

Kurzstudie

Klimaschäden durch Erdgas

Daten und Diskussionen

Large methane emissions from oil and gas operations detected by satellite, 2020



Source: Kayrros analysis based on modified Copernicus data.

Quelle: IEA (vgl. Textseite 70)

Autor:

Dr. Steffen Bukold (EnergyComment)
im Auftrag von Green Planet Energy eG

Hamburg, November 2021

INHALT

Executive Summary	3
1. Einführung: Erdgas und Klimakrise	6
2. Erdgas in der Weltenergieversorgung	9
3. Erdgas in Deutschland	11
4. Erdgas und Klima - Basisdaten und Methoden	15
5. Die Erdgaslieferkette - ein Überblick	20
6. Klimaschäden durch Erdgas	21
7. Klimaschäden aus deutschen und EU-Lieferketten	43
8. Reaktionen in Industrie und Politik	61
Quellenverzeichnis	74

Executive Summary

1.

Klimaschutz und Erdgas passen nicht zusammen. Die Weltklimakonferenz in Glasgow (COP 26) im November 2021 führte vor Augen, dass Erdgas **keine Brückentechnologie** ist, sondern die **dritte fossile Sackgasse neben Öl und Kohle**. Ein Ausstieg ist daher unvermeidlich.

2.

Dadurch könnten nicht nur die Klimabelastungen durch die **Verbrennung** von Erdgas im Kraftwerk, in der Industrie oder der Heizung vermieden werden, sondern auch die enormen **Klimabelastungen, die schon in der Vorkette** auftreten, also bei der Förderung, der Aufbereitung und beim Transport von Erdgas.

Dabei entstehen **Methanemissionen im Umfang von ca. 80 Mio. Tonnen** pro Jahr. Da Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, ein **hochpotentes Klimagas** ist, erzeugen diese Emissionen denselben Klimaschaden wie **6,4 Gigatonnen CO₂**. Zum Vergleich: Das entspricht in etwa den achtfachen CO₂-Emissionen Deutschlands.

Hinzu kommen **150 Mrd. Kubikmeter** Erdgas, die vor allem durch Ölfirmen weltweit schon an der Förderstelle **abgefackelt** werden (Flaring). Damit wird jedes Jahr eine Gasmenge verschwendet, die fast dem Doppelten des deutschen Gasverbrauchs entspricht.

Hinzu kommen die Emissionen durch den Energieaufwand, der für den **Gastransport mit LNG-Tankern** oder durch internationale **Pipelines** notwendig ist.

3.

Aber auch **ökonomisch** gerät Erdgas in diesem Herbst unter Druck. Ein **beispielloser Preisanstieg** offenbart derzeit die Preisrisiken fossiler Energieimporte. Die Erdgaspreise vervierfachten sich binnen weniger Monate auf rund 80 Euro je MWh - **teurer als Windstrom oder Photovoltaik**.

Die **Ursachen** sind vielfältig: Der russische Gaskonzern Gazprom will oder kann den EU-Markt nicht angemessen versorgen und lässt seine Speicher in Deutschland leerlaufen. Auch aus Übersee kommt keine Entspannung. Eine hohe und wenig preissensible Gasnachfrage in Ostasien macht es schwierig, Erdgas-Tanker (LNG) Richtung Europa zu ziehen. Das führt im Moment zu steil steigenden Gasstarifen für deutsche Privathaushalte und Betriebe.

4.

Was folgt daraus für die **deutsche Gaspolitik**? Das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 erfordert einen raschen Rückgang des **Erdgasverbrauchs**. An seine Stelle können **strombasierte Lösungen** oder **Grüner Wasserstoff** treten.

Die Zeit drängt: Für die **Gebäudewärme** und die **Industrie** ist fossiles Erdgas noch immer von großer Bedeutung. Jede zweite Wohnung in Deutschland wird mit Erdgas geheizt. Weltweit ist Erdgas sogar die am schnellsten wachsende