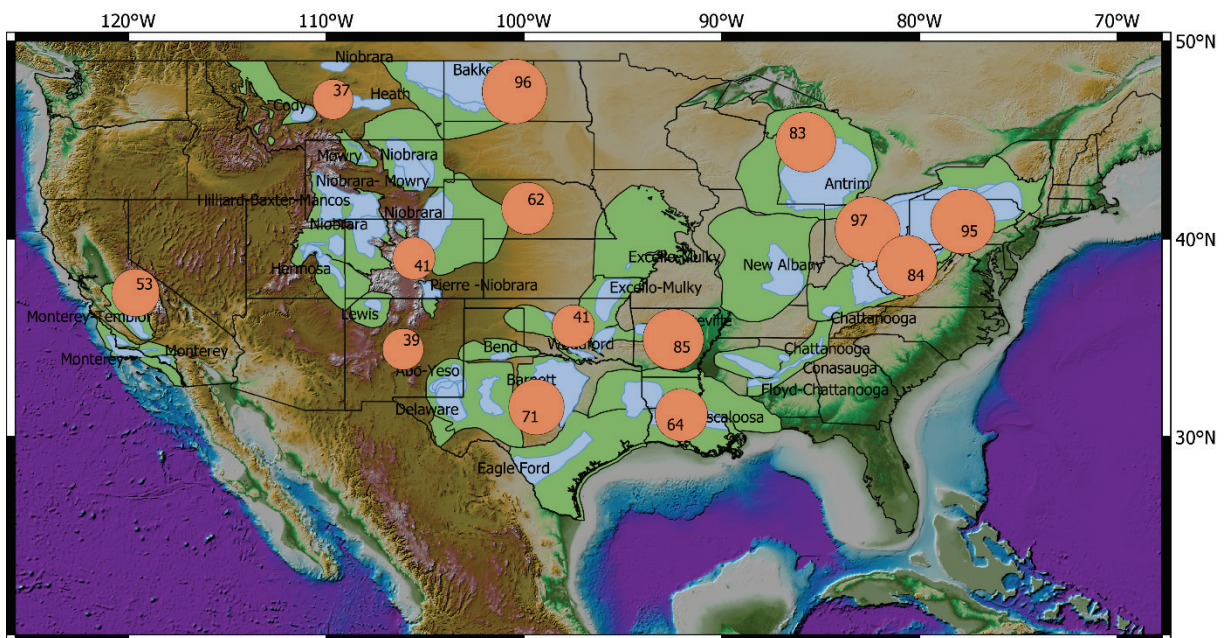


Abbildung 2-8 Sedimentbecken (grün), Schiefergas- und Schieferölgebiete (blau) in den USA. Die Kreise und Zahlen zeigen die Schiefergasanteile (%) an der Gesamterdgasförderung in den Bundesstaaten. (Topographie/Bathymetrie, ETOPO1).

Ob dieser prognostizierte Zuwachs der US-amerikanischen Erdgasproduktion tatsächlich in diesem Umfang eintreten wird, ist offen. Vor dem Hintergrund des schnellen Rückgangs der Fördermengen von Schiefergasbohrungen würde eine rückläufige Bohr- und Komplettierungsaktivität in Zusammenspiel mit einer sinkenden oder stagnierenden Produktivität innerhalb eines vergleichsweise kurzen Zeitraumes auch zu einer rückläufigen Erdgasförderung führen.

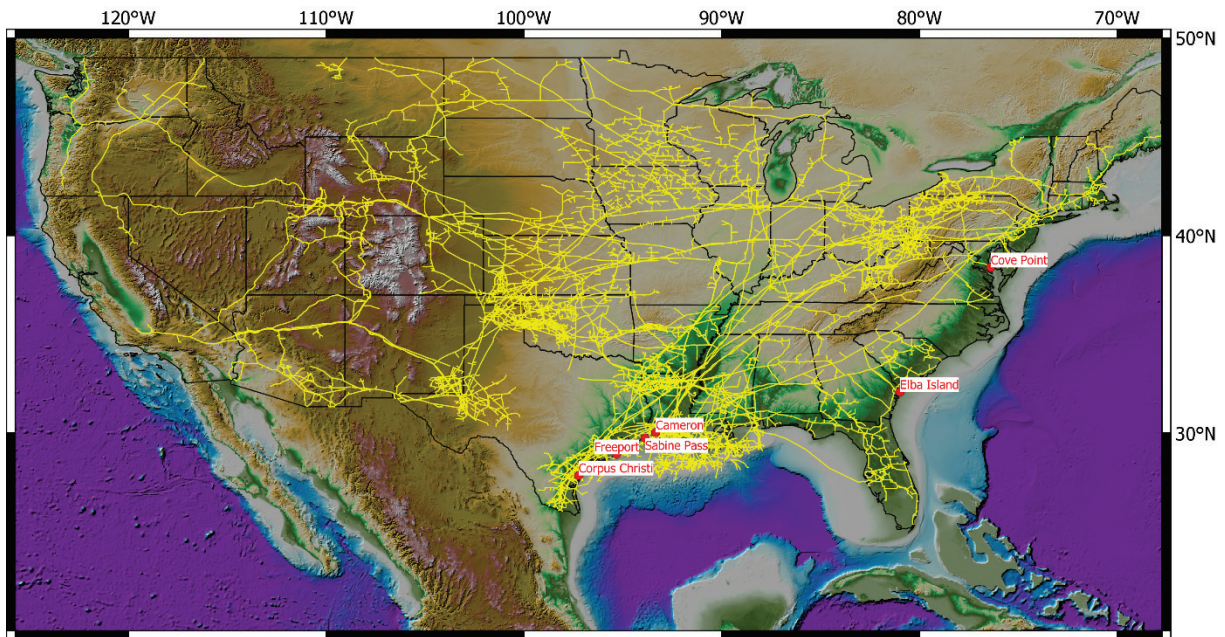


Abbildung 2-9: Fernleitungsgasnetz (Interstate Pipelines) der USA (EIA) und LNG-Exportterminals, (Topographie/Bathymetrie, ETOPO1).

Die bereits existierenden, sich im Bau befindenden bzw. geplanten LNG-Exportterminals liegen vorwiegend am Golf von Mexiko. Zwei weitere Exportterminals (Cove Point, Maryland und Elba Island, Georgia) befinden sich an der Ostküste der USA (Abbildung 2-10).

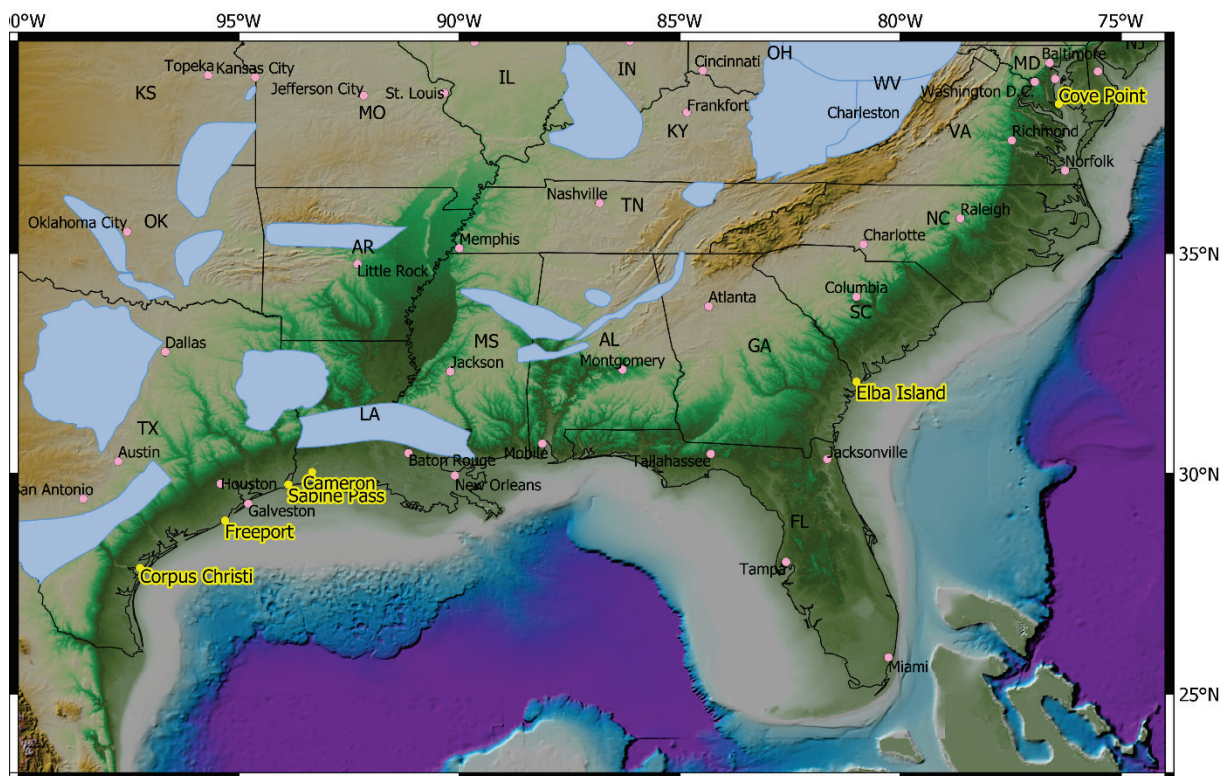


Abbildung 2-10: LNG-Exportterminals der USA an der Ostküste und am Golf von Mexiko. In blau dargestellt sind die Gebiete mit Schieferöl- und Schiefergasvorkommen.

Die Exportterminals an der Ostküste könnten ihre Hauptabsatzmärkte in Europa haben. Allerdings ist die Entfernung nicht der alleinige Faktor für den Absatz des LNG in eine Region. Obgleich zwar geringere Transportkosten einen geografisch nahen Absatzmarkt zunächst favorisieren, spielen langfristig geschlossene Lieferverträge sowie Spotmarktpreisentwicklungen des LNG eine bedeutende Rolle bei den tatsächlichen Handelsströmen. Das Export-Terminal Cove Point an der Ostküste der USA zum Beispiel hat eine Kapazität von 5,25 Mtpa (7,25 Mrd. m³/a), von denen 2,3 Mtpa (3,17 Mrd. m³/a) über einen Langzeitvertrag an ein japanisches Konsortium (ST Cove Point LLC) vergeben sind. Im Jahr 2018 wurden von dort rd. 1,48 Mt (2 Mrd. m³) nach Japan exportiert³⁹.

Der erweiterte Panamakanal ermöglicht nun auch die Passage der zweitgrößten LNG-Tankerklasse (Q-Flex, Qatargas, 210.000 m³ LNG) und wurde im Jahr 2018 für 340 LNG-Tankerpassagen genutzt. Dies zeigt, dass der LNG-Handel global stattfindet und die Handelsströme sich dynamisch an die ökonomischen Randbedingungen anpassen.

Erdgasexportkapazität USA

Die USA sind seit 2017 ein Netto-Erdgasexporteur. Im Jahr 2018 hatten die USA, bezogen auf die Trockengasproduktion und den Eigenverbrauch, ein (Netto-)Exportvolumen von 13 Mrd. m³ Erdgas. Die EIA geht in ihrem Referenzszenario des „Annual Energy Outlook 2019“³⁷ von einer hohen Steigerung der US-amerikanischen Erdgasproduktion bis in das Jahr 2050 aus (Abbildung 2-11). Sofern die prognostizierte Zunahme der Förderung eintritt, könnte anteilig das zusätzliche Erdgas per LNG nach Übersee exportiert werden.

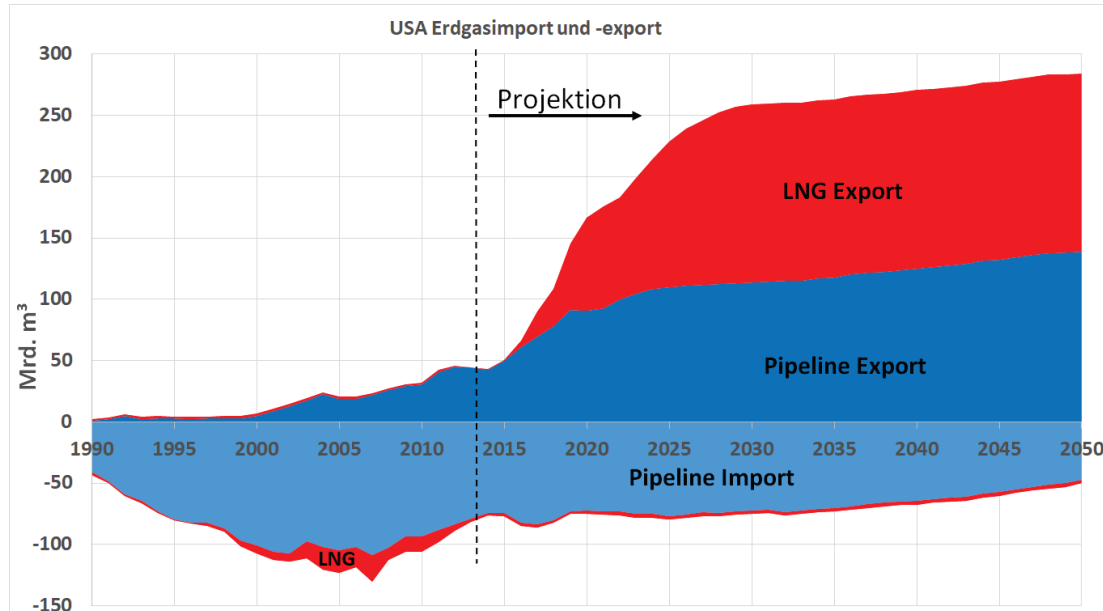


Abbildung 2-11: Historische und prognostizierte Erdgasexporte und -importe der USA. Datenquelle EIA^{37,39,40}.

Der Export von LNG aus den USA (ohne Alaska) erfolgt seit 2016 und steigerte sich in den folgenden Jahren (2016: 5 Mrd. m³, 2017: 20 Mrd. m³, 2018: 30 Mrd. m³). Die Gesamtausfuhr betrug bis Ende 2018 rd. 56 Mrd. m³ (Tabelle 2-1). Davon wurde rd. 40 % in die Länder Südkorea, China und Japan geliefert.

Tabelle 2-1: Empfängerregionen und kumulierte Mengen an US-LNG-Exporten im Zeitraum Februar 2016-Dezember 2018. Datenquelle DOE⁴¹

Region	Exportierte Menge (Mrd. m ³)	Gesamtexportanteil (%)	Länder in der Importregion
Ostasien und Pazifik	23,40	41,9	6
Europa und Zentralasien	7,69	13,8	11
Lateinamerika und Karibik	17,01	30,4	10
Naher Osten und Nordafrika	4,61	8,3	5
Südasiens	3,16	5,7	2
Gesamt LNG-Exporte	55,87	100	34

Der Ausbau der LNG-Exportkapazitäten findet schrittweise statt (Abbildung 2-12). Nach derzeitiger Planung werden bis Ende 2021 den USA rd. 100 Mrd. m³ jährliche Erdgasexportkapazität durch LNG zur Verfügung stehen.

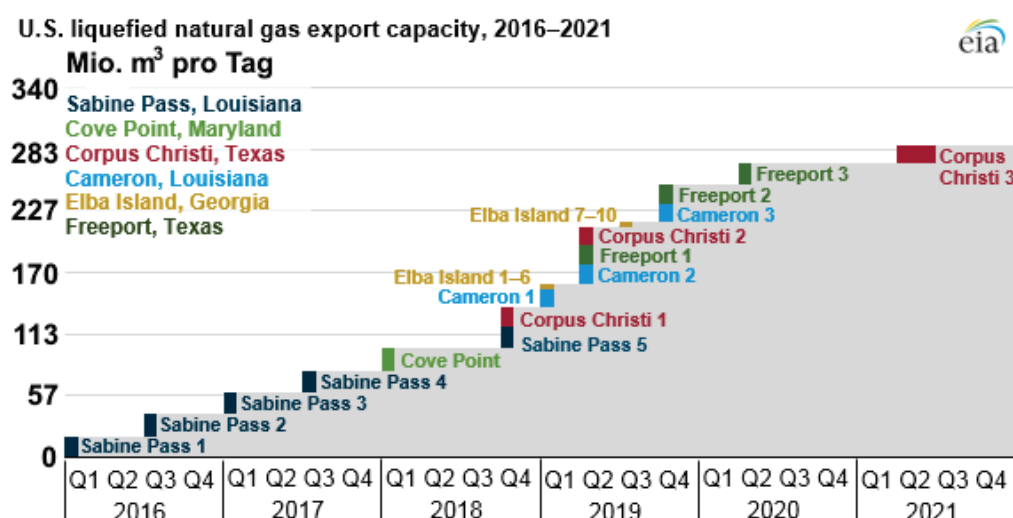


Abbildung 2-12: Gegenwärtige und zukünftige Exportkapazitäten der einzelnen LNG-Terminals in den USA, verändert nach EIA³⁹.

2.3.2 Kanada - bestehende und zukünftige LNG-Exportmöglichkeiten

Nach einigen Jahren der rückläufigen Erdgasproduktion aufgrund der Erschöpfung der konventionellen Erdgasfelder, stieg die Erdgasförderung durch die zunehmende Erschließung der Schiefergas- und Tight Gas-Vorkommen in den letzten Jahren erheblich an. Laut dem National Energy Board (NEB) wird sich dieser Trend voraussichtlich in den nächsten Dekaden fortsetzen. Der kanadische Erdgasverbrauch wird laut den Prognosen bis Anfang der 2030er Jahre steigen und danach bis 2040 auf diesem Niveau verbleiben (Abbildung 2-13)⁴².

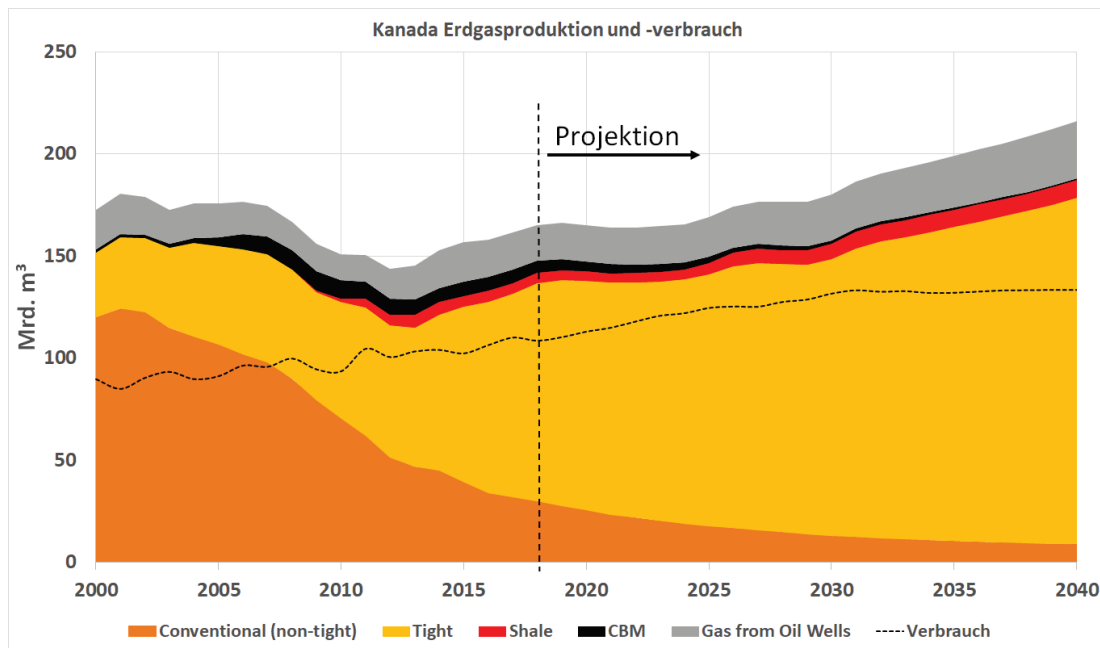


Abbildung 2-13: Erdgasproduktion und -verbrauch in Kanada 2000-2018 und Projektion bis 2040. Datenquelle NEB⁴².

Mit ca. 97 % der Förderung liegt das Zentrum der kanadischen Erdgasproduktion in den Lagerstätten des Westkanadischen Sedimentbeckens der Provinzen Alberta und British Columbia, (Abbildung 2-14). Der Anteil von Schiefergas an der kanadischen Produktion lag im Jahr 2018 bei rd. 3 %, der Anteil der Erdgasproduktion aus dichten Gesteinen (Tight Gas) bei gut 64 %⁴².

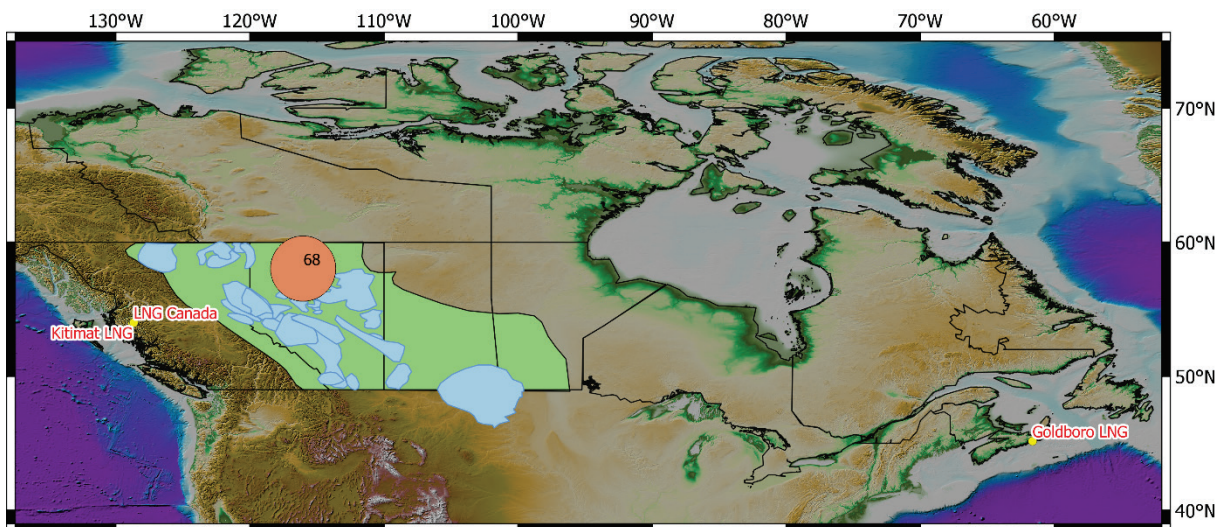


Abbildung 2-14: Sedimentbeckens (grün), Schiefergas- und Schieferölgebiete (blau) in Kanada. Der Kreis und die Zahl zeigen den Schiefergas- und Tight Gas-Anteil (%) der kanadischen Förderung. Zusätzlich sind die geplanten LNG-Exportterminal an der West- und Ostküste eingezeichnet, (Topographie/Bathymetrie, ETOPO1).

Erdgasexportkapazität Kanada

Da die kanadische Erdgasproduktion seit Jahrzehnten über dem Eigenbedarf liegt, wurden die überschüssigen Mengen in die USA exportiert. Entsprechend eng verflochten ist die Pipelineinfrastruktur zwischen den beiden Ländern. Durch die starke Zunahme der US-amerikanischen Erdgasproduktion

und der (rechnerischen) Erdgasimportunabhängigkeit der USA seit dem Jahr 2017, liegt es im Interesse Kanadas, neue Absatzmärkte für kanadisches Erdgas zu erschließen. Dies soll mit dem Aufbau von LNG-Exportterminals an der Ost- und Westküste realisiert werden. Die potenziellen Absatzmärkte befinden sich vorrangig im asiatischen Raum und in Europa.

Bislang verfügt das Land über keine LNG-Exportkapazität. Mehrere LNG-Exportterminals sind in Diskussion oder in einer frühen Planungsphase. An der Ostküste Kanadas ist das LNG-Exportterminal Goldboro (2 x 5 Mtpa, insgesamt 13,8 Mrd. m³) geplant, das 2023 in Betrieb gehen soll. Die finale Investitionsentscheidung wurde angekündigt, ist aber in 2019 noch nicht erfolgt. An der Westküste Kanadas werden verschiedene Exportterminals geplant. In der Region Kitimat soll ein Terminal gebaut werden, wo ein vorhandener Hafen ausgebaut und die Verflüssigungsanlagen an Land aufgebaut werden (zwei Verflüssigungsanlagen mit einer Kapazität von je 6,5 Mtpa; insgesamt 17,4 Mrd. m³). Das Exportterminal (LNG Canada) wird über die 670 km lange CoastalGasLink-Pipeline angeschlossen, die sich im Bau befindet (Dawson Creek/Montney nach Kitimat). Damit kann Erdgas aus Lagerstätten im Montney Shale und dem Horn River und Liard Basin nach Westen transportiert werden. Dieses Terminal hat Ende 2018, als bisher einziges, eine finale Investitionsentscheidung erhalten.

Im gleichen Gebiet gibt es ein zweites Projekt (Kitimat LNG) mit einer geplanten Kapazität von bis zu 18 Mtpa (3 Züge mit je 6 Mtpa) und einer Anbindung an die Pacific Trail Pipeline. Das Terminal soll die erste komplett elektrisch, mit Strom aus Wasserkraft, betriebene Anlage werden. Für beide Projekte wird ein Starttermin im Jahr 2027 erwartet. Der Bau der Exportterminals an der Westküste Kanadas zielt auf den Export hauptsächlich in den asiatischen Markt. Nach Prognosen des NEB wird Kanada ab dem Jahr 2031 rd. 31 Mrd. m³ Erdgas als LNG exportieren (Abbildung 2-15).

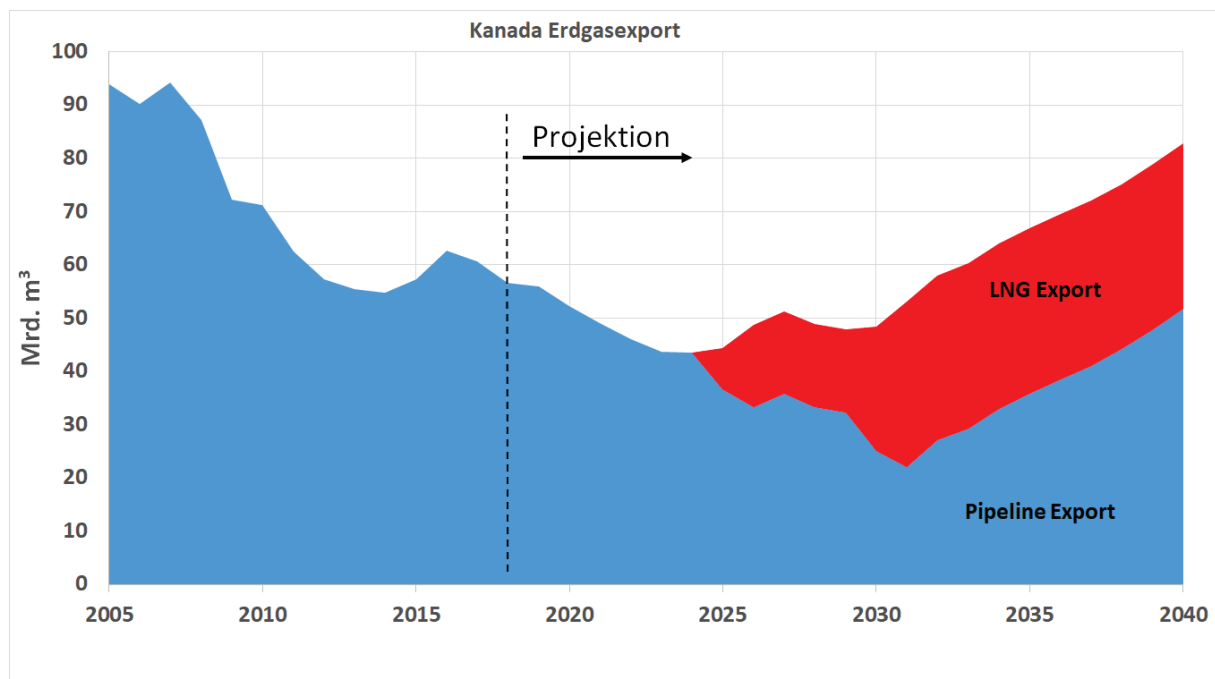


Abbildung 2-15: Historische und prognostizierte Erdgasexporte Kanadas. Datenquelle NEB⁴².

3 Methanemissionen bei der Gewinnung von Erdgas mit Schwerpunkt USA

3.1 Methanemissionen im Erdöl- und Erdgassektor in Nordamerika

In den USA hat sich der Trend steigender Treibhausgasemissionen seit 2007 umgekehrt. Die Nettoemissionen waren im Jahr 2017 um 13 % geringer als in 2005 und befanden sich damit knapp über dem Niveau des Referenzjahres 1990¹⁰. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien trägt die verstärkte Nutzung von Erdgas an Stelle von Kohle bei der Stromerzeugung zu etwa einem Drittel zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den USA bei^{43,44}.

Treibhausgasemissionen und die Emissionen von Methan werden insbesondere für die US-amerikanische Schiefergasförderung sehr kontrovers diskutiert. Methanemissionen in der Erdgasvorkette können im Upstream- (Exploration und Produktion), Midstream- (Aufbereitung, Weiterleitung/Lagerung), sowie im Downstream-Bereich (Verteilung) entstehen.

Die US-amerikanische Umweltbehörde EPA verpflichtet alle bedeutenden Erdöl- und Erdgasproduzenten zu jährlichen Berichten über Treibhausgasemissionen¹⁰. Neben diesen offiziellen Zahlen des *National Inventory Reports* (NIR) der EPA wurden Messungen verschiedener wissenschaftlicher Teams in wissenschaftlichen, begutachteten Journalen veröffentlicht. So wurden beispielsweise in einer Übersichtsarbeit aus dem Jahr 2016 mehr als 250 Publikationen zu dem Thema und den USA ausgewertet⁴⁵. Diese Studien weichen zum Teil in ihren Abschätzungen von den Zahlen der EPA ab. Im Folgenden werden die Ergebnisse der US-amerikanischen Umweltbehörde EPA der aktuellen begutachteten Literatur gegenübergestellt.

3.2 Methanemissionen nach dem National Inventory Report der EPA

Für Jahr 2017 ermittelte die EPA¹⁰ 6,65 Teragramm (Tg; 665 Mio t.) Methan, das durch die US-amerikanische Erdgasproduktion und -nutzung in die Atmosphäre emittiert wurde. Diese Angabe beinhaltet die gesamte Vorkette von der Exploration, Produktion, Aufbereitung und Verteilung bis hin zum Verbraucher, bzw. der Lagerung. Die 6,65 Tg Methan entsprechen 1,3 % der Gesamtförderung an Erdgas^d in den USA. In den 6,65 Tg sind Emissionen aus Altbohrungen nicht enthalten. Diese werden im aktuellen Bericht jedoch erstmalig von der EPA berücksichtigt, scheinen aber eine vergleichsweise geringe Relevanz zu haben (0,053 Tg für Erdgasbohrungen)¹⁰. Die Integration der abgeschätzten Emissionen aus Altbohrungen würde die 1,3 % Verluste an der Gesamtförderung nicht wesentlich verändern (plus 0,01 %).

^d Anteilig an der Gesamtproduktion von Methan von ca. 506 Mio t/Jahr (90 % abgeschätztem Methananteil von 562 Mio t Erdgas) in 2017 (<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9050us2a.htm>)

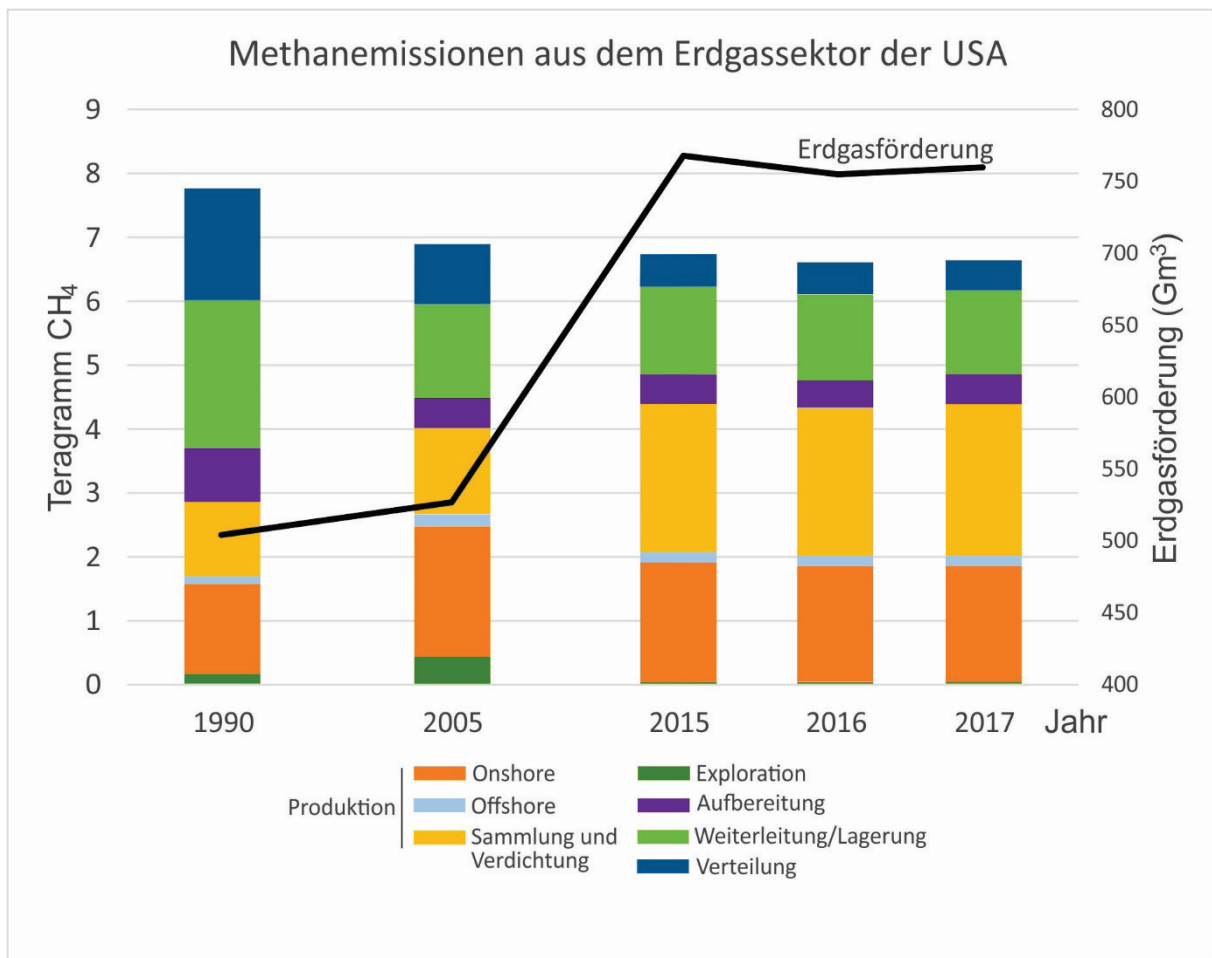


Abbildung 3-1: Methanemissionen des Erdgassektors untergliedert nach den Bereichen Exploration, Produktion, Aufbereitung, Weiterleitung bzw. Lagerung und Verteilung in den USA in 1990, 2005 und 2015-2017 (Datenquelle EPA¹⁰). Erdgasförderung der USA in Giga-Kubikmeter (Gm³) Datenquelle BGR³⁴. 6,65 Teragramm (Tg) Methanverluste in die Atmosphäre in 2017 entsprechen einer Verlustrate von 1,3 %. Eine Zunahme ist für den Bereich „Sammlung und Verdichtung“ (Produktion) von 2005 nach 2015 ausgewiesen. Trotz der deutlichen Zunahme der Erdgasförderung in diesem Zeitraum nehmen die Methanemissionen des Erdgassektors insgesamt leicht ab.

Die größten Erdgasemissionen stammen nach EPA-Angaben aus der Produktion (4,3 Tg Methan in 2017) und hier von Sammel- und Verdichterstationen (Abbildung 3-1). Die Erdölproduktion trug in den USA in 2017 mit 1,51 Tg zusätzlich zu den Methanemissionen bei¹⁰, denn Erdöl beinhaltet unterschiedliche Gehalte erdölbegleitender gasförmiger Kohlenwasserstoffe inklusive Methan (Erdölbegleitgas). Die Klassifizierung in vornehmlich Erdöl- oder Erdgasproduktion ist unscharf. Selbst die beiden US-amerikanischen Institute EPA und EIA verwenden unterschiedliche Schwellenwerte der jeweiligen Förderung zur Unterscheidung (EIA 6 mcf/bbl, EPA 100 mcf/bbl)¹⁰. Da die Normierung der Verlustmengen auf jeweils nur einen Rohstoff, etwa Erdgas erfolgt, führt schon die Anwendung dieser Schwellenwerte zu unterschiedlich errechneten Verlustraten (die Menge an Emissionen im Verhältnis zur geförderten Erdgasmenge).

3.3 Methanemissionen laut Peer-Review-Literatur

Die Angaben zu Methanemissionen durch die Bereitstellung fossiler Energie variieren in wissenschaftlichen Veröffentlichungen stark. Die meisten Studien konzentrieren sich auf einzelne Anlagen oder Förderregionen, wobei sich die Messmethoden und betrachteten Zeiträume zum Teil erheblich unterscheiden. Die unterschiedliche Ausgestaltung der Studien schränkt vielfach die Möglichkeit der Hochrechnung auf größere Gebiete bzw. die gesamte USA ein oder kann zu Fehleinschätzungen der Thematik führen. Dies trifft zu, wenn etwa Ergebnisse zu problematischen oder problemfreien Anlagen für generelle Aussagen herangezogen werden. Ungeachtet der großen Anzahl an US-Studien adressieren nur wenige derartige Schwierigkeiten und versuchen diese durch statistische Verfahren handzuhaben. Diese Arbeiten werden in diesem Kapitel besonders detailliert betrachtet und eine Einschätzung zur Validität der Daten und Aussagen gegeben.

Methanemissionen werden entweder durch Bottom Up (BU)- oder Top Down (TD)-Analysen bestimmt, die spezifische Vor- und Nachteile aufweisen (*Infobox - Messmethoden und Abschätzungen von Methanemissionen*).

Infobox - Messmethoden und Abschätzungen von Methanemissionen

Bottom Up (BU): Messungen direkt an potenziellen Emissionsstellen (Bohrplätze, Verteilerstationen, etc.). Üblicherweise werden diese Messungen von Methankonzentrationen in einer Entfernung von 20–200 m in Windrichtung einer Emissionsquelle durchgeführt⁴⁶. Massenflusswerte werden in der Regel empirisch über die atmosphärische Situation (Windrichtung- und -geschwindigkeit, Turbulenzen, Feuchtigkeit, Temperatur, etc.) unter der Annahme einer Punktquelle und einer Methan-Normalverteilung berechnet (EPA's Other Test). Der Fehler liegt bei 20 % bis 300 %. Die direkt gemessenen Emissionen werden üblicherweise über einen aus Messungen ermittelten Emissionsfaktor hochgerechnet über die Zahl der installierten Anlagen in einer Region oder auch USA-weit⁴⁷. Grundsätzlicher Vorteil von BU-Messungen ist, dass Emissionen bestimmten Anlagen oder Anlagenteilen relativ gut zugeordnet werden können. Nachteilig sind die sich potenzierenden Fehler bei Hochrechnungen, die aus zu geringer zeitlicher und räumlicher Variabilität der Messdaten resultieren können. BU-basierte Untersuchungen kommen häufig zu geringeren Methanemissionen als TD-basierte Studien^{48,49}.

Top Down (TD): Methanmessungen mittels Flugzeugen über größere Bereiche von Produktionsstätten. Möglich wären auch Satellitenmessungen, z.B. mit GHGSat oder dem deutsch-französischen Klimasatelliten MERLIN. Diese Kleinsatellitenmission soll ab 2021 die Methankonzentration in der Erdatmosphäre mit einer bislang unerreichten Genauigkeit messen. Naturgemäß erfassen TD-Studien größere Bereiche als BU-Studien, so dass Fehler bei Hochrechnungen gegenüber BU als kleiner anzusehen sind. Solange die Windrichtung stabil bleibt und eine ausgeprägte konvektive atmosphärische Grenzschicht besteht, können die Messwerte über eine Massenbilanz in Massenflusswerten umgerechnet werden⁴⁷. Die Verteilung von Isotopen und die Verteilung weiterer Kohlenwasserstoffe neben CH₄ werden gelegentlich verwendet, um eine solche Zuordnung zu validieren. Auch TD-Messungen sind nicht ohne Unsicherheit. So wurde beispielsweise darauf hingewiesen, dass flugzeuggestützte Messungen in einigen Studien zu Tageszeiten und Wetterbedingungen bevorzugt stattfanden, zu denen verstärkt Aktivitäten an Produktionsanlagen durchgeführt wurden, z.B. am Nachmittag⁵⁰. Ein derartiger Zusammenhang kann zu Überschätzungen von Zahlen führen, dessen Ausmaß nicht klar zu definieren ist. Dazu wird eine Reihe von wenig belegbaren Annahmen bezüglich des Transportes der Gase getroffen. Ein weiteres Problem ist, dass die Messungen den verschiedenen anthropogenen (Erdöl- und Erdgassektor; Landwirtschaft, etc.) und natürlichen Quellen zugeordnet werden müssen⁴⁷, was eine weitere große Unsicherheit nach sich zieht.

Eine Vielzahl an Veröffentlichungen ermittelte teils ähnliche, teils nach oben oder unten abweichende Methanemissionen als offiziell durch die EPA (BU-Ansatz) angegeben. Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2 sowie Abbildung 3-2 geben eine Übersicht über eine Auswahl der wesentlichen aktuellen Studien und geben die Ergebnisse der ermittelten Methanverlustraten wieder. Vergleichend sind globale Abschätzungen von Methanemissionen des Erdgassektors dargestellt (Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Übersicht publizierter Verlustraten normiert auf die Gasproduktion für die Welt sowie die gesamten USA. Reihenfolge der Publikationen mit steigender Aktualität.

Quelle	Region/Kommentar	Bezugs-jahr	CH ₄ Verlustraten in der Vorkette		
			Schiefergas	Konventionelles Erdgas	Gesamt
Welt					
Hayhoe et al. (2002) ⁵¹	Globale Zusammenschau. (Nach GRI (1997))	vermutlich 1997			0,5 % Produktion + 2,5 % Verteilung und Nutzung (0,76 kg/GJ)
Schwietzke et al. (2016) ²⁷	Globale Betrachtung auf Basis von δ ¹³ C-Werten von atmosphärischem Methan	2013			2,2 %
World Energy Outlook (2017) ¹¹	Global (Datenlage nicht beschrieben)	2015			1,7 %
USA (gesamt)					
Howarth et al. (2011) ⁵²	Schiefergas und konventionelles Erdgas USA (in Frage gestellt z.B. in ⁵³)	2007	3,6–7,9 %	1,7–6 %	
Hultman et al. (2011) ⁵⁴	Schiefergas, Tightgas, CBM USA Zahlen aus Howarth et al. (2011)	2007	2,8 % (Produktion) + 0,9 % downstream	1,3 % (Produktion) + 0,9 % downstream	
Burnham et al. (2012) ⁵⁵	USA	2009	2,01 % (0,71–5,23 %)	2,75 % (0,92–5,47 %)	
Cathles et al. (2012) ⁵³	USA Zahlen basieren auf EPA 2009 und Rechenmodellen (keine eigenen Messungen)	2008	1,1 % (0,2 % Produktion + 0,9 % Verteilung und Processing)		0,9–2,2 % (Mittelwert hier berechnet: 1,6 %)
Littlefield et al. (2017) ⁵⁶	USA	2012			1,7 % (1,3–2,2 % mit 95 % Confidence Level)
EPA (2017) ⁵⁷	USA	2015			1,4 % (mit Ansatz und Zahlenquelle wie in Fußnote ^d)
Alvarez et al. (2018) ⁵⁸	Stichpunktdaten aus ~30% der Gebiete mit Erdgasproduktion der USA	2015			2,3 % (1,9–2,6%)
Omara et al. (2018) ⁵⁹	USA (nur Erdgasproduktionsstätten). Zahlen nur für Produktion publiziert (Downstream aus ⁵⁸ addiert)	2016			1,5 % (nicht-parametrisches Modell) und 0,59 % (Regressionsmodell) für Produktion plus jeweils 1 % für Downstream
EPA (2019) ¹⁰	USA (berechnet mit Produktionszahlen nach https://www.eia.gov/dn av/ng/hist/n9050us2a.htm)	2017			1,3 %

Tabelle 3-2: Übersicht publizierter Verlustraten normiert auf die Erdgasproduktion für die Becken und Lagerstätten in den USA.

Quelle	Region/Kommentar	Bezugs-jahr	CH ₄ Verlustraten in der Vorkette		
			Schiefergas	Konventionelles Erdgas	Gesamt
USA (Becken /well pads)					
Peischl et al. (2015) ¹⁹	Marcellus Shale (Pennsylvania + W Virginia)	2013	0,18–0,41 %		
Omara et al. (2016) ⁴⁹	Marcellus Shale (Pennsylvania + W Virginia)	2014/2015	0,13 % (0,01–1,2%)	10,5 % (0,35–91%)	
Omara et al. (2018) ⁵⁹	Marcellus Shale (Pennsylvania + W Virginia)	2016			Produktion: 0,27 %
Ren et al. (2019) ⁶⁰	Marcellus Shale (Pennsylvania + W Virginia)	2015	1,1 % (0–3,5%)		
Peischl et al. (2015) ¹⁹	Haynesville (Arkansas, Louisiana, Ost Texas)	2013	1,0–2,1%		
Karion et al. (2015) ⁶¹	Barnett Shale (Texas)	2013	1,3–1,9 %		
Lyon et al. (2015) ⁶²	Barnett Shale (Texas)	2013	1,1 % (1,0–1,3 %) (4% Erdölproduktion sind nicht berücksichtigt)		
Zavala-Araiza et al. (2015) ⁴⁸	Barnett Shale (Texas)	2013	1,2–1,9 %		
Omara et al. (2018) ⁵⁹	Barnett Shale (Texas)	2016			Produktion: 0,65 %
Schneising et al. (2014) ⁶³	Bakken (Nord Dakota etc.)	2006-2008 (a) 2009-2011 (b)	a) 10,1 % (± 7,3 %) b) 9,1 % (± 6,2 %)		
Peischl et al. (2016) ⁶⁴	Bakken (Nord Dakota etc.)	2014	4,2–8,4 %		
Peischl et al. (2015) ¹⁹	Fayetteville Region	2013	1,0–2,8 %		
Robertson et al. (2017) ⁶⁵	Fayetteville (Arkansas)	2015			Produktion: 0,09 % (0,05–0,15 %)
Omara et al. (2018) ⁵⁹	Fayetteville (Arkansas)	2016			Produktion: 0,5 %
Pétron et al. (2014) ⁴⁷	Denver-Julesburg (Colorado)	2012	4% (± 1,5 %)		
Omara et al. (2018) ⁵⁹	Denver-Julesburg (Colorado)	2016			Produktion: 1,6 %
Robertson et al. (2017) ⁶⁵	Denver-Julesburg (Colorado)	2014			Produktion: 2,1 % (1,1–3,9%) in DJ
Karion et al. (2013) ⁶⁶	Uintah County, (Utah)	2012			8,9 % (6,2–11,7 %)
Robertson et al. (2017) ⁶⁵	Uintah County, (Utah)	2015			Produktion: 2,8 % (1,0–8,6%) in Uintah
Omara et al. (2018) ⁵⁹	Uintah County, (Utah)	2016			Produktion: 3,5 %
Robertson et al. (2017) ⁶⁵	Upper Green River (Wyoming)	2014			Produktion: 0,18 % (0,12–0,29%)
Omara et al. (2018) ⁵⁹	Upper Green River (Wyoming)	2016			Produktion: 0,5 %
Omara et al. (2018) ⁵⁹	Pinedale (Wyoming)	2016			Produktion: 0,65 %
Peischl et al. (2015) ¹⁹	W. Arkoma (Arkansas)	2013	6–20 %		

Die höchsten Verlustraten für die Erdgasvorkette in den gesamten USA finden sich in einer Studie von Howarth *et al.*⁵² Neuere Studien widersprechen diesen Angaben. In einer Betrachtung von Verlustraten aus mehr als 250 Studien ohne Wertung ihrer Qualität oder Relevanz wurden für die gesamte Vorkette (ohne LNG) in den USA im Mittel 0,97 % Verlustrate der Erdgasproduktion festgestellt⁴⁵. Aktuelle Zahlen liegen unterhalb der vorgeschlagenen Maximalraten (gestrichelte Linien in Abbildung 3-2), die einen Vorteil von Erdgas- gegenüber Kohleverstromung im Klimageschehen bedeuten (siehe Kap. 5.1).

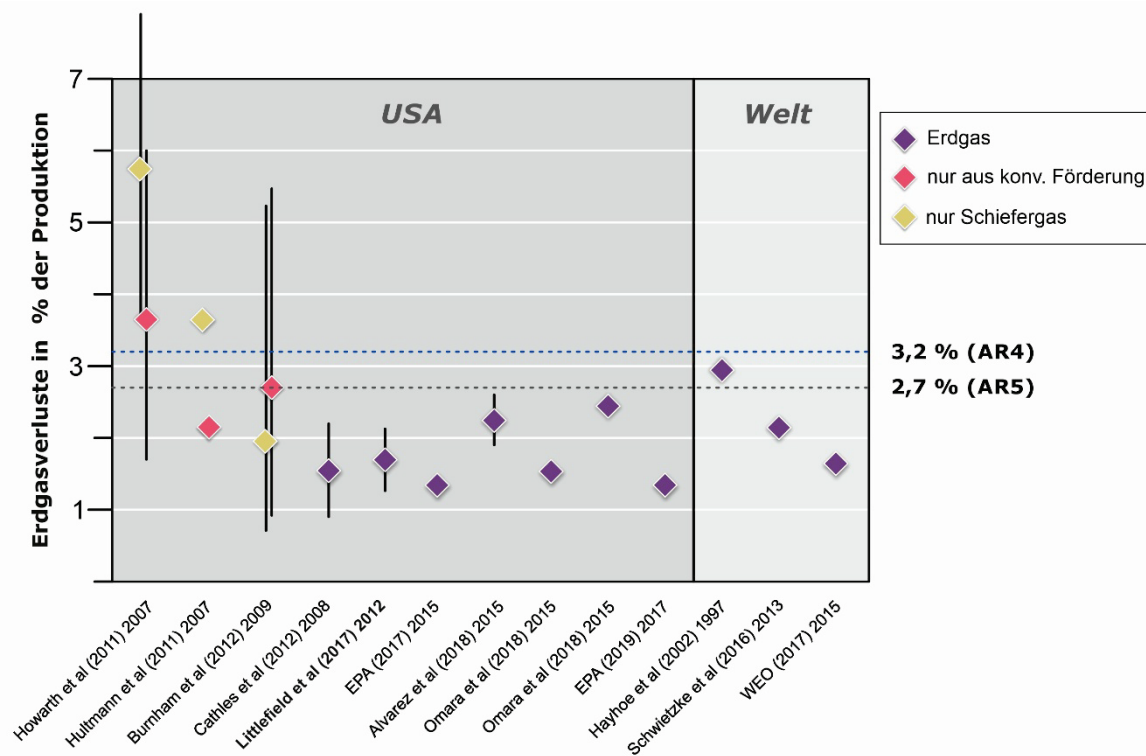


Abbildung 3-2: Übersicht über publizierte produktionsnormierte Verluste für Erdgas in den gesamten USA und weltweit von links nach rechts mit zunehmender Aktualität. Soweit in den Studien differenziert, sind die Verluste von Schiefergas und konventionellem Erdgas ausgewiesen. Die Spannweiten für Verlustraten werden, soweit angegeben, dargestellt (Quellen siehe Tabelle 3-1). Neben der Quelle ist jeweils das Bezugsjahr der Studie angegeben. Omara *et al.*⁵⁹ berichteten nur Verluste bei der Produktion. Deshalb wurden hier Angaben aus dem Downstream-Bereich von 1 % aufaddiert (nach⁵⁸) Rechts sind weltweite Abschätzungen dargestellt. Die gestrichelten Linien geben maximale Verlustraten an unter der auf allen, auch kurzen, Zeitskalen Erdgas- gegenüber Kohleverstromung einen Klimavorteil hat (3,2 % nach IPCC AR4⁶⁷; 2,7 % nach IPCC AR 5^{60,68}). Auf längeren Zeitskalen hat die Nutzung von Erdgas bei der Verstromung auch bei Verlustraten oberhalb der Linien einen Klimavorteil (siehe Kap. 5.1).

Die umfassendsten und aktuellsten Studien zu potenziellen Methanemissionen aus der US-amerikanischen Erdöl- und Erdgasindustrie sind von Alvarez *et al.*⁵⁸ und Omara *et al.*⁵⁹ (*Infobox - Betrachtung der Methodik der aktuellen Kernstudien*⁶⁰). Diese Studien basieren auf Daten von einzelnen Sedimentbecken und speziell Schiefergas-Provinzen in den USA (Abbildung 3-3).

Alvarez *et al.*⁵⁸ geben eine Zusammenschau einzelner Studien mit Methanmessungen und betrachten die vollständigen Vorkettenemissionen (Förderanlagen inkl. Altbohrungen, Aufbereitung und Transport, auch mit LNG, Lagerung und Erdöltransport/-Raffinerien) bis hin zum Endverbraucher in den USA. Für das Jahr 2015 ermittelt diese Studie Verlustraten von 2,3 % des in den USA geförderten Erdgases. Damit würden die Methangesamtemissionen der US-amerikanischen Erdöl- und Erdgasnutzung 60 %

höher sein als von der EPA angegeben^e. Wie auch von anderen Autoren beschrieben, werden die Methanemissionen vornehmlich auf Produktionsverluste zurückgeführt⁵⁸.

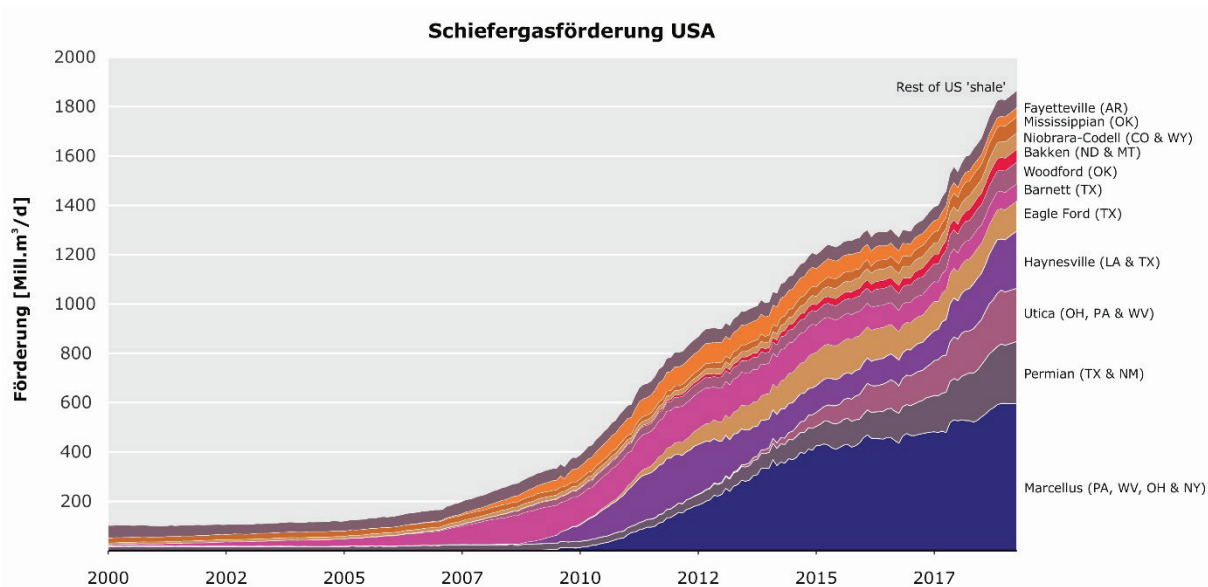


Abbildung 3-3: Schiefergasförderung in den USA, untergliedert nach *Shale Plays*. Dargestellt ist die tägliche Förderung, monatlich gemittelt, von Anfang 2000 bis April 2019. PA – Pennsylvania; WV – West Virginia; OH – Ohio; NY – New York; LA – Louisiana; TX – Texas; OK – Oklahoma; NM – New Mexico; ND – North Dakota; MT – Montana; AR – Arkansas; CO – Colorado; WY – Wyoming. Datenquelle: EIA⁶⁹.

Omara et al.⁵⁹ hingegen betrachten nur die Emissionen, die bei der Produktion von Erdöl und Erdgas anfallen. Die Autoren berichten deutliche Unterschiede bei den produktionsnormalisierten Emissionen in den verschiedenen sedimentären Becken der USA (Abbildung 3-3), von im Mittel 1,6–3,5 % für Becken mit großen Verlustraten und von 0,031–0,15 % für Becken mit geringen Verlustraten. Diese Autoren, wie auch Alvarez et al.⁵⁸, sehen keine Hinweise darauf, dass große Erdgasfördergebiete zwangsläufig bedeutende Methanemissionsregionen darstellen. Vielmehr sind dies häufig Regionen in denen Erdölförderung dominiert. Mit zwei unterschiedlichen methodischen Ansätzen^f wurden Methanverlustraten in den gesamten USA von 0,59 % und 1,5 % ermittelt⁵⁹. Da hier ausschließlich die Produktion betrachtet wird, ist die größere Zahl von 1,5 % vergleichbar zu den Verlustraten aus der Produktion in Alvarez et al.⁵⁸. Die kleinere Zahl, 0,59 % Methanverlustrate, entspricht in etwa den Angaben der EPA für die Produktion¹⁰. Die Spannweite ist gemäß dieser Studie vor allem dem statistisch schlecht erfassbaren Beitrag einzelner großer Emittenten geschuldet.

In der Gesamtschau der wissenschaftlichen Literatur aus der jüngeren Vergangenheit (Abbildung 3-2) zeigt sich, dass die Methanverlustrate der Erdgasvorkette in den USA in der Größenordnung von 1,3 % bis 2,5 % liegt.

^e EPA: 1,4 % Verluste für 2015 unter Verwendung von Produktionszahlen von <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9050us2a.htm> (90 % abgeschätztem Methananteil)

^f Zusammenhang zwischen Produktionsrate und Methanemissionen ermittelt durch Regression und alternativ nichtparametrisch.

Infobox - Betrachtung der Methodik der aktuellen Kernstudien Alvarez et al. (2018)⁵⁸ und Omara et al. (2018)⁵⁹

Beide Studien stützen sich überwiegend auf Messwerte früherer Studien und beziehen sich damit auf einen Datenstand im Jahr 2015. Die in Alvarez et al.⁵⁸ ausschlaggebenden postulierten Emissionen der Öl- und Gasproduktion errechnen sich aus den Daten von vier Referenzen^{46,49,65,70}. In diesen Studien wurden punktuell Methanemissionen in Teilbereichen von 6 aus 62 sedimentären Becken in den USA über vergleichsweise sehr kurze Zeiträume ermittelt. Insgesamt wurden 433 Lokationen betrachtet, was gegenüber hunderttausenden Bohrungen, hunderten von Prozessingstationen und mehr als 6 Millionen Pipelinekilometern¹⁰ gering erscheint. Damit stellt sich die Frage, ob die Datengrundlage repräsentativ ist. Wichtig ist auch, dass die einzelnen Studien keine Stichproben durchführten, sondern überwiegend an bekannten Emittenten gemessen haben^{46,65} oder vor der Messung überprüften, dass Methanemissionen auftreten⁴⁹. Damit ist die Datengrundlage nicht zufällig verteilt, um statistisch verwertbar zu sein. Nur in einer der vier Studien wurde zufällig gemessen⁷⁰. Dabei wurden bei 55 von 155 zufälligen Messungen keine Methanemissionen detektiert⁷⁰, was einem Anteil von 35 % entspricht. Dieser Anteil liegt bei den anderen Studien bei 3 %, 2 % und 0 %. Alvarez et al.⁵⁸ errechnet die ihrer Hochrechnung zugrundeliegenden Emissionswerte pro Produktionsstätte nun ohne Berücksichtigung dieser nicht-Emittenten, wobei Ausreißer (5 Werte (von 433) > 25 kg CH₄ h⁻¹) mittels einer Normalverteilung in die Rechnung eingingen. Dies dürfte zu einer deutlichen Verzerrung der Berechnungen führen. Für die Hochrechnung auf die gesamten USA wird darüber hinaus ein exponentieller Zusammenhang zwischen Produktionsrate und Methanemissionen verwendet, d.h. an Orten an denen viel Erdgas produziert wird, wären auch große Emissionen zu erwarten. Dabei ist es aber in den USA sehr umstritten, ob ein solcher Zusammenhang existiert^{46,47,59} oder falls ja, wie sich dieser darstellt^{48,49}.

Omara et al.⁵⁹ kombinieren vorliegende Literaturwerte mit einigen neuen Messungen und basieren mit 1009 Messpunkten auf einer etwas größeren Datengrundlage als Alvarez et al.⁵⁸. Diese Autoren betonen ausdrücklich den großen Streubereich und den stochastischen Charakter der Messwerte. Omara et al.⁵⁹ postulieren, dass dennoch Trends statistisch angenähert werden können, um die Einzelmessungen auf US-weite Abschätzungen zu extrapolieren. Mittels einer linearen Regression zwischen Produktionsrate und Methanemissionen bestätigen Omara et al.⁵⁹ mehr oder weniger produktionsnormalisierte CH₄-Emissionen der EPA¹⁰. Bei einer nichtparametrischen Anpassung ergeben sich ähnliche Werte wie bei Alvarez et al.⁵⁸. Dies ist wenig überraschend, da der Ansatz eines potenzierten Zusammenhanges mit der Förderleistung sehr ähnlich ist und auch überwiegend die gleichen Studien, wenngleich zum Teil unterschiedlich ausgewertet, in die Betrachtungen eingegangen sind. Weiterhin findet sich eine Ungenauigkeit nicht nur bei Alvarez et al.⁵⁸, sondern bei einer Vielzahl an wissenschaftlichen Studien zu Vorkettenemissionen der US-amerikanischen Erdgasbranche: die Normierung der Emissionen des Erdgas- und Erdölsektors nur auf die Erdgasproduktion. Richtig müssten entweder nur die Emissionen der Erdgas-Vorkette betrachtet werden, oder die Normierung auf beide Energieträger, Erdgas und Erdöl, erfolgen. Natürlich ist es für das Klimageschehen unerheblich, ob Methan aus der Erdöl- oder Erdgasproduktion entweicht, jedoch ist eine differenzierte Betrachtung nötig, wenn Methanverlustprozente für die Klimabilanzierung von Erdgas genutzt werden. Alvarez et al.⁵⁸ postulieren zwar, dass die Mitberücksichtigung von Methanemissionen aus der Förderung von Erdöl das Bild um wohl nur 10 % zuungunsten von Erdgas verzerrt, die anderen oben genannten Aspekte scheinen aber ebenfalls eher zu einer Über- als Unterschätzung von Methanemissionen in den USA zu führen.

3.4 Methanemissionspfade bei der Schiefergasgewinnung

Die primären Unterschiede zwischen konventioneller Erdgasförderung und Schiefergasgewinnung liegen im Upstream-Bereich. Die betroffenen Arbeitsphasen sind die Bohrungs-, Komplettierungs- und die *Flowback*-Phase. Im Mid- und Downstream-Bereich, also z.B. am obertägigen Verteilernetz, gibt es

keine grundsätzlichen Unterschiede zur konventionellen Gasförderung. Bei der Diskussion um die Methanemissionen bei der Schiefergasgewinnung werden in der Literatur u.a. folgende potenzielle Emissionspfade genannt^{10,52,71,72}:

- I. Abteufen der Horizontalsektion durch den Trägerhorizont
- II. Komplettierung - Aufbohren der *Frac-Plugs (Drill-Out)*
- III. Freiförderung der Bohrung (*Flowback*)
- IV. *Liquid Unloading*^g während der Produktion

Die Menge der Methanemissionen über diese Emissionspfade ist in der Literatur umstritten (vgl. Kapitel 3.1). Beim Fracking (*Infobox – Fracking-Technologie zur Schiefergasgewinnung*) selbst – also dem Prozess der Risserzeugung im engeren Sinne – sind für den Regelbetrieb keine Methanemissionen zu erwarten.

Charakteristisch für Schiefergaslagerstätten ist das Produktionsverhalten der Bohrungen. Nach der initialen Förderperiode sinkt die Förderrate bereits nach wenigen Monaten exponentiell ab. Der Gewinnungsfaktor von Schiefergaslagerstätten liegt im US-Durchschnitt bei 13 % des ursprünglich vorhandenen Erdgases⁷³ und fällt somit weit hinter den Gewinnungsfaktor von konventionellen Lagerstätten zurück. Um das Produktionsniveau aufrecht zu erhalten, bedarf es daher permanenter Bohraktivität oder produktionsstimulierender Maßnahmen wie z.B. Re-Fracking.

I. Abteufen der Horizontalsektion durch den Trägerhorizont

Für die Erschließung von Schiefergas- und Schieferöllagerstätten werden in Nordamerika heutzutage fast ausschließlich Horizontal- bzw. Lateralbohrungen verwendet. Die Länge der Horizontalsektion ist von technisch-ökonomischen Erwägungen abhängig und variiert z.B. im Marcellus Shale zwischen 1500 bis 4500 Metern Länge⁷⁴. In den letzten Jahren konnte in den USA eine starke Zunahme von *Extended Reach*-Bohrungen beobachtet werden⁷⁵. Allein im *Permian Basin* (Texas) stieg die Anzahl der Bohrungen mit Lateralsektionen >3000 m von 65 in 2014 auf 813 in 2018 sprunghaft an⁷⁶.

Für die Methanfreisetzung beim Trägeraufschluss (Durchteufen des Reservoirhorizontes) liegen keine konkreten Zahlen vor. Zur Einordnung der Größenordnung wird im Folgenden beispielhaft das maximal mögliche Volumen an Erdgas in der erbohrten Formation berechnet. Für die Emissionen durch den Bohrungsaufschluss ergäbe sich demnach für eine 2500 m lange Horizontalsektion mit 8-1/2 Zoll Durchmesser eine maximale Ausgasung des Bohrkleins von rd. 1170 m³ Erdgas^h über die Dauer der Bohrphase der Sektion (in der Regel mehrere Tage). Die Größenordnung der Emissionen beim Trägeraufschluss wird daher im Gesamtvergleich als gering eingeschätzt (siehe III. *Freiförderung der Bohrung*) und eher als operatives Sicherheitsrisiko denn als relevanter Methanemittent bewertet. Beim überbalancierten Bohren kann ein Trägerzufluss weitestgehend ausgeschlossen werden. Für den seltenen Fall

^g Entfernung von Flüssigkeitsansammlungen in der Bohrung

^h Nach *OGIP*: $\frac{Ah\phi(1-S_w)}{Bg}$ unter den Annahmen: Porosität $\phi = 15\%$, Wassersättigung $S_w = 0.23$, Volumenkonvertierungsfaktor $B_g = 0.0062 \text{ Rm}^3/\text{Sm}^3$

eines Gas-Kicks wird dieser i.d.R. über den *Mud Gas Separator* zur Fackel der Bohranlage auszirkuliert und verbrannt.

Infobox – Fracking-Technologie zur Schiefergasgewinnung

„Hydraulic Fracturing“ oder kurz „Fracking“ ist derzeit das primäre technische Verfahren zur Gewinnung der nordamerikanischen Schiefergasvorkommen⁷⁷. Der Begriff „Fracking“ beschreibt das Verfahren zur Verbesserung des Zuflussverhaltens in geringpermeablen Lagerstätten durch die Erzeugung von hydraulisch induzierten Zugrissen oder durch die Optimierung eines bereits existierenden Rissnetzwerks. Auch wenn Fracking im Fachjargon nur den Prozess der Trägerstimulierung im engeren Sinne bezeichnet, so hat sich der Begriff in den letzten Jahren im allgemeinen Sprachgebrauch zum Synonym für die bergbautechnologische Erschließung von Schieferöl- und Schiefergaslagerstätten entwickelt. Neben der eigentlichen Frac-Behandlung werden mit dem Begriff Fracking mittlerweile auch das Abteufen der Bohrung, die Komplettierung und der *Flowback* assoziiert.

Von einem Bohrplatz aus werden multiple Horizontalbohrungen abgeteuft. Dieses *Multi-Well-Pad*-Verfahren in Kombination mit *High Volume Multistage Fracturing* erlaubt die größtmögliche Drainage des Lagerstättenvolumens und hat maßgeblich den „Schiefergas-Boom“ in den USA ermöglicht⁷⁸. Zudem haben Fortschritte in der Bohrtechnik sowie eine Verschlanung des Bohrlochdesigns zu einer signifikanten Reduzierung der Bohrdauer und -kosten geführt⁷⁹.

Mit stetig wachsender Länge der Horizontalsektionen werden die steigenden Reibungswiderstände zur Herausforderung. Zu den neusten Entwicklungen am Markt gehören daher Multistage-Komplettierungen für *Extended Reach* Bohrungen die auf einer Hybridlösung aus *Plug & Perforate* und Schiebemuffen-Systemen fußen (*Hybrid Completion Systems*)⁷⁶. Weitere Neuerung sind selbstauflösende *Frac-Plugs*, die das Ausbohren der Stopfen überflüssig machen und somit die Komplettierungsdauer und auch den Wasserverbrauch maßgeblich reduzieren sollen⁸⁰.

In den USA und Kanada sind *Slickwater-Fracs* (Fracking mit niedrigviskosen Frackfluiden) die am weitesten verbreitetste Form der hydraulischen Stimulation. *Slickwater-Fracs* zählen zu den *High-Volume-Fracs*, deren Design ein komplexes Kluftnetzwerk mit hoher Rissdichte erzeugt⁸¹. Für den effektiven Stützmitteltransport werden sehr hohe Pumpraten benötigt⁷⁹. Dies ist mitunter Ursache des vergleichsweise hohen Wasserverbrauchs bei der Schiefergasgewinnung. In Bereichen mit begrenzter Verfügbarkeit von Anmachwasser oder eingeschränkten Entsorgungsmöglichkeiten wird seit einigen Jahren ein Recycling des *Flowback* vorgenommen⁸².

Zu den technologischen Weiterentwicklungen im Bereich der Fracfluide gehören *Viscoelastic Surfactant* Fluide, Schaum-Fracs, ölbasierte und kryogene Stimulationsfluide wie z.B. flüssiges CO₂ oder Stickstoff. Insbesondere dem Einsatz von flüssigem CO₂ als Basisfluid wird eine große technologische Bedeutung zur zukünftigen Erhöhung des Ausbeutungsfaktors von Schiefergaslagerstätten zugeschrieben. Da viele Tonsteine unter Lagerstättenbedingungen ein höheres Adsorptionsvermögen von CO₂ gegenüber CH₄ besitzen, kann aus der Matrix zusätzliches Methan gelöst werden. Darüber hinaus wird die Trägerschädigung reduziert und der *Clean-Up* verkürzt. Kryogene Stimulationsfluide kommen in Schiefergaslagerstätten bisher jedoch nur in begrenztem Umfang zur Anwendung⁸¹. Als vielversprechendste technische Neuerungen der letzten Jahre werden das *Re-Fracturing* von Bestandsbohrungen und der Einsatz von *Energized* Fracfluid-Systemen angesehen. Der Feldeinsatz zeigt, dass erneut hydraulisch stimulierte Altbohrungen mit heutiger Fracktechnik, vergleichbar hohe initiale Produktionsraten wie neu abgeteuft Bohrungen aufweisen⁷³. Der Trend im Entwicklungsbereich geht unter anderem dahin, den Wassereinsatz zu reduzieren. Bei *Energized* Fracfluiden wird ein Teil der wasserbasierten Flüssigphase durch CO₂- oder N₂-Schaum ersetzt oder mit CO₂ / N₂ angereichert. Ähnlich den kryogenen Stimulations-Fluiden, kann durch die Gasexpansion die Freiförderung der Bohrung beschleunigt und somit auch die *Flowback*-Phase verkürzt werden. Ferner wird von einer Erhöhung des Ausbeutungsfaktors und der Produktionsperformance berichtet⁸³.

II. Komplettierung - Aufbohren der Frac-Plugs (Drill-Out)

Der Begriff Komplettierung bezeichnet den Bohrungsausbau für die spätere Förderung, im weiteren Sinne aber auch die Umrüstung für Stimulationsmaßnahmen wie z.B. Trägersäuerung oder Fracking. In der Literatur wird der Begriff Komplettierung jedoch nicht einheitlich verwendet. Gerade im Zusammenhang mit der Stimulation von nicht-konventionellen Lagerstätten werden manchmal auch die Frac- und die Flowback-Phase bzw. der Bohrlochtest zur Komplettierungs-Phase gezählt.

Bei der Schiefergasgewinnung in Nordamerika ist das *Plug & Perforate* Verfahren die dominierende Komplettierungsart. *Multistage-Fracs* mit 40 oder mehr *Stages* (voneinander isolierte Bohrlochabschnitte) sind bei Schiefergaslagerstätten üblich. Hierbei wird die Produktions-Rohrtour oder der Liner für jede Stage selektiv im Clusterverfahren perforiert und unmittelbar im Anschluss stimuliert. Anschließend wird die *Stage* durch einen *Bridge-Plug/Frac-Plug* (Brückenstopfen) gegen das nachfolgende Intervall hydraulisch isoliert. Auf diese Weise werden alle Stages nacheinander behandelt. Nach erfolgreichem Abschluss der Fracarbeiten werden die im Bohrloch verbliebenen *Plugs* aufgebohrt (*Drill-Out*) oder gezogen und anschließend der *Flowback* initiiert⁷⁹.

Das Aufbohren erfolgt meist via *Coiled Tubing Drilling* und unterliegt kontrollierten Druck- und Zirkulationsbedingungen. Ferner ist ein Aufbohren prinzipiell auch ohne Bohrlochzirkulation möglich. Darüber hinaus existieren *Plug & Perforate* Komplettierungen bei denen kein Aufbohren nötig ist oder nur in begrenztem Umfang anfällt⁷⁹. Aus technischer Sicht ist es daher wenig wahrscheinlich, dass sich beim Aufbohren der *Plugs* freies Erdgas in der Horizontalsektion befindet bzw. für die Dauer der Spülungszirkulation durch die Perforationen zufließt. Ein Zufluss von Erdgas signifikanter Größenordnung während des *Drill-Outs* wird als ein Sonderfall und nicht als die Regel angesehen⁵³.

III. Freiförderung der Bohrung (Flowback)

Unmittelbar nach Abschluss der Frac-Behandlung wird mit der Rückförderung des Fracfluids begonnen – die *Flowback*- oder *Clean-Up-Phase*. In der Regel kann nur ein Bruchteil des ursprünglich verpumpten Fracfluidvolumens zurückgefördert werden. Abhängig von den Reservoireigenschaften der Lagerstätte kann die *Flowback*-Phase Tage bis Wochen in Anspruch nehmen⁸⁴. Während des initialen *Flowback* wird hauptsächlich die Flüssigphase zurückgefördert. Erdgas tritt in diesem Zeitraum allenfalls in gelöster Form über den *Flowback* zu Tage⁵³.

Der *Flowback* gilt als eine der spezifischen Quellen von Methanemissionen bei der Schiefergasgewinnung⁸⁵. In der Vergangenheit war es in den Schiefergasprovinzen der USA gängige Praxis, weite Teile des *Flowback* in Auffangbecken oder offene Tankbatterien überzuleiten⁸⁶. Hierbei entgasten gegebenenfalls die flüchtigen Bestandteile in die Atmosphäre. Dieses *Venting* des *Flowback* war in der Vergangenheit für die Freisetzung möglicherweise größerer Methanmengen verantwortlich. Die US Environmental Protection Agency (EPA) geht davon aus, dass hierdurch Methanemissionen in der Spanne von 19.800 m³ bis 570.000 m³ pro Bohrung anfallen können⁸⁷. Bereits seit 2012 ist in den USA das *Venting* des *Flowback* jedoch nur noch in Ausnahmefällen zulässig⁸⁸ und seit 2015 der Einsatz von Separator-Equipment für den sekundären Abschnitt des *Flowback* gesetzlich vorgeschrieben⁸⁹ (vgl. Kap. 3.7). Fracfluid, Lagerstättenwasser, Stützmittelreste und anfallendes Begleitgas werden vom Eruptionskreuz über das Testequipment geleitet und im Separator getrennt. Bei fehlender Einspeisungsinfrastruktur

wird die Gasphase zur Fackel geleitet und bei ausreichender Methankonzentration verbrannt. Bei Verwendung von *Energized* Fracfluiden kann der Inertgasanteil während des initialen *Flowback* so hoch sein, dass eine Verbrennung der Begleitgase nicht möglich ist⁹⁰. Dennoch geht die EPA davon aus, dass bei Verwendung einer permanenten Pilotflamme die Methanemissionen, über den gesamten *Flowback* betrachtet, durch Abfackeln um bis zu 95% reduziert werden können⁹⁰.

In Fällen von zu niedrigem Sohlendruck kann die Freiförderung durch Gas-Lifting unterstützt werden. Typischerweise wird hierbei via *Coiled Tubing* auf Bohrlochsohle Stickstoff injiziert. In der Literatur wird i.d.R. nicht angegeben, ob bei den untersuchten Bohrungen Gas-Lifting eingesetzt wurde. Der Beitrag von Inertgasen durch Stickstoff-Liften und die Ausgasung von *Energized* Fracfluiden (Infobox „*Fracking-Technologie zur Schiefergasgewinnung*“) muss bei der Ermittlung der Methanemissionen berücksichtigt werden. Wird die absolute Gasmessung nicht um diesen Beitrag an Stickstoff bzw. CO₂ korrigiert, führt dies zu einer überhöhten Abschätzung der Methanemissionen beim *Flowback*.

IV. *Liquid Unloading* während der Produktion

Während der Produktion kann es mit nachlassendem Sohlendruck zu einer Flüssigkeitsansammlung auf Sohle kommen. Die Fließgeschwindigkeit in der Bohrung reicht nicht mehr aus, um eine effiziente Ausbringung von z.B. Lagerstättenwasser und oder flüssigen Kohlenwasserstoffen wie z.B. Kondensat zu gewährleisten. Der hydrostatische Druck der Flüssigkeitssäule wirkt sich negativ auf die Förderleistung der Bohrung aus. Die Entfernung der Flüssigkeitsansammlung wird als *Liquid Unloading* bezeichnet.

In den USA war es zumindest in der Vergangenheit verbreitete Praxis die Flüssigkeitsansammlung bei der Erdgasförderung über einen *Blow Down* aus der Bohrung zu entfernen. Hierbei wird die Bohrung zunächst eingeschlossen und der Kopfdruck aufgebaut. Anschließend wird die Bohrung abgeblasen. Die Dauer, Effizienz und Häufigkeit der Operation ist maßgeblich für die Höhe der Methanemissionen⁹¹. Es liegen keine ausreichenden Informationen vor, inwieweit diese Praxis heute noch zur Anwendung kommt. *Liquid Unloading* betrifft prinzipiell sowohl konventionelle als auch nicht-konventionelle Bohrungen. Die EPA geht davon aus, dass bei Schiefergaslagerstätten kein *Liquid Unloading* nötig ist, da es sich bei Schiefergas meist um Trockengas handelt. Dennoch sind auch Schiefergas-Fördergebiete bekannt, bei denen *Liquid Unloading* nötig ist (z.B. Antrim und New Albany). Die Frequenz des *Liquid Unloading* ist eine der großen Variablen bei der Bilanzierung der Methanemissionen von konventioneller und nicht-konventioneller Erdgasgewinnung⁸⁷.

3.5 Konventionelles Erdgas und Schiefergas in den USA

Ein spezifischer, erhöhter Beitrag der Schiefergasförderung an den Methanemissionen des Erdöl- und Erdgassektors wird intensiv diskutiert. Vorstellbar sind höhere Methanverluste aus der Schiefergasförderung gegenüber Erdgasgewinnung aus konventionellen Lagerstätten im Zusammenhang mit der höheren Anzahl der Bohrungen sowie bei einzelnen technischen Phasen der Schiefergasgewinnung. Als Beispiel kann hier die mögliche Emission von Erdgas über den *Flowback* angeführt werden. (Kap. 3.4).

In einer Veröffentlichung, die auch in deutschen Medien große Resonanz fand, wiesen Howarth et al.⁵² für das Jahr 2007 die größten Methanverlusten (3,6–7,9 %) Schiefergas in den USA zu. Laut der

Autoren wären die Verlustraten gegenüber Erdgas aus konventioneller Förderung deutlich erhöht. In einer Erwiderung auf diese Studie wurden allerdings methodische Ansätze hinterfragt und die verwendeten Eingangsdaten kritisiert, die zu einer deutlichen Überschätzung der Methanemissionen geführt hätten⁵³. Das US Department of Energy⁹² kommt ebenso wie auch viele *peer-reviewte* Studien zu einer anderen Einschätzung. Danach wird über lediglich leicht höhere Methanverlustraten⁹³ ebenso berichtet, wie über vergleichbar ähnliche⁹⁴ oder sogar geringere Verlustraten als bei der konventionellen Erdgasförderung⁵⁵.

An Produktionsstätten im Marcellus Shale (Abbildung 2-6 und Abbildung 3-3), einer der wichtigsten Schiefergasproduktionsregionen der USA, fanden Omara *et al.*⁴⁹ zwar pro Bohrfeld 23-mal höhere Emissionsvolumina bei nicht-konventioneller gegenüber konventioneller Förderung, jedoch weisen produktionsnormiert die nicht-konventionellen Produktionsanlagen laut den Ergebnissen dieser Studie eine deutlich bessere Bilanz auf⁴⁹. Für die wenigen, überwiegend älteren Produktionsanlagen an konventionellen Lagerstätten ergeben sich im Median 10,5 %, allerdings mit einer enormen Spanne (0,35–91 %) ⁴⁹. Methanverlustraten an nicht-konventionellen Produktionsstätten lagen hingegen bei 0,01–1,2 % (Median 0,13 %).

Abbildung 3-4 sowie Tabelle 3-2 zeigen neben diesen Angaben eine Übersicht weiterer Daten aus wissenschaftlichen Studien über Methanverlustraten für einzelne Regionen oder Becken aus den USA. Nicht darstellbar in der Grafik sind Studien, welche Gesamtemissionen in CO₂-Äquivalent (CO₂-eq) zeigen^{55,93,94}, da die Methanbeiträge dort nicht klar ausgewiesen sind. Die Übersicht deutet darauf hin, dass sich die Emissionen in einzelnen Regionen deutlich unterscheiden. Ein Zusammenhang zwischen Gewinnungsmethode und Verlustrate ist auf Basis vorliegender Daten aber nicht ableitbar (siehe auch Abbildung 3-2). Diese Aussage wird unterstützt durch die bereits erwähnten Arbeiten, die Verlustraten in CO₂-Äquivalent ausgewiesen haben^{55,93,94}.

Die Gewinnungsmethode, konventionell oder nicht-konventionell, spielt wahrscheinlich eine untergeordnete Rolle für die Menge der Erdgasemissionen. Bedeutender scheint das Alter und der Wartungszustand der Produktionsanlagen zu sein (z.B. Marcellus (PA)⁴⁹). Damit einhergehend mögen auch häufigere Kontrollen der Anlagen eine Rolle spielen⁹⁵, da auf US-Bundesebene für neue Anlagen nach 2016 höhere regulatorische Standards gelten. Zusätzlich haben einige US-amerikanische Bundesstaaten in den letzten Jahren besondere Regelungen speziell zur Schiefergasförderung verfügt, die Emissionen beschränken sollen (z.B. Kalifornien⁹⁶, Wyoming⁹⁷, Colorado⁹⁸, Pennsylvania⁹⁹ und Ohio¹⁰⁰ (siehe Kap.3.7). Im Südwesten Pennsylvanias und dem nördlichen West Virginia (Marcellus Shale) weist eine aktuelle Studie vergleichsweise geringe durchschnittliche Methanemissionsraten von 1,1 % aus. Diese weist einen rückläufigen Trend in den letzten Jahren auf, der mit strengeren Regulierungen bei der Schiefergasgewinnung erklärt wird⁶⁰.

Noch geringere Methanverlustraten von 0,5 % (± 0,3 %) wurden aktuell für ein weiteres Gebiet mit Schiefergasförderung im Südwesten Pennsylvanias bestimmt¹⁰¹. Aufgrund regulatorischer Entwicklungen und auf Basis neuer wissenschaftlicher Daten erscheinen somit Methanemissionen bei der Schiefergasproduktion generell nicht höher als bei der konventionellen Förderung von Erdgas in den USA.

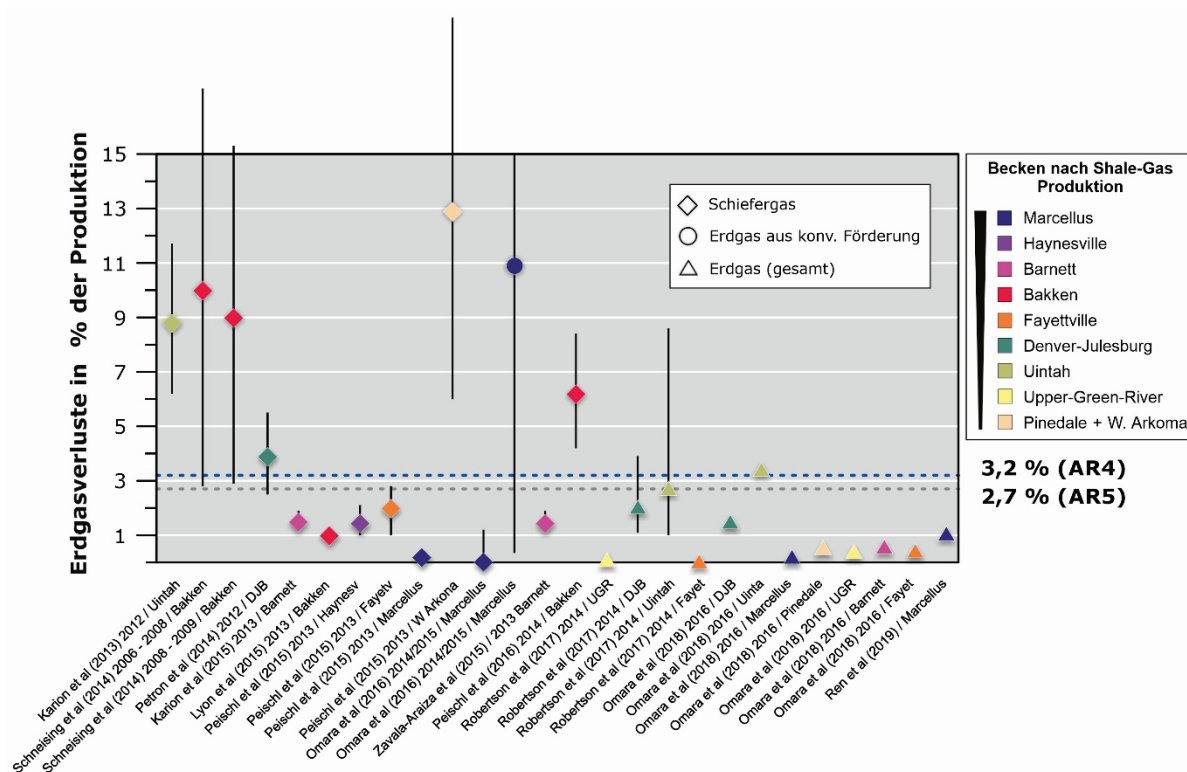


Abbildung 3-4: Übersicht der Methanverlustraten in einzelnen Becken und Regionen der USA von links nach rechts mit zunehmender Aktualität. Soweit vorhanden sind Daten in Abhängigkeit von der Gewinnungsmethode dargestellt und farblich die Relevanz der Becken kodiert (siehe hierzu auch Abbildung 2-6 und Abbildung 3-3). Angezeigt werden Mittelwerte mit, soweit vorhanden, der Spannweite der Werte. (Quellen siehe Tabelle 3-2). Die Zahl nach der Quelle beschreibt das Bezugsjahr der Studie. Die gestrichelten Linien geben die Schwellen an, unter denen auf allen, auch kurzen, Zeitskalen Erdgas- gegenüber Kohleverstromung einen Klimavorteil hat (3,2 % nach IPCC AR4⁶⁷; 2,7 % nach IPCC AR 5^{60,68}).

3.6 Hauptursachen für Methanemissionen in der US-Erdgasvorkette

Hauptursache für die Methanemissionen in der gesamten Erdgasvorkette in den USA scheint nicht der Regelbetrieb (unabhängig von der Gewinnungsmethode), sondern dürften spezielle Vorkommnisse bei Produktion und Aufbereitung zu sein (z.B. Wartungsarbeiten, Fehlfunktionen an Ventilen und Unfälle)^{48,58,59}. Dabei können vergleichsweise große Mengen emittiert werden.

Offensichtlich sind wenige Anlagen für einen Großteil der Methanemissionen verantwortlich. So zeigten zwei Studien, dass etwa 5 % der Leckagen für 50 % der gesamten Methanemissionen in den untersuchten Regionen der USA verantwortlich waren^{59,95}. Bei Pneumatikventilen verursachten 20 % der Anlagen etwa 97 % der von diesen ausgehenden Methanverluste¹⁰². Leckagen an einzelnen Anlagen haben demnach einen sehr großen Einfluss auf Methanverluste in die Atmosphäre. Diese in der Literatur häufig als „Superemitter“ bezeichneten Anlagen sind allerdings in aktuellen Studien bei den Methanverlusten schon berücksichtigt^{58,59}. Eine offene Frage bleibt dennoch, ob beckenweite Studien zu Treibhausgasemissionen¹⁰, welche die Zahl an Fördereinrichtungen mit Emissionsfaktoren verrechnen, Ausreißer mit sehr hohen Emissionen nicht ausreichend erfassen oder ob die Annahme eines exponentiellen Zusammenhanges zwischen Förderung und Emissionen diese falsch einschätzen. Eine Untersuchung speziell zu den schiefen Verteilungen der Methanemissionen in den USA stellte fest⁹⁵, dass die

EPA die Beiträge großer Emittenten unterschätzen würde und dass wesentlich größere Datensätze zu Emissionen notwendig wären, um diese Verteilungen robust abzuschätzen⁹⁵.

Ungeachtet dieser verbleibenden Unsicherheit zeigt der Stellenwert von großen Emittlern jedoch, dass die regelmäßige Kontrolle und die Erneuerung einzelner technischer Komponenten (LDAR – *Leak Detection and Repair*) bereits zu einer signifikanten Reduktion von Methanemissionen beitragen kann¹⁰³.

3.7 Technische und regulatorische Maßnahmen zur Reduktion von Methanemissionen im Erdgassektor

Im Jahr 2015 haben die USA und Kanada die Absicht bekundet, die Methanemissionen des Erdöl- und Erdgassektors bis 2025 um 40–45 % gegenüber 2012 zu reduzieren¹⁰⁴. Zur Verminderung der Methanemissionen existieren eine Vielzahl an Kooperationen von Behördenseite und Industrie. Hierzu zählen u.a.⁸⁵ „The Natural Gas STAR (NGS)“ Programm der United States Environmental Protection Agency (EPA), „The Climate and Clean Air Coalition“ (CCAC) die „Oil and Gas Methane Partnership“ (OGMP), die „Global Methane Initiative“ (GMI) das „Methane Challenge“ Programm, „The Center for Sustainable Shale Development“ (CSSD) und „Our Nation’s Energy Future Coalition“ (ONE Future). Zu den Aktivitäten gehören unter anderem Forschungsanstrengungen zum besseren Verständnis der Emissionspfade und die Entwicklung und Förderung von Konzepten und Technologien zur Reduzierung des Methanausstoßes⁸⁵. Beispielsweise konnte nach Angaben von ExxonMobil die Tochterfirma XTO Energy in den USA im Jahr 2017 durch die Implementierung eines Methan-Management- Programms die Methanemissionen der Assets um 9 % gegenüber dem Vorjahreszeitraum reduzieren¹⁰⁵.

Im Rahmen des „Natural Gas STAR“-Programms wurden seitens der EPA über 150 konkrete technische Maßnahmen vorgeschlagen, um die Methanemissionen im Upstream-Bereich zu reduzieren. Dies betrifft überwiegend die Bereiche Produktion und Verarbeitung, unter anderem durch Verbesserungen an Kompressoren, Gastrocknungsanlagen, Ventilen und Tanksystemen¹⁰⁶. Zur Reduzierung der Emissionen durch *Liquid Unloading* werden seitens der EPA technische Alternativen zum *Well Blow Down* vorgeschlagen¹⁰⁷. Hierzu zählen:

- Re-Komplettierung der Bohrung über Einbau eines *Velocity Strings*,
- die Injektion von Schäumern (*Foaming Agents*),
- über Gestängetiefpumpen (*Sucker Rod Pumps*),
- vollautomatische Plunger-Pumpen (*Plunger Lift*).

Zur Reduzierung der Methanemissionen bei der *Flowback*-Phase hat die EPA bereits 2011 den Einsatz von *Reduced Emission Completions* (REC)ⁱ empfohlen¹⁰⁹. Hierbei soll der *Flowback* separiert werden (vgl. Kap. 3.4). Die Gasphase soll in einem geschlossenen Kreislauf von der Flüssigphase abgetrennt,

ⁱ Die EPA versteht unter „Completion“ die Flowback- und manchmal auch die Bohrlochtest-Phase⁸⁹. Aus technischer Sicht sind *Reduced Emission Completions* jedoch nicht Bestandteil der Komplettierung. Stattdessen handelt es sich meist um modifiziertes Bohrlochtest-Equipment bzw. Separator-Equipment. Laut IADC Definition müssen REC’s, oder auch „Green Completions“ genannt, als Sammelbegriff für jene technische Verfahren verstanden werden, mit dem Venting und Flaring reduziert werden sollen¹⁰⁸.

vor Ort aufbereitet und direkt in das Pipelinenetz eingespeist werden. Eventuell anfallendes Kondensat soll ebenfalls aufgefangen werden. Für den Einsatz von RECs gibt es jedoch eine Reihe technischer Limitierungen⁹⁰, so dass dieses Verfahren im Einzelfall nicht immer eingesetzt werden kann.

Bereits seit 2012 ist das *Venting* des *Flowback* bei der Schiefergasgewinnung nur noch in Ausnahmefällen zulässig. Die Gasphase muss kontrolliert abgefackelt werden⁸⁸. Mit Wirkung von Januar 2015 kam es zu einer weiteren Ausdehnung der Regularien zur Reduzierung der Methanemissionen. Seit 2015 ist Separator Equipment bzw. *Reduced Emission Completions* in den USA laut den EPA *New Source Performance Standards* für die Schiefergas-Gewinnung vorgeschrieben. *Flaring* (Abfackeln) ist nur noch in Ausnahmefällen erlaubt. Das beim *Flowback* anfallende Erdgas muss, wenn technisch möglich, aufgefangen und in die Pipeline eingespeist werden. Zugleich existieren weitere Ausnahmen: so bleibt *Venting* in Gebieten mit Brand- und Explosionsgefahr sowie in Schutzgebieten nach wie vor möglich. Weitere Ausnahmen gelten auch für Explorations- und Abgrenzungsbohrungen sowie für Bohrungen mit geringem Lagerstättendruck. Ferner ist der Umgang mit dem in der initialen Flowbackphase anfallendem Erdgas nicht reguliert¹¹⁰.

Essentieller Bestandteil der Vorgaben zur Reduzierung der unbeabsichtigten Methanemissionen sind Kontroll-, Berichts- und Reparaturpflichten über das LDAR-Programm (*Leak Detection and Repair*). Die EPA schreibt regelmäßige Kontrollintervalle und Reparaturfristen für festgestellte Leckagen vor. Dies betrifft vor allem das obertägige Equipment, welches in den Bereichen Produktion, Aufbereitung und Verteilung zum Einsatz kommt. Hierbei stehen die unbeabsichtigten Leckagen an u.a. Ventilen, Verbindern, Flanschen und Instrumenten im Vordergrund. Seit 2016 sind für alle Bohrplätze halbjährliche Kontrollintervalle vorgeschrieben – bei Hochdruckanlagen wie z.B. Kompressorstationen sogar vierteljährlich. Bei der Kontrolle werden u.a. Wärmebildkameras eingesetzt, um Leckagen über 500 ppm zu identifizieren und sichtbar zu machen^{89,111}. Die „New Source Performance Standards“ der EPA gelten allerdings bisher nur für neue Anlagen⁸⁵.

In den USA haben zahlreiche Bundesstaaten zusätzlich zu den EPA-Vorgaben eigene Regularien und Standards zu atmosphärischen Emissionen erlassen. Dazu zählen Kalifornien, Colorado, Ohio, Pennsylvania, Utah und Wyoming. Die konkrete Ausgestaltung variiert von Bundesstaat zu Bundesstaat. In Kanada bestehen in Alberta, British Columbia und Saskatchewan gesetzliche Regeln bezüglich Flaring und Venting im Upstream-Bereich. Das *Liquid Unloading* bzw. die Praxis des *Well Blow Down* ist in den Bundesstaaten unterschiedlich geregelt. In Ohio ist z.B. das kontrollierte *Venting* beim *Blow-Down* zulässig.

Die seit dem 2013 auf Bundesebene vorangetriebene Regulierung von Methanemissionen in der amerikanischen Erdöl- und Erdgasindustrie¹¹² erfährt allerdings gegenwärtig eine Revision. So könnten Auflagen wie z.B. Inspektionsintervalle und die Fristen zur Reparatur von Leckagen (LDAR) gelockert werden¹¹³.

4 Vorketten-Methanemissionen bei der Lieferung von Erdgas nach Deutschland

4.1 Methanemissionen und Energieaufwand beim Flüssiggastransport (LNG)

Der Verflüssigungs- sowie der Regasifizierungsprozess ist energieaufwändig. In Abhängigkeit vom Verflüssigungsverfahren, der Skalierung des Verflüssigungsprozesses, der ursprünglichen Zusammensetzung des Erdgases sowie der Umgebungstemperatur werden für die Verflüssigung zwischen 5–15 % der Bruttogasmenge benötigt¹¹⁴.

Der Transport des Erdgases mit LNG-Tankern verbraucht ebenfalls Energie. Ein Teil des LNGs verdampft in den Tanks und bildet das Boil-Off-Gas. Dieses Gas entweicht nicht, sondern wird entweder zur Kühlung oder als Treibstoff verwendet oder rückverflüssigt. Bei Großtanks liegen die Boil-Off-Raten bei rd. 0,1 % (0,08-0,22 %) pro Tag³⁵. Beispielsweise werden beim transatlantischen Transport von rd. 10 Tagen¹¹⁵ etwa 1,5 % der Ladung für den Transport benötigt.

Die benötigte Energie für die Regasifizierung am Importterminal liegt zwischen 1,0–2,5 % der Bruttogasmenge¹¹⁴. Durch Kopplung mit anderen technischen Prozessen (insbesondere der chemischen Industrie) könnte die auftretende Abwärme bei der Verflüssigung sowie die freiwerdende Energie bei der Regasifizierung genutzt werden (Abbildung 4-1). Verflüssigung und Regasifizierung können prinzipiell auch mit elektrischer Energie erfolgen. Sofern dies mit erneuerbaren Energien erfolgt, kann die Klimabilanz von LNG verbessert werden (Kitimat-LNG s.o).

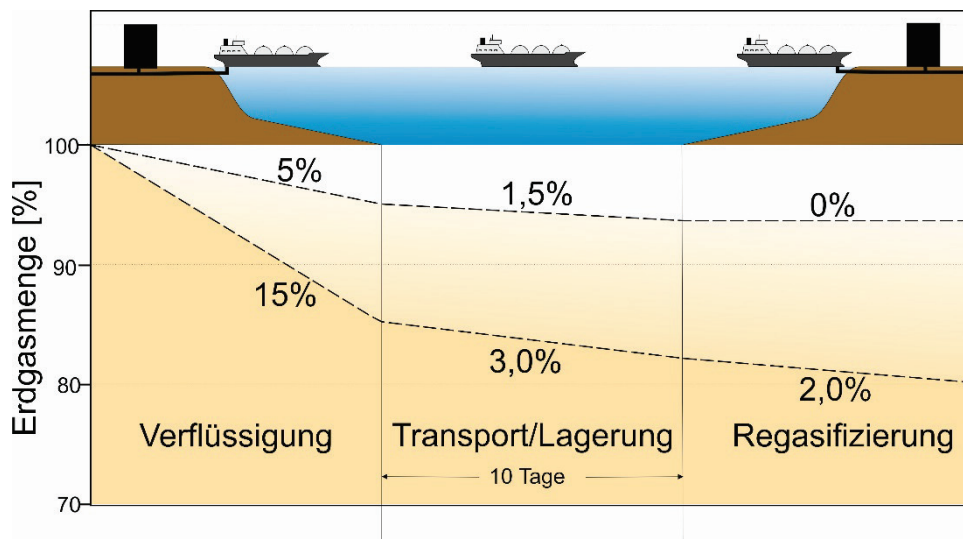


Abbildung 4-1: Energieaufwand als Verlustrate der ursprünglichen Erdgasmenge und deren Spannweite bei der Verflüssigung, dem Transport und der Regasifizierung¹¹⁴.

Eine Methanemissionsquelle beim LNG-Transport ist der Methanschluß. Dieser kommt bei Ottomotoren dadurch zustande, dass sich das gasförmige Methan im Motor in kleine Spalten zwischen Kolben und Kolbenwand drückt, in denen keine Verbrennung stattfindet und dann mit dem Abgasstrom ausgestoßen wird. Der Methanschluß beträgt rd. 1 % der eingesetzten Kraftstoffmenge³⁵. Dies entspricht rd. 0,01 % der Transportmenge bei einem transatlantischen LNG-Transport. Durch Katalysatoren oder

Verbrennung nach dem Dieselpinzip lässt sich der Methanschupf vermeiden, allerdings sind diese Motoren im Schiffsantrieb noch nicht verfügbar.

Um die Methanemissionen von LNG beim Einsatz als Treibstoff für den Schiffsantrieb zu quantifizieren, hat das International Council on Clean Transportation (ICCT) 2013 eine Studie durchgeführt¹¹⁶. Der Import von LNG verursacht nach dieser Studie beim Stand der Technik von 2013, von der Förderung bis in den Tank am LNG-Importterminal, Methanemissionen von maximal 2,7 % des gelieferten Gases (Pathway 1: Importiertes Gas, das direkt am LNG-Terminal auf das Schiff gebunkert wird; 20 Tage LNG-Transport). Wird nach den *Best-Practice*-Regeln gearbeitet, ließen sich die Methanemissionen auf 0,9 % senken. Insgesamt ergäbe sich durch *Best-Practice*-Anwendung eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 23,7 auf 16,2 g CO₂-eq/MJ für die betrachtete Transportkette¹¹⁶.

Um die Vorkettenemissionen der deutschen bzw. europäischen Lieferländer bei Produktion und Transport von Erdgas besser zu erfassen, hat die EU- Kommission eine vergleichende Studie (im Folgenden als Exergia-Studie bezeichnet) in Auftrag gegeben, die in 2015 vorgelegt wurde¹¹⁷. Demgegenüber stehen weitere Untersuchungen und Studien, die in der Folgezeit durchgeführt wurden und die zu Revisionen der Angaben aus der Exergia-Studie führten. Dies sind zum einen eine Studie der DBI Gas und Umwelttechnik GmbH aus 2016¹¹⁸ („DBI-Studie“) mit Blick auf die Lieferländer für Deutschland. Zum anderen wurde im Jahr 2017 eine im Folgenden als „Thinkstep“-Studie¹¹⁹ bezeichnete umfangreiche Studie veröffentlicht. Mit Blick auf die EU-Datengrundlage dieser Studien sind zumeist Angaben der Unternehmen, entweder im Zuge der offiziellen Berichterstattung an Behörden oder auf Grund gesonderter Abfragen, verwendet worden.

In der Thinkstep-Studie¹¹⁹ wird der Verlust an Methan von der Bohrung bis zum LNG im Tank (Well-to-Tank) in der EU mit rd. 1,1 % angegeben (Tabelle 4-1). Die Treibhausgasemissionen von Erdgas, das als LNG in die EU importiert wird, beträgt im Schnitt 19,9 g CO₂-eq/MJ (13,3-24,3 g CO₂-eq/MJ). Zu erwähnen ist hier, dass das Szenario die USA nicht als Quelle des LNG berücksichtigt, sondern sich auf Katar, Algerien, Norwegen und Nigeria bezieht.

Tabelle 4-1: Methanemissionen einzelner Prozessschritte (beispielhaft aus der Thinkstep-Studie) beim Import von LNG in die EU für das Jahr 2015 (EU-Gasmix ohne USA) (Well-to-Tank als (g CH₄/g LNG_{in tank}))¹¹⁹

Prozessschritt	LNG (Gew.-%)
Brennstoffabgabe (Tanken, Bunkern)	0,210
Gastransport (Speicherung und Verteilernetz)	0,002
Gastransport (LNG-Tanker)	0,021
Gasförderung, Reinigung und Verflüssigung	0,840
Gesamt	1,073

Die Treibhausgasemissionen von als LNG geliefertem Erdgas aus dem Marcellus Shale der USA wurde von Mallapragada *et al.*¹²⁰ untersucht. Die Well-to-Wire-Analyse (von der Förderung bis zur Stromerzeugung) ergibt eine Bandbreite von 116-131 g CO₂-eq/MJ. Den niedrigsten Wert erreicht man bei einer Verstromung in den USA, die höchsten Werte ergeben sich bei einer Verstromung in Indien bzw. Japan. Für die EU (GB und Spanien) werden rd. 128 g CO₂-eq/MJ angegeben. Die Treibhausgasemissionen, die auf Verflüssigung, LNG-Transport, Regasifizierung und Transport zum Kraftwerk entfallen, werden

mit 9,5-13,6 g CO₂-eq/MJ beziffert. Für die Emissionen bei einer Well-to-Tank-Betrachtung (Förderung bis Lagertank) errechnen sich rd. 30 g CO₂-eq/MJ. Der Methanverlust in der gesamten Vorkette inklusive LNG aus dem Marcellus Shale beträgt rd. 1,2 % (0,81–1,79 %) der produzierten Erdgasmenge¹²⁰. Eine ähnliche Verlustrate von insgesamt 1,4 % für die USA inklusive LNG-Prozesskette wird in einer anderen Studie als statistischer Mittelwert aus zahlreichen ausgewerteten Studien berichtet⁴⁵. Der Anteil für die LNG-Prozessschritte hierin beträgt rd. 0,4 %. Tabelle 4-2 gibt die Schwankungsbreiten aus verschiedenen Veröffentlichungen an, wobei Vergleiche nicht immer direkt möglich sind (Thinkstep betrachtet z.B. nicht die USA als Quelle für LNG).

Tabelle 4-2: Überblick über die in verschiedenen Studien angegebenen Treibhausgasemissionen von LNG, das in die EU importiert wird. Betrachtet wird der Weg von der Förderung bis zum Lagertank im Zielgebiet. a: „EU-28 Natural Gas Consumption Mix 2015“ (ohne USA); Spanne in Daten für LNG-Prozessschritten hoch, da Förderung/Produktion und Aufbereitung nicht gesondert ausgewiesen sind; b: Angabe für Transport vom Marcellus Shale nach Indien; c: Zusammenfassende Auswertung von Studien vorwiegend mit Blick auf USA; d: LNG aus den USA; e: Mittelwerte nach Abbildung S2 in Abrahams et al. (2015); f: Beinhaltet auch Produktion, Aufbereitung und Verflüssigung; g: Modellannahmen mit 3 % als wahrscheinlichstes Szenario

Studie	THG-Emissionen (Well-to-Tank) (gCO ₂ -eq/MJ)	THG-Emissionen (LNG-Verflüssigung, Verschiffung, Regasifizierung) (gCO ₂ -eq/MJ)	Methanverlust-rate gesamte Vorkette (%)	Methanverlust-rate in LNG-Prozessschritten (%)
ICCT (2013) 20 Tage Transport(nicht-US Gas)	16,2–23,7		0,9–2,7	
Thinkstep (2017) ^a	13,3–24,3	2,9–19,9	~ 1,1	0,23–<<1,1 ^f
Mallapragada et al. (2018) ^b	31	11	1,2 (0,81–1,79 %)	0,04–0,58
Balcombe et al. (2016) ^c	2–42	11,2–31,1	~1,4 %	~0,4 %
Abrahams et al (2015)	27–50	9,2 ^e	2–4 % ^g	k.A.
Umweltbundesamt/ DBI 2019 ^d	23,6	9,6	k.A.	k.A.

4.2 Vorketten-Methanemissionen beim Pipelinetransport

Deutschland deckt seinen Erdgasbedarf zu über 90 % aus Importen ab und bezieht das Erdgas über Pipelines. In 2018 beliefen sich die Importe auf rd. 117 Mrd. m³, wovon rd. 40 Mrd. m³ in andere Länder durchgeleitet wurden¹²¹. Bezogen auf 2015 hatte die Russische Föderation einen Anteil von knapp 35 % an den Erdgasimporten, gefolgt von Norwegen 34 % und den Niederlanden mit knapp 29 %. Aus diesen drei Ländern stammen rd. 98 % der gesamten deutschen Erdgasimporte. Der Rest stammte aus dänischen und britischen Fördergebieten¹²², die hier auf Grund der untergeordneten Bedeutung für die Versorgung Deutschlands mit Erdgas nicht weiter betrachtet werden.

Neben den oben erörterten Emissionspfaden bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas können beim Transport durch Pipelines zusätzliche Methanemissionen auftreten. Diese können als diffuse Emissionen vor allem im Bereich der Betriebsanlagen (z.B. Verdichter; Armaturen; pneumatischen Ventilen), bei Wartungsarbeiten und durch Leckagen entlang der Leitung entstehen (z.B Boothroyd et al.¹²³). Welche Methanverluste beim Pipelinetransport auftreten, hängt dabei von verschiedenen Faktoren ab,

wie zum Beispiel der Verwendung von Niederdruck- oder Hochdruckleitungen oder dem eingesetzten Material für die Röhren. Insbesondere gusseiserne oder gegen Korrosion nichtbeständige Stahlröhren tragen zu einem wesentlichen Teil zu den Methanemissionen beim Pipelinetransport bei. In den USA etwa machen derartige Röhren zwar nur rd. 10 % des Pipelinenetzes aus, tragen aber zu knapp 50 % der Emissionen aus Pipelines bei¹²⁴. Der Austausch der Leitungen mit korrosionsbeständigerem Materialen, wie etwa PE-Leitungen, führt zu deutlich geringeren Leckagen und Emissionen¹²⁵. Der Zustand und Modernisierungsgrad der Pipelineinfrastruktur ist daher mit ausschlaggebend für die Größenordnung der Methanemissionen beim Pipelinetransport innerhalb eines Landes.

Russische Föderation

Die Russische Föderation besitzt drei der weltweit größten konventionellen Erdgasvorkommen und ist nach den USA der zweitgrößte Erdgasproduzent³⁴. Das für den Export nach Europa geförderte Erdgas stammt vor allem aus den Lagerstätten in West-Sibirien, als auch aus den im letzten Jahrzehnt neu entwickelten Feldern auf der arktischen Yamal-Halbinsel. Hier ist zudem ein neues, modernes Gasproduktionszentrum entstanden.

Die Methanverlusten bei der Produktion von Erdgas, welches nach Deutschland exportiert wird, werden in den o.g. Studien mit 0,0092 % (Thinkstep, 2017¹¹⁹; basierend auf DBI, 2016), 0,016 % (DBI, 2016¹¹⁸) sowie 0,5 % (Exergia¹¹⁷) angegeben (Tabelle 4-3). Zahlen, die von der russischen Föderation an den UNFCCC für 2012 als deren National Inventory Report (NIR) übermittelt wurden, ergeben eine Verlustrate von 0,54 % der Gasproduktion für den Sektor Produktion/Aufbereitung. Im aktuellen Bericht für 2017 wurde eine deutlich geringere Methanverlustrate bei der Produktion von 0,032 % gemeldet¹²⁶.

Tabelle 4-3: Methanverlusten für Erdgas aus der Russischen Föderation. a: Aufbereitung nicht separat ausgewiesen, entweder in Produktion oder Transport-Netz mit enthalten; b: hauptsächlich DBI Werte eingeflossen; c: ungewichteter, pauschaler Mittelwert aus den Angaben für die einzelnen Transportrouten von BGR abgeleitet; d: weitere Veröffentlichungen^{127,128}, die auf derselben Messkampagne beruhen, sind hier nicht aufgelistet. e: Die Verlustrate entspricht Rubrik 1.B.2.B.iv (Transmission) des NIR, welche Verluste im innerrussischen Leitungsnetz umfasst.

Report / Studie	Bezugs-jahr	Methanverlustrate [%]			
		Produktion	Aufbereitung	Ferntransport-netz	Summe Gesamtvorkette
Exergia 2015 ¹¹⁷	2012	0,5000	a	1	1,500
DBI 2016 ¹¹⁸	2012	0,0160	a	0,37	0,386
	2013	0,0150	a	0,32	0,335
	2014	0,0160	a	0,26	0,276
Thinkstep 2017 ¹¹⁹ b	2015	0,0092	a	0,3 ^c	0,309
Lechtenböhrmer 2007 ^{129d}	2003	k.A.	k.A.	0,6	k.A.
NIR 2014 ¹²⁶	2012	0,541	0	1,098	3,079
NIR 2019 ¹²⁶	2017	0,032	0	1,015 ^e	1,174

Für den Export von Erdgas verfügt die Russische Föderation über ein Hochdruck-Fernleitungsnetz mit drei Exportrouten nach Zentraleuropa (Abbildung 4-2). Diese Pipelines weisen Längen um die 4000 km auf. Die Methanverluste werden in der DBI-Studie mit 0,26 % der eingespeisten Menge in 2016 nach

Entfernung gewichtet gemittelt angegeben. Die Angaben der Thinkstep-Studie liegen in der gleichen Größenordnung für die einzelnen Exportrouten, für die nördliche Route allerdings mit 0,17 % deutlich geringer. Diese Route nutzt die etwa 1200 km lange Nord Stream-Pipeline. Die Pipeline verläuft unter Wasser ohne zusätzliche Verdichterstationen und stellt ein geschlossenes System dar, so dass keine Methanverluste für diesen Abschnitt der Exportroute zu berücksichtigen seien¹¹⁹.

Das „Wuppertal Institut“ hat bereits in 2003 – also vor der Fertigstellung der Nord Stream-Pipeline – eine Messkampagne zur Untersuchung der Methanverluste entlang des Fernleitungsnetzes nach Europa durchgeführt. Dabei wurde eine Verlustrate von im Mittel 0,6 % (0,5–1,5 %) festgestellt¹²⁷. Dies ist etwas geringer als vorher von anderen Studien ermittelt, die auf einer eingeschränkteren Datenbasis beruhten¹³⁰ und sich auf den Zeitraum vor 2000 z.T. vor der Auflösung der UdSSR, beziehen. Mitigationsmaßnahmen hätten ferner seitdem zur Verminderung der Methanemissionen geführt¹²⁹. Insgesamt belaufen sich laut den aktuellen Studien die Methanverlustraten für Pipelinegas aus der Russischen Föderation in der Größenordnung von 0,3 %. Vor diesem Hintergrund und dass seitdem weitere Mitigationsmaßnahmen zur Reduktion der Verluste vorgenommen worden sind, sowie dem Bau der ersten Nord Stream-Pipeline, scheinen die Angaben der Gasverluste von 1 % bei der Exergia-Studie als zu hoch.

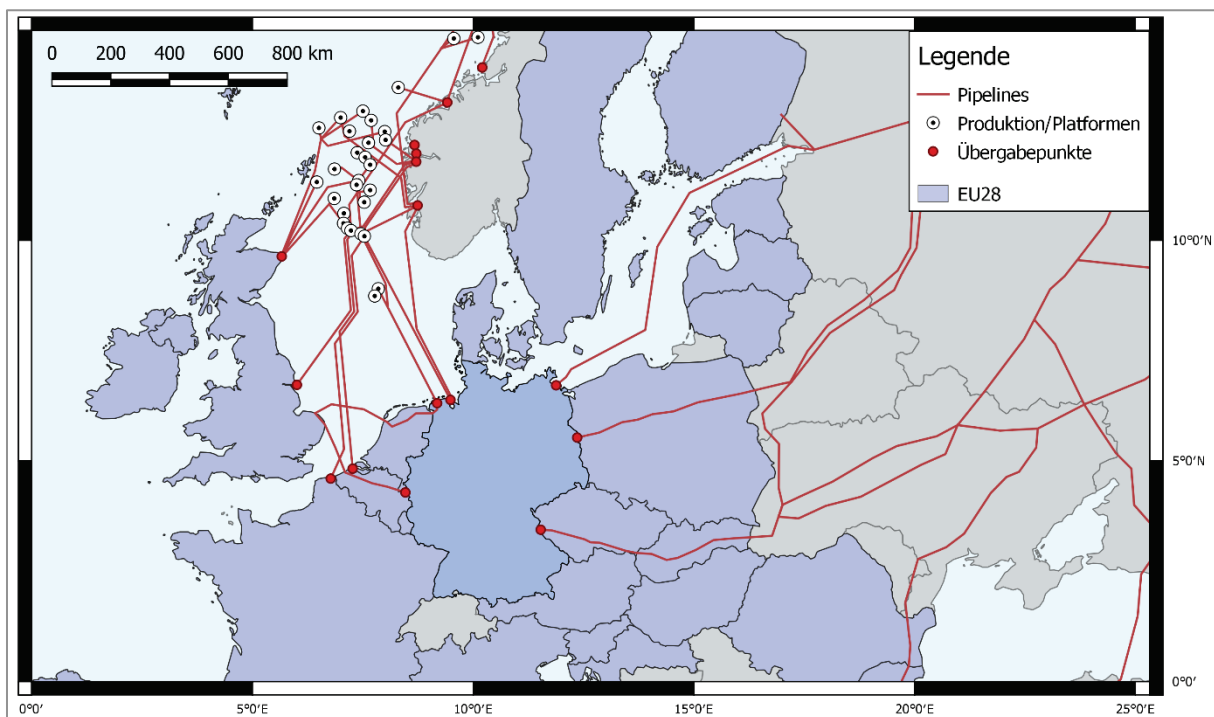


Abbildung 4-2: Übersicht der Pipelines für den Transport von Erdgas nach Zentral-EU bzw. nach Deutschland (vereinfachte Darstellung der Hauptpipelines aus den größten Lieferländern).

Norwegen

Die Erdgasvorkommen Norwegens befinden sich offshore auf dem norwegischen Schelf. Erdgas wird überwiegend als Erdölbegleitgas gefördert. Ausnahmen sind die Felder Troll (Nordsee) und Snøhvit (Barentssee), die überwiegend Erdgas fördern. Das Erdgas wird i.d.R. offshore auf Plattformen aufbereitet und direkt in das offshore Pipelinenetz eingespeist oder wie im Fall von Snøhvit als LNG transportiert.

Für Produktion und Aufbereitung zusammen belaufen sich die Angaben für die Methanverluste studienübergreifend vor 2014 auf etwas unter 0,006 % (Tabelle 4-4). Nach 2014 weist die DBI-Studie aufgrund aktualisierter Daten um etwa den Faktor zehn geringere Werte aus. Im Rahmen einer Untersuchung im Auftrage der Norwegian Environment Agency wurde festgestellt, dass die direkten Methanemissionen deutlich geringer als bei den bisherigen Erhebungen anzusetzen seien¹³¹. Die Thinkstep-Studie 2017 geht ebenfalls von Verlusten in dieser Größenordnung aus, da sie auf den Daten der DBI-Studie fußt. Methanemissionen beim Transport durch die Pipelines nach Deutschland entstehen laut Angaben der Studien nicht, da die Leitungen unter Wasser verlaufen und keine Zwischenverdichterstationen benötigt werden. Die Norwegian Environment Agency verwendet hingegen die vom IPCC 2006 angegebenen Verlustraten für den Fernleitungstransport von rd. 0,0003 %. Dies entspricht den Angaben der Exergia-Studie für diesen Emissionspfad. Insgesamt zeigen die Studien, dass sich die Methanverlustraten für den Pipelinetransport aus Norwegen nach Deutschland auf unter 0,02 % belaufen (Tabelle 4-4).

Tabelle 4-4: Methanverlustraten für Erdgas aus Norwegen per Pipeline. a: Die Verlustrate entspricht Rubrik 1.B.2.B.iv (Transmission) des NIR

Report/ Studie	Bezugs-jahr	Methanverlustrate [%]			
		Produktion	Aufbereitung	Ferntransport-netz	Summe Gesamtvorkette
Exergia 2015 ¹¹⁷	2012	0,00500	0,005	0,00028	0,010
DBI 2016 ¹¹⁸	2012	0,00530	0,0530	0	0,058
	2013	0,00610	0,0610	0	0,067
	2014	0,00800	0,0080	0	0,016
Thinkstep 2017 ¹¹⁹	2015	0,00458	0,0042	0	0,009
NIR 2019 ¹²⁶	2017	0	0	0 ^a	0,004

Niederlande

Erdgas aus den Niederlanden bezieht Deutschland überwiegend aus dem Erdgasfeld Groningen, westlich der deutsch-niederländischen Grenze. Für Produktion und Aufbereitung zusammen belaufen sich die Methanverluste auf rd. 0,03 %. Wegen der geringen Transportdistanz errechnen sich die Verluste beim Transport per Pipeline auf weniger als 0,0001 % (Tabelle 4-5). Auf Grund von Aktualisierungen der Methanemissionsfaktoren sind dies gegenüber der Exergia-Studie 2012 geringere Werte. Insgesamt sind die Vorketten-Methanemissionen für Erdgas aus den Niederlanden damit aktuell unter 0,03 % anzusetzen.

Tabelle 4-5: Methanverlusten für Erdgas aus den Niederlanden per Pipeline. a e: Die Verlustrate entspricht Rubrik 1.B.2.B.iv (Transmission) des NIR

Report/ Studie	Bezugs-jahr	Methanverluste [%]			
		Produktion	Aufbereitung	Ferntransport-netz	Summe Gesamtvorkette
Exergia 2015 ¹¹⁷	2012	0,03	0	0,00028	0,030
DBI 2016 ¹¹⁸	2012	0,003	0	0,00028	0,003
	2012	0,026	0,0016	0,000088	0,028
	2013	0,021	0,0013	0,000114	0,022
Thinkstep 2017 ¹¹⁹	2014	0,026	0,0017	0,000114	0,028
NIR 2019 ¹²⁶	2017	0	0	0,016 ^a	0,035

Vergleich der Vorketten-Methanemissionen via Pipeline der Lieferländer Deutschlands

Pipelinegas aus der Russischen Föderation weist im Vergleich zu Erdgas aus den Niederlanden und dem offshore Pipelineerdgas aus Norwegen höhere Vorkettenverlusten auf (ca. Faktor 10). Dies ist vorrangig der großen Transportdistanz aus den Fördergebieten West-Sibiriens und der Yamal-Halbinsel geschuldet.

5 Methanemissionen - Klimarelevanz für Deutschland

5.1 Klimarelevanz von Methanemissionen in der Erdgasvorkette

Mit Blick auf die Treibhausgasbilanz der Nutzung fossilen Erdgases als Energieträger ist es eine zentrale Frage, welche Verluste an Methan in der Erdgasvorkette nicht überschritten werden sollten, damit sich in der Bilanz die geringeren spezifischen THG-Emissionen bei der Verstromung von Erdgas gegenüber Kohle positiv auswirken.

Gelangt Methan in die Atmosphäre, so zeigt sich der größte negative Klimaeffekt gegenüber Kohlendioxid in den ersten Jahren. Dieser nimmt mit der Zeit ab, da von der anfänglichen Methanemission immer weniger in der Atmosphäre vorhanden ist. Dagegen verbleibt Kohlendioxid sehr lange in der Atmosphäre. Zu welchem Zeitpunkt der Übergang von einem negativen zu einem – im Vergleich zur Kohleverstromung – positiven Klimaeffekt einsetzt, ist von der Methanverlustrate abhängig. Für die Erdgasförderung in den USA zeigt Abbildung 5-1 eine Modellierung dieses Zusammenhanges (unter Verwendung eines 102-fachen GWP_{CH_4} nach⁶⁷).

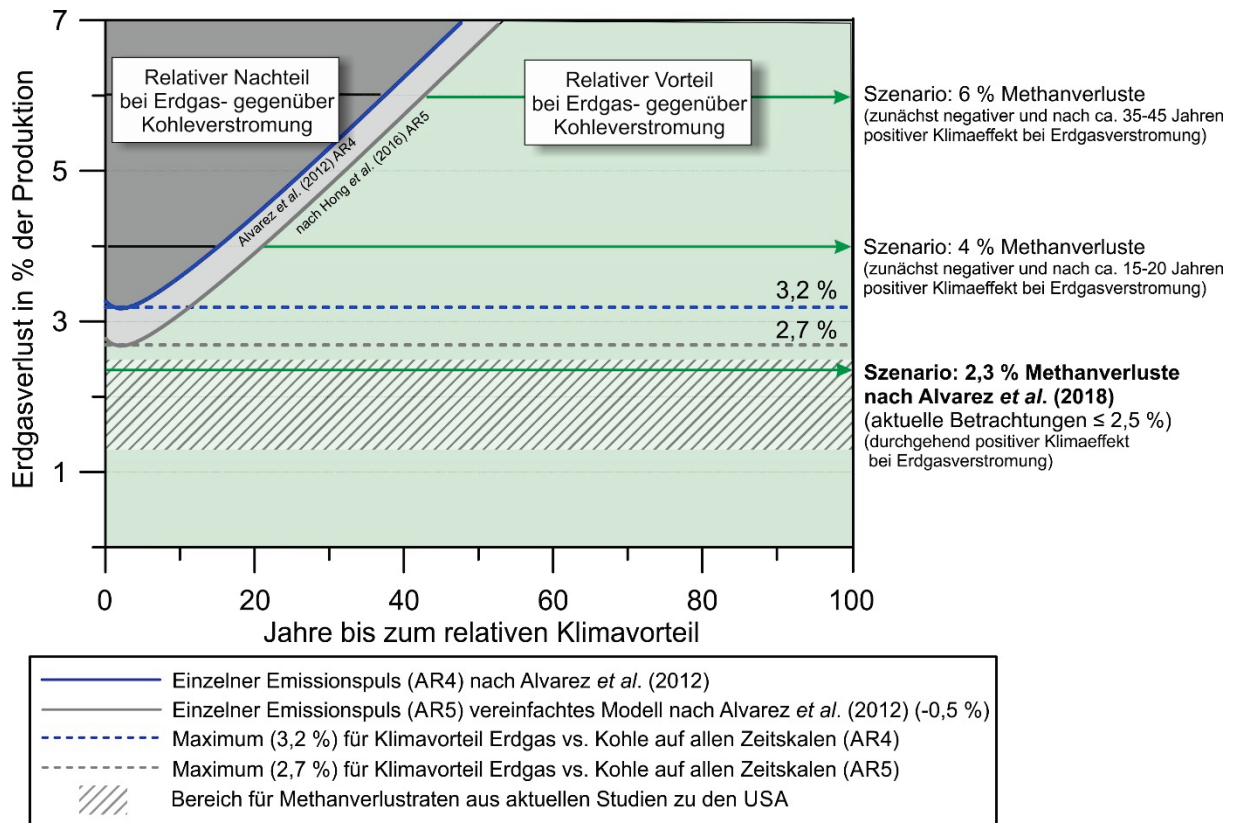


Abbildung 5-1: Klimawirksamkeit der Verstromung von Erdgas gegenüber Kohle in Abhängigkeit der Methanverlustrate in der Vorkette bei gleichem Energiegewinn (modifiziert nach⁶⁷). Zugrunde liegt ein Modell zur Situation in den USA, welches auch Methanemissionen aus der Kohlenutzung mitberücksichtigt. Dargestellt ist das Modell entsprechend AR4 mit 102-fachen GWP_{CH_4} , sowie eine vereinfachte Projektion dieser Kurve entsprechend dem aktuellen AR5 mit 120-fachen GWP_{CH_4} ^{60,68}. Szenarien für Erdgas- statt Kohleverstromung mit unterschiedlichen Verlustraten zeigen die jeweiligen Verläufe vom negativen (links, grau) zum relativ gesehen positiven (rechts, grün) Bereich an. Der Bereich realistischer Angaben entsprechend aktueller Studien zu Verlustraten aus den USA ist schraffiert dargestellt. Das Szenario mit 2,3 % entspricht der in Kapitel 3.3 betrachteten Studie von Alvarez *et al.* (2018)⁵⁸.

Demnach weisen Verlustraten unterhalb von ca. 3,2 % über alle Zeitskalen einen relativen Vorteil im Klimageschehen im Vergleich zur Nutzung von Kohle auf⁶⁷. Bei Verwendung des aktuelleren GWP nach AR5^{5,8} reduziert sich diese Schwelle auf 2,7 %^{60,68}. Werden höhere Verlustraten angenommen, tritt ein relativer positiver Effekt erst verspätet auf, etwa bei 4 % Verlustrate erst nach ca. 15-20 Jahren. In diesen Modellen sind allerdings Rückkopplungs-Prozesse^j nicht berücksichtigt, so dass der gegenüber Kohleverstromung positive Klimaeffekt der Erdgasverstromung gegebenenfalls später einsetzen oder ganz kompensiert werden könnte. Aus diesem Grund sei ein Unterschreiten des Schwellenwertes anzustreben^{8,67}.

Entsprechend den oben vorgestellten Studien (Übersicht und Diskussion in Kap. 3.3) belaufen sich die Vorketten-Methanemissionen in den USA auf rd. 1,3–2,5 % der Förderung^{10,58,59,132} und bleiben damit unterhalb der 2,7 %-Schwelle⁶⁸.

5.2 Vergleich der Vorketten-Methanemissionen

Die Größenordnung an Methanemissionen für die unterschiedlichen Transportarten und Herkunftsländer von Erdgas für Deutschland, wie es sich anhand der aktuellen Literatur darstellt, sind in Tabelle 4-2, Tabelle 4-3, Tabelle 4-4 und Tabelle 4-5 wiedergegeben. Erdgas aus den Lieferländern Niederlande und Norwegen, welches per Pipeline nach Deutschland transportiert wird (siehe Kap. 4.2), weist demnach Gasverlustraten in der Größenordnung unter 0,03 % auf. Die großen Entfernungen zu den Erdgasvorkommen in Russland machen einen vergleichsweise langen Pipelinetransport notwendig. Da dieser als Hauptursache für Methanemissionen russischen Pipelinegases gilt¹¹⁸, würden die Vorkettenverluste für Erdgas aus Russland (rd. 0,3–0,6 %; siehe Tabelle 4-3) etwa eine Größenordnung mehr als für Erdgas aus den Niederlanden oder Norwegen betragen.

Aktuelle Studien zeigen, dass LNG aus Nordamerika, in den Niederlanden angelandet, Methanverlustraten in der Größenordnung von etwa 1,3–2,5 % aufweisen würde (siehe Kap. 3.1 und 3.7)^k. Für LNG, welches nach Deutschland geliefert würde, sind vergleichbare Verluste anzunehmen. LNG aus Nordamerika nach Deutschland geliefert, wiese demnach deutliche höhere Verlustraten gegenüber Erdgas aus den Niederlanden oder Norwegen auf. Die vorliegenden Studien (siehe Kap. 3.4) lassen nicht den Schluss zu, dass die Schiefergasförderung im Vergleich zur konventionellen Produktion von Erdgas in den USA besonders hohe Verlustraten aufweist⁵⁵. Daher findet hier keine Differenzierung zwischen LNG aus Schiefergas und Erdgas aus konventionellen Lagerstätten statt.

^j Zum Beispiel durch die Klimaerwärmung bedingtes, verstärktes Auftauen des Permafrostes mit zusätzlicher Freisetzung von Methan.

^k Das entspricht den Methanverlustraten, die sich aus der gesamten Erdgasvorkette in den USA ergeben (siehe Kap. 3). Verluste der inländischen Verteilung^{10,117}, die darin enthalten sind, fallen aber nicht an, wenn das Gas über Fernleitungsnetze zu den LNG-Verflüssigungsanlagen transportiert wird. Dagegen müssen jedoch Methanverluste der LNG-Prozesskette (Verflüssigung, Transport, Regasifizierung) mitberücksichtigt werden. Die Größenordnungen der inländischen Verteilung und der LNG-Prozesskette sind ähnlich, so dass sich in der Summe eine ähnliche Größenordnung von rd. 1,3–2,5 % ergibt.

Für Methanverlusten der Transportkette des möglicherweise zukünftig auch genutzten LNG aus den USA einerseits, und des durch Pipelines nach Deutschland transportierten Erdgases aus Russland andererseits ergibt sich anhand der Literatur eine ähnliche Größenordnung von kleiner 0,4 % auf (siehe Kap. 4.1 und 4.2). Bezieht man neben den Methanemissionen auch die CO₂-Emissionen aus den energieintensiven Prozessschritten beim LNG oder Pipeline-Transport in die Betrachtung mit ein, ändert sich das Bild kaum. Die Emissionen bei den LNG-Prozessschritten USA belaufen sich auf eine ähnliche Größenordnung von etwa 10 g CO₂-eq/MJ wie für den Pipeline-Transport aus Russland von rd. 9-13 g CO₂-eq/MJ^{118,133}.

Insgesamt wiese LNG aus Nordamerika jedoch im Vergleich zu russischem Erdgas entsprechend aktuell vorliegender Studien höhere Methanverluste auf. Dies liegt vornehmlich an den höheren inländischen Vorkettenemissionen, die für die USA beschrieben sind gegenüber denen für Russland. Die Angaben zu Produktionsverlusten in Russland sind im Vergleich zu den USA allerdings niedrig und beruhen auf nur sehr wenigen Studien. Weitere Untersuchungen hierzu könnten die Unterschiede der Vorkettenverlusten zwischen US-LNG und russischem Pipelineerdgas verschieben.

Die Internationale Energie Agentur (IEA) greift in ihrem Sonderkapitel zu Erdgas im „*World Energy Outlook*“¹³⁴ einen weiteren Aspekt auf. Demnach besteht eine grundsätzliche Diskrepanz hinsichtlich der Angaben zu den Methanemissionen bei der Erdöl- und Erdgasproduktion. Die Mehrzahl der großen Erdöl- und Erdgasunternehmen, die Daten an die IEA berichten, gehen von Methanverlusten in der Größenordnung von lediglich 0,1 % aus. Wenn dies weltweit repräsentativ wäre, ergäbe sich ein deutlicher Unterschied zu globalen Abschätzungen der Methanverlusten aus der Erdöl- und Erdgasbranche. Auch die IEA ermittelt weltweit 80 % höhere Verlusten als durch die Unternehmen angegeben¹³⁴. Dies könnte auf eine Unterschätzung der Verlusten seitens der Unternehmen und Länder zurückzuführen sein oder aber die Angaben der berichtstattenden Unternehmen/Länder sind nicht global repräsentativ und es müsste Unternehmen/Länder geben, die noch deutlich höhere Methanverlusten aufweisen. Eine dritte Möglichkeit wäre, dass globale Abschätzungen und Hochrechnungen zu atmosphärischem Methan der Erdöl- und Erdgasbranche zu hohe Anteile zuordnen. Um die Ursachen für die erheblichen Unterschiede aufzudecken, sei es erforderlich die Datenbasis auf die Vielzahl an potenziellen Emissionspfaden, den unterschiedlichen eingesetzten Techniken und der Vielzahl an Unternehmen, Ländern und Regularien auszubauen¹³⁴.

Ungeachtet dieser Diskussion weist nach aktuellen Studien Erdgas aus den betrachteten Ländern und Transportwegen einen Klimavorteil im Vergleich zur Verstromung von Kohle auf. Dennoch stellen Methanemissionen in der Erdgasvorkette einen relevanten Faktor bei der Klimaerwärmung dar, insbesondere wenn der Trend zu einer verstärkten Nutzung von Erdgas anhält. Eine Reduktion dieser Emissionen im Erdgassektor durch regulatorische und technische Maßnahmen kann relativ schnell einen Beitrag zu einer verminderten Klimaerwärmung leisten.

6 Literaturverzeichnis

- 1 Icha, P. & Kuhs, G. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2016. 28 (Umweltbundesamt, 2017).
- 2 Ciais, P. *et al.* *Carbon and other biogeochemical cycles*. in *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (eds T.F. Stocker *et al.*) 465-570 (Cambridge University Press, 2013).
- 3 Hodnebrog, Ø., Dalsøren, S. B. & Myhre, G. Lifetimes, direct and indirect radiative forcing, and global warming potentials of ethane (C₂ H₆), propane (C₃ H₈), and butane (C₄ H₁₀). *Atmospheric Science Letters* **19**, e804, doi:10.1002/asl.804 (2018).
- 4 Forster, P. *et al.* *Changes in atmospheric constituents and in radiative forcing*. in *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (eds S. Solomon *et al.*) 129-234 (Cambridge University Press, 2007).
- 5 IPCC. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. (Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, 2013).
- 6 Saunio, M. *et al.* The global methane budget 2000–2012. *Earth Syst. Sci. Data* **8**, 697-751, doi:10.5194/essd-8-697-2016 (2016).
- 7 Myhre, G. *et al.* *Anthropogenic and Natural Radiative Forcing*. in *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (eds T.F. Stocker *et al.*) (Cambridge University Press, 2013).
- 8 Balcombe, P., Speirs, J. F., Brandon, N. P. & Hawkes, A. D. Methane emissions: choosing the right climate metric and time horizon. *Environmental science. Processes & impacts* **20**, 1323-1339, doi:10.1039/c8em00414e (2018).
- 9 Strogies, M. & Gniffke, P. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018. (Umweltbundesamt – UNFCCC-Submission, Dessau-Roßlau, 2018).
- 10 EPA - United States Environmental Protection Agency. Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks - 1990-2017. Report No. EPA 430-P-19-001, (EPA, Washington DC, 2019).
- 11 International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2017. (International Energy Agency, London, 2017).
- 12 Edwards, M. R. & Trancik, J. E. Climate impacts of energy technologies depend on emissions timing. *Nature Climate Change* **4**, 347, doi:10.1038/nclimate2204 (2014).
- 13 Tanaka, K., Cavalett, O., Collins, W. J. & Cherubini, F. Asserting the climate benefits of the coal-to-gas shift across temporal and spatial scales. *Nature Climate Change* **9**, 389-396, doi:10.1038/s41558-019-0457-1 (2019).
- 14 Etheridge, D. M., Steele, L. P., Francey, R. J. & Langenfelds, R. L. Atmospheric methane between 1000 A.D. and present: Evidence of anthropogenic emissions and climatic variability. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* **103**, 15979-15993, doi:10.1029/98jd00923 (1998).
- 15 Turner, A. J., Frankenberg, C. & Kort, E. A. Interpreting contemporary trends in atmospheric methane. *Proceedings of the National Academy of Sciences* **116**, 2805, doi:10.1073/pnas.1814297116 (2019).
- 16 Nisbet, E. G. *et al.* Very Strong Atmospheric Methane Growth in the 4 Years 2014–2017: Implications for the Paris Agreement. *Global Biogeochemical Cycles* **33**, 318-342, doi:10.1029/2018GB006009 (2019).
- 17 Meinshausen, M. *et al.* Historical greenhouse gas concentrations for climate modelling (CMIP6). *Geoscientific Model Development* **10**, 2057-2116, doi:10.5194/gmd-10-2057-2017 (2017).
- 18 Kirschke, S. *et al.* Three decades of global methane sources and sinks. *Nature Geoscience* **6**, 813, doi:10.1038/ngeo1955 (2013).
- 19 Peischl, J. *et al.* Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale gas production regions. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* **120**, 2119-2139, doi:doi:10.1002/2014JD022697 (2015).

- 20 Etiope, G., Ciotoli, G., Schwietzke, S. & Schoell, M. Gridded maps of geological methane emissions and their isotopic signature. *Earth System Sciences Data* **11**, 1-22, doi:10.5194/essd-11-1-201910.25925/4j3f-he27 (2019).
- 21 Petrenko, V. V. *et al.* Minimal geological methane emissions during the Younger Dryas–Preboreal abrupt warming event. *Nature* **548**, 443-446, doi:10.1038/nature23316 (2017).
- 22 Fletcher, S. E. M. & Schaefer, H. Rising methane: A new climate challenge. *Science* **364**, 932-933, doi:10.1126/science.aax1828 (2019).
- 23 Worden, J. R. *et al.* Reduced biomass burning emissions reconcile conflicting estimates of the post-2006 atmospheric methane budget. *Nature communications* **8**, 2227, doi:10.1038/s41467-017-02246-0 (2017).
- 24 Howarth, R. W. Is Shale Gas a Major Driver of Recent Increase in Global Atmospheric Methane? *Biogeosciences Discuss.*, doi:10.5194/bg-2019-131 (in review, 2019).
- 25 Lunt, M. F. *et al.* An increase in methane emissions from tropical Africa between 2010 and 2016 inferred from satellite data. *Atmospheric Chemistry and Physics* **19**, 14721-14740, doi:10.5194/acp-19-14721-2019 (2019).
- 26 Saunio, M. *et al.* Variability and quasi-decadal changes in the methane budget over the period 2000–2012. *Atmos. Chem. Phys.* **17**, 11135-11161, doi:10.5194/acp-17-11135-2017 (2017).
- 27 Schwietzke, S. *et al.* Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database. *Nature* **538**, 88-91, doi:10.1038/nature19797 (2016).
- 28 Lan, X. *et al.* Long-Term Measurements Show Little Evidence for Large Increases in Total U.S. Methane Emissions over the Past Decade. *Geophysical Research Letters* **46**, 4991-4999, doi:10.1029/2018GL081731 (2019).
- 29 Schaefer, H. *et al.* A 21st-century shift from fossil-fuel to biogenic methane emissions indicated by ¹³CH₄. *Science* **352**, 80-84, doi:10.1126/science.aad2705 (2016).
- 30 GEWERBEGAS.info. LNG: flüssiges Erdgas – vielfältige Möglichkeiten <<https://www.gewerbegas.info/erdgastechnik/erdgasmobilitaet/lng-fluessiges-erdgas>> (2019) (26.06.2019).
- 31 BP. Statistical Review of World Energy. 56 (London, 2018).
- 32 GIIGNL. GIIGNL Annual Report 2019. 53 (GIIGNL - International Group of Liquefied Natural Gas Importers, 2019).
- 33 International Gas Union (IGU). 2018 World LNG Report. 102 (International Gas Union, Barcelona, 2018).
- 34 BGR. Energiestudie 2018 - Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. 174 (BGR, Hannover, 2019).
- 35 Adolf, J. *et al.* Shell LNG-Studie: Verflüssigtes Erdgas - Neue Energie für Schiff und LKW? , (Shell, 2019).
- 36 Gas Infrastructure Europe. GLE LNG Investment Database <<https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/lng-investment-database>> (2018) (26.06.2019).
- 37 EIA - U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2019. 164 (Washington DC, 2019).
- 38 Hackley, P. C. & Cardott, B. J. Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: A review. *International Journal of Coal Geology* **163**, 8-51, doi:<https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010> (2016).
- 39 EIA - U.S. Energy Information Administration. U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country <https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm> (2019) (25.06.2019).
- 40 EIA - U.S. Energy Information Administration. U.S. Natural Gas Imports by Country <https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_impcc_s1_a.htm> (2019) (25.6.2019).
- 41 DOE - US Department of Energy. LNG Annual Report - 2018. (Washington, 2019).
- 42 National Energy Board. Canada's Energy Future 2018: Energy Supply and Demand Projections to 2040 <<http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2018/pblctn-eng.html>> (2018) (18.06.).
- 43 Feng, K., Davis, S. J., Sun, L. & Hubacek, K. Correspondence: Reply to 'Reassessing the contribution of natural gas to US CO₂ emission reductions since 2007'. *Nature communications* **7**, 10693, doi:10.1038/ncomms10693 (2016).
- 44 Kotchen, M. J. & Mansur, E. T. Correspondence: Reassessing the contribution of natural gas to US CO₂ emission reductions since 2007. *Nature communications* **7**, 10648, doi:10.1038/ncomms10648 (2016).
- 45 Balcombe, P., Anderson, K., Speirs, J., Brandon, N. & Hawkes, A. The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering* **5**, 3-20, doi:10.1021/acssuschemeng.6b00144 (2016).

- 46 Brantley, H. L., Thoma, E. D., Squier, W. C., Guven, B. B. & Lyon, D. Assessment of Methane Emissions from Oil and Gas Production Pads using Mobile Measurements. *Environmental science & technology* **48**, 14508-14515, doi:10.1021/es503070q (2014).
- 47 Brandt, A. R. *et al.* Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. *Science* **343**, 733-735, doi:10.1126/science.1247045 (2014).
- 48 Zavala-Araiza, D. *et al.* Reconciling divergent estimates of oil and gas methane emissions. *Proceedings of the National Academy of Sciences* **112**, 15597-15602, doi:10.1073/pnas.1522126112 (2015).
- 49 Omara, M. *et al.* Methane Emissions from Conventional and Unconventional Natural Gas Production Sites in the Marcellus Shale Basin. *Environmental science & technology* **50**, 2099-2107, doi:10.1021/acs.est.5b05503 (2016).
- 50 Vaughn, T. L. *et al.* Temporal variability largely explains top-down/bottom-up difference in methane emission estimates from a natural gas production region. *Proceedings of the National Academy of Sciences* **115**, 11712-11717, doi:10.1073/pnas.1805687115 (2018).
- 51 Hayhoe, K., Kheshgi, H. S., Jain, A. K. & Wuebbles, D. J. Substitution of Natural Gas for Coal: Climatic Effects of Utility Sector Emissions. *Climatic Change* **54**, 107-139, doi:10.1023/a:1015737505552 (2002).
- 52 Howarth, R. W., Santoro, R. & Ingraffea, A. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change* **106**, 679, doi:10.1007/s10584-011-0061-5 (2011).
- 53 Cathles, L. M., Brown, L., Taam, M. & Hunter, A. A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations" by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea. *Climatic Change* **113**, 525-535, doi:10.1007/s10584-011-0333-0 (2012).
- 54 Hultman, N., Rebois, D., Scholten, M. & Ramig, C. The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation. *Environmental Research Letters* **6**, 049504, doi:10.1088/1748-9326/6/4/049504 (2011).
- 55 Burnham, A. *et al.* Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum. *Environmental science & technology* **46**, 619-627, doi:10.1021/es201942m (2012).
- 56 Littlefield, J. A., Marriott, J., Schivley, G. A. & Skone, T. J. Synthesis of recent ground-level methane emission measurements from the U.S. natural gas supply chain. *Journal of Cleaner Production* **148**, 118-126, doi:10.1016/j.jclepro.2017.01.101 (2017).
- 57 EPA - United States Environmental Protection Agency. Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks - 1990-2015. Report No. EPA 430-P-17-001, (EPA, 2017).
- 58 Alvarez, R. A. *et al.* Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science* **361**, 186-188, doi:10.1126/science.aar7204 (2018).
- 59 Omara, M. *et al.* Methane emissions from natural gas production sites in the United States: Data synthesis and national estimate. *Environmental science & technology*, doi:10.1021/acs.est.8b03535 (2018).
- 60 Ren, X. *et al.* Methane Emissions from the Marcellus Shale in Southwestern Pennsylvania and Northern West Virginia Based on Airborne Measurements. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* **124**, 1862-1878, doi:10.1029/2018JD029690 (2019).
- 61 Karion, A. *et al.* Aircraft-Based Estimate of Total Methane Emissions from the Barnett Shale Region. *Environmental science & technology* **49**, 8124-8131, doi:10.1021/acs.est.5b00217 (2015).
- 62 Lyon, D. R. *et al.* Constructing a Spatially Resolved Methane Emission Inventory for the Barnett Shale Region. *Environmental science & technology* **49**, 8147-8157, doi:10.1021/es506359c (2015).
- 63 Schneising, O. *et al.* Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. *Earth's Future* **2**, 548-558, doi:10.1002/2014ef000265 (2014).
- 64 Peischl, J. *et al.* Quantifying atmospheric methane emissions from oil and natural gas production in the Bakken shale region of North Dakota. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* **121**, 6101-6111, doi:doi:10.1002/2015JD024631 (2016).
- 65 Robertson, A. M. *et al.* Variation in Methane Emission Rates from Well Pads in Four Oil and Gas Basins with Contrasting Production Volumes and Compositions. *Environmental science & technology* **51**, 8832-8840, doi:10.1021/acs.est.7b00571 (2017).
- 66 Karion, A. *et al.* Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. *Geophysical Research Letters* **40**, 4393-4397, doi:doi:10.1002/grl.50811 (2013).
- 67 Alvarez, R. A., Pacala, S. W., Winebrake, J. J., Chameides, W. L. & Hamburg, S. P. Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. *Proceedings of the National Academy of Sciences* **109**, 6435-6440, doi:10.1073/pnas.1202407109 (2012).

- 68 Hong, B. & Howarth, R. W. Greenhouse gas emissions from domestic hot water: heat pumps compared to most commonly used systems. *Energy Science & Engineering* **4**, 123-133, doi:10.1002/ese3.112 (2016).
- 69 EIA - U.S. Energy Information Administration. *Natural Gas Explained - Where Our Natural Gas Comes From* <https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_where> (2019) (26.06.2019).
- 70 Rella, C. W., Tsai, T. R., Botkin, C. G., Crosson, E. R. & Steele, D. Measuring Emissions from Oil and Natural Gas Well Pads Using the Mobile Flux Plane Technique. *Environmental science & technology* **49**, 4742-4748, doi:10.1021/acs.est.5b00099 (2015).
- 71 Howarth, R. W. Methane emissions and climatic warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: implications for policy. *Energy and Emission Control Technologies*, doi:10.2147/eect.S61539 (2015).
- 72 Caulton, D. R. *et al.* Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* **111**, 6237-6242, doi:10.1073/pnas.1316546111 (2014).
- 73 Middleton, R. S., Gupta, R., Hyman, J. D. & Viswanathan, H. S. The shale gas revolution: Barriers, sustainability, and emerging opportunities. *Applied Energy* **199**, 88-95, doi:10.1016/j.apenergy.2017.04.034 (2017).
- 74 Soeder, D. J. *Unconventional: The Development of Natural Gas from the Marcellus Shale*. Geological Society of America Special Paper Vol. 527 (Geological Society of America, Boulder, Colorado, 2017).
- 75 UOGM. Shale Drillers keep pushing on longer laterals. *Unconventional Oil and Gas Monitor* **18** (2018).
- 76 Harris, T. Long game: Reliable, interventionless completions for toe stages. *World Oil* **240**, 2 (2019).
- 77 Gallegos, T. J., Varela, B. A., Haines, S. S. & Engle, M. A. Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resour Res* **51**, 5839-5845, doi:10.1002/2015WR017278 (2015).
- 78 Mills, M. P. Shale 2.0 – Technology and the Coming Big Data Revolution in America’s Shale Oil Fields. (CEPE at the Manhattan Institute, 2015).
- 79 Ahmed, U., Meehan, D. N. & Holditch, S. A. Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development. in *Emerging Trends and Technologies in Petroleum Engineering* 860 (CRC Press, 2016).
- 80 Walton, Z., Porter, J., Fripp, M. & Vargus, G. Cost and Value of a Dissolvable Frac Plug. in *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition* 9 (Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, USA, 2017).
- 81 Gansossi, L. An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. (European Commission Joint Research Centre Institute for Energy and Transport Luxembourg, 2015).
- 82 Kondash, A. J., Albright, E. & Vengosh, A. Quantity of flowback and produced waters from unconventional oil and gas exploration. *Sci Total Environ* **574**, 314-321, doi:10.1016/j.scitotenv.2016.09.069 (2017).
- 83 Barati, R. & Liang, J.-T. A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. *Journal of Applied Polymer Science* **131**, 11, doi:10.1002/app.40735 (2014).
- 84 BGR. *Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potentiale und Umweltaspekte* <https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoelgaspotenzial_Deutschland_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5> (2016).
- 85 ICF International. Finding the Facts on Methane Emissions: A Guide to the Literature, Report für “The Natural Gas Council”. (ICF International Fairfax, VA 2016).
- 86 Darryl Tompkins, Sieker, R., Koseluk, D. & Cartaya, H. Managed Pressure Flowback in Unconventional Reservoirs: A Permian Basin Case Study. in *URTeC - Unconventional Resources Technology Conference* (2016).
- 87 Clark, C. E. Life-Cycle Analysis of Shale Gas and Natural Gas. 38 (Argonne National Laboratory, Illinois 2011).
- 88 Rakiewicz, R. NSPS Subpart OOOO – Applicability and Compliance Basics. 34 (Präsentation beim 2013 Western Kentucky Meeting, Kentucky Oil and Gas Association, 2013).
- 89 EPA - United States Environmental Protection Agency. Small Entity Compliance Guide for Oil and Natural Gas Sector - Emission Standards for New, Reconstructed, and Modified Sources. 82 (EPA, 2016).
- 90 EPA - United States Environmental Protection Agency. Oil and Natural Gas Sector Hydraulically Fractured Oil Well Completions and Associated Gas during Ongoing Production. 82 (2014).

- 91 EPA - United States Environmental Protection Agency. Gas Well Unloading Time Optimization, PRO Fact Sheet No. 708. (Washington DC, 2004).
- 92 DOE - US Department of Energy. Life Cycle Greenhouse Gas Inventory of Natural Gas Extraction, Delivery and Electricity Production. 39 (National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy, Pittsburgh (PA), 2011).
- 93 Jiang, M. *et al.* Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental Research Letters* **6**, 034014, doi:10.1088/1748-9326/6/3/034014 (2011).
- 94 Weber, C. L. & Clavin, C. Life cycle carbon footprint of shale gas: review of evidence and implications. *Environmental science & technology* **46**, 5688-5695, doi:10.1021/es300375n (2012).
- 95 Brandt, A. R., Heath, G. A. & Cooley, D. Methane Leaks from Natural Gas Systems Follow Extreme Distributions. *Environmental science & technology* **50**, 12512-12520, doi:10.1021/acs.est.6b04303 (2016).
- 96 California Air Resources Board. *Oil and Gas Regulation* <<https://www.arb.ca.gov/regact/2016/oilandgas2016/oilandgas2016.htm>> (2017) (09.04.2019).
- 97 Wyoming Oil and Gas Conservation Commission. *Administrative Rules Chapter 3, Section 39. Authorization for Flaring and Venting of Gas* (2016) (09-04-2019).
- 98 Colorado Department of Public Health and Environment. *2017 Revisions to Regulation Number 7 – Oil and Gas Emissions Fact Sheet* <<https://environmentalrecords.colorado.gov/HPRMWebDrawer/RecordHtml/1113658>> (2017) (09.04.2019).
- 99 Pennsylvania Department of Environmental Protection. *A Pennsylvania Framework of Actions for Methane Reductions From the Oil and Gas Sector* <<https://www.dep.pa.gov/Business/Air/Pages/Methane-Reduction-Strategy.aspx>> (2018) (09.04.2019).
- 100 Ohio Department of Natural Resources. *Ohio Oil and Gas Laws* <<http://oilandgas.ohiodnr.gov/laws-regulations/oil-gas-law-summary>> (09.04.2019).
- 101 Barkley, Z. R. *et al.* Estimating Methane Emissions From Underground Coal and Natural Gas Production in Southwestern Pennsylvania. *Geophysical Research Letters*, doi:10.1029/2019gl082131 (2019).
- 102 Allen, D. T. *et al.* Methane Emissions from Process Equipment at Natural Gas Production Sites in the United States: Pneumatic Controllers. *Environmental science & technology* **49**, 633-640, doi:10.1021/es5040156 (2015).
- 103 Zavala-Araiza, D. *et al.* Super-emitters in natural gas infrastructure are caused by abnormal process conditions. *Nature communications* **8**, 14012, doi:10.1038/ncomms14012 (2017).
- 104 Konschnik, K. & Jordaan, S. M. Reducing fugitive methane emissions from the North American oil and gas sector: a proposed science-policy framework. *Climate Policy* **18**, 1133-1151, doi:10.1080/14693062.2018.1427538 (2018).
- 105 ExxonMobil. 2019 Energy & Carbon Summary. 39 (2019). <<https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/energy-and-carbon-summary/Energy-and-carbon-summary.pdf>>.
- 106 EPA - United States Environmental Protection Agency. *Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions* <<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions>> (03.06.2019).
- 107 EPA - United States Environmental Protection Agency. Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells, Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners. (Washington DC, 2011).
- 108 Oil and Gas Conservation Commission. Practice and Procedure, Code of Colorado Regulations. (Colorado Secretary of the State, 2013).
- 109 EPA - United States Environmental Protection Agency. Reduced Emission Completions for Hydraulically Fractured Natural Gas Wells, Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners. (EPA, Washington DC, 2011).
- 110 CRSD - Center for Responsible Shale Development. Performance Standards and Regulatory Standards Across the Appalachian Basin. 22 (Center for Responsible Shale Development 2017).
- 111 EPA - United States Environmental Protection Agency. EPA's Air Rules for the Oil & Gas Industry - EPA's Actions to Reduce Methane Emissions from the Oil and Natural Gas Industry: Final Rules and Draft Information Collection Request. (Washington DC, 2016).
- 112 EOP - Executive Office of the President. The President's Climate Action Plan. (The White House, Washington, 2013).
- 113 Davenport, C. Trump Administration Wants to Make It Easier to Release Methane Into Air. in *The New York Times* (NY, 2018).

- 114 Pospíšil, J. *et al.* Energy demand of liquefaction and regasification of natural gas and the
potential of LNG for operative thermal energy storage. *Renewable and Sustainable Energy
Reviews* **99**, 1-15, doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.027> (2019).
- 115 The Oxford Institute for Energy Studies. The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook
uncertain. 18 (2018).
- 116 Lowell, D., Wang, H. & Lutsey, N. Assessment of the fuel cycle impact of liquefied natural gas
as used in international shipping. 46 (International Council on Clean Transportation, 2013).
- 117 EXERGIA S.A. *et al.* Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene, and natural gas -
Final Report. Report No. ENER/C2/2013-643, (European Commission DG ENER, Brüssel,
Belgien, 2015).
- 118 DBI. Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von
Erdgas. Abschlussbericht. (2016).
- 119 thinkstep AG. Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas - Final Report. 176 (2017).
- 120 Mallapragada, D. S. *et al.* Life cycle greenhouse gas emissions and freshwater consumption of
liquefied Marcellus shale gas used for international power generation. *Journal of Cleaner
Production* **205**, 672-680, doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.111> (2018).
- 121 BAFA. Entwicklung des deutschen Gasmarktes (monatliche Bilanz 1998 – 2018, Einfuhr seit
1960). (2019).
- 122 BGR. Energiestudie 2016 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. 180
(2016).
- 123 Boothroyd, I. M., Almond, S., Worrall, F., Davies, R. K. & Davies, R. J. Assessing fugitive
emissions of CH₄ from high-pressure gas pipelines in the UK. *Sci Total Environ* **631-632**, 1638-
1648, doi:10.1016/j.scitotenv.2018.02.240 (2018).
- 124 Lamb, B. K. *et al.* Direct Measurements Show Decreasing Methane Emissions from Natural Gas
Local Distribution Systems in the United States. *Environmental science & technology* **49**, 5161-
5169, doi:10.1021/es505116p (2015).
- 125 Dietzch, F. Integrated safety concept of DVGW in terms of statistical verification of incidents.
Pipeline Technology Journal 16-21 (2017).
- 126 UNFCCC. *UNFCCC Sites and platforms - National Inventory Reports* <<https://unfccc.int/>>
(25.06.2019).
- 127 Lechtenböhrer, S., Dienst, C., Fishedick, M., Hanke, T. & Langrock, T.
Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems. (Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2005).
- 128 Lelieveld, J. *et al.* Low methane leakage from gas pipelines. *Nature* **434**, 841-842,
doi:10.1038/434841a (2005).
- 129 Lechtenböhrer, S. *et al.* Tapping the leakages: Methane losses, mitigation options and policy
issues for Russian long distance gas transmission pipelines. *International Journal of
Greenhouse Gas Control* **1**, 387-395, doi:[https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00089-8](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00089-8)
(2007).
- 130 Dedikov, J. V. *et al.* Estimating methane releases from natural gas production and transmission
in Russia. *Atmospheric Environment* **33**, 3291-3299, doi:10.1016/S1352-2310(98)00388-4
(1999).
- 131 Husdal, G., Osenbroch, L., Yetkinoglu, Ö. & Østebrot, A. Cold venting and fugitive emissions
from Norwegian offshore oil and gas activities—summary report. Report No. M-515|2016, 26
(Add Novatech AS, 2016).
- 132 Balcombe, P., Brandon, N. P. & Hawkes, A. D. Characterising the distribution of methane and
carbon dioxide emissions from the natural gas supply chain. *Journal of Cleaner Production* **172**,
2019-2032, doi:10.1016/j.jclepro.2017.11.223 (2018).
- 133 Wachsmuth, J., Oberle, S., Zubair, A. & Köppel, W. Wie klimafreundlich ist LNG? - Kurzstudie
zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG).
(Umweltbundesamt, 2019).
- 134 International Energy Agency (IEA). The environmental case for natural gas. 399-436
(International Energy Agency, London, 2017).

Glossar / Abkürzungsverzeichnis

Downstream	Aktivitäten wie Aufbereitung, Transport oder Verarbeitung sowie Handel des Fördergutes
(Erdgas)Vorkette	Terminus, der die Verfahrenskette bis zur Nutzung von Erdgas beschreibt (i.d.R. Erkundung, Gewinnung, Verteilung/Lagerung, Umwandlung und Bereitstellung)
Eruptionkreuz	Oberer Teil des Bohrlochkopfes (Well Head) der für den Bohrlochtest und die anschließende Produktion aufgeflanscht wird
Extended Reach (Bohrung)	Außerordentlich lange Horizontalbohrungen
Flaring	Verbrennung von Erdgas am Bohrplatz, zumeist kontrolliert über eine Fackel oder eine geschlossene Verbrennungsanlage
Frac	siehe hydraulischer Riss
GWP	das relative Treibhauspotential oder die Erwärmungswirkung der Erdatmosphäre über einen bestimmten Zeitraum (in der Regel 100 Jahre) relative zum Referenzgas Kohlendioxid.
hydraulischer Riss	von einem Bohrloch ausgehender, künstlich erzeugter Riss zur Steigerung der Permeabilität und damit der Förderung. Auch: <i>hydraulic fracture, frac, frack</i>
Kick	Der unbeabsichtigte Zufluss von Formationsfluid in die Bohrung
Liquid Unloading	Entfernung von Flüssigkeitsansammlungen in der Bohrung während der Produktion
LNG	Liquefied Natural Gas, durch Abkühlung auf -162°C zu Transport- und Lagerungszwecken verflüssigtes Erdgas. $1 \text{ t LNG} = 1.380 \text{ Nm}^3 \text{ Erdgas} = 44,4 \times 10^9 \text{ J}$
Methan	einfachster Kohlenwasserstoff (CH_4)
Methanverlustrate	normalisierten Methanemissionen. Methanemissionen bezogen auf die Fördermenge von Methan im Erdgas. Angabe in Volumenprozent.
Midstream	Umfasst die Aktivitäten des Transports und der Lagerung des Fördergutes
nicht-konventionelles Erdgas oder Schiefergas	bezeichnet Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen. Aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs strömt das Erdgas zumeist einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist.

Überbalanciertes Bohren Abteufen der Bohrung mit einem Spülgewichtsgradienten oberhalb des Lagerstättendrucks

spezifische Treibhausgasemissionen

die bei der thermischen Nutzung entstehenden Treibhausgase. Methan weist die geringsten spezifischen THG Emissionen der fossilen Energieträger auf. Bei der Verstromung ist der Wirkungsgrad der Kraftwerke zusätzlich zu berücksichtigen.

Spotmarktpreis oder Effektivmarktpreis, Preisbildung durch Angebot und Nachfrage, im Gegensatz zum ->Terminmarktpreis

Terminmarktpreis Preis zu einem konkreten, festgesetzten Termin, im Gegensatz zum -> Spotmarktpreis

THG Treibhausgase, Spurengase, die zum Treibhauseffekt beitragen wie, unter anderem Kohlendioxid und Methan

Tight Gas Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten

Trägerhorizont das eigentliche Reservoirgestein

Trockenes Erdgas Überwiegend aus Methan bestehendes Erdgas (i.d.R. >99 %)

Upstream Tätigkeitsbereiche bis zum Austritt der Kohlenwasserstoffe aus der Förder-sonde, wie Aufsuchung, Erschließung und Förderung/Produktion

Venting kontrolliertes Ablassen von Erdgas in die Atmosphäre im Upstream-Bereich

Well pad Bohrplatz von dem aus mehrere Bohrlöcher gebohrt werden

Einheiten

bbbl barrel, Fass, 1 bbl = 158,984 Liter

Bill. Billion - 10^{12} (im englischen trillion)

cf cubic feet; 1 cf = 0,02832 m³

mcf 1000 cf (cubic feet)

CO₂-eq CO₂-Äquivalent, Maß für den Beitrag einer Substanz zum Treibhauseffekt relativ zu Kohlendioxid

MJ Mega (10^6) Joule, Einheit der Energie, 1 J = 1 Nm

GJ Giga (10^9) Joule, Einheit der Energie, 1 J = 1 Nm

Mio. m³ Millionen Kubikmeter 1 Mio. m³ = 10^6 m³

Mrd. m³ Milliarden Kubikmeter 1 Mrd. m³ = 10^9 m³ (Mrd. im US-englischen billion)

Mtpa	Millionen Tonnen pro Jahr
ppm	(parts per million), Ein Millionstel steht für die Zahl 10^{-6}
ppb	(parts per billion), Ein Milliardenstel steht für die Zahl 10^{-9}
Tg	Teragramm = 10^{12} Gramm = 1 Million (10^6) kT (KiloTonnen)

Abkürzungen

LDAR	Leak Detection and Repair, Programm der EPA zur Detektion und Beseitigung von Gasleckagen
NGS	Natural Gas Star (-Programm), freiwilliges Rahmenprogramm der US Environmental Protection Agency (EPA) zur Implementierung von Technologien und Praktiken zur Methanreduktion in den USA (92 industrielle Partner; Stand Juni 2019)
REC	Reduced Emission(s) Completion(s)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change; Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen

Institutionen / Organisationen

DBI	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH mit Sitz in Leipzig, Deutschland
DOE	U.S. Department of Energy - Energieministerium der USA mit Sitz in Washington D.C., USA
EDF	Environmental Defense Fund – Umweltorganisation mit Hauptsitz in New York, USA
EIA	U.S. Energy Information Administration, Energieinformationsagentur der USA
EPA	U.S. Environmental Protection Agency
IADC	International Association of Drilling Contractors, Houston, Texas, US
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur), Organisation der OECD; Sitz: Paris, Frankreich
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change; Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen, im Deutschen oft als „Weltklimarat“ bezeichnet, Hauptsitz: Genf, Schweiz
NEB	National Energy Board, unabhängige Wirtschaftsregulierungsbehörde mit Fokus auf Energieangelegenheiten mit Sitz in Calgary, Kanada
UBA	Umweltbundesamt; Hauptsitz Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau, Deutschland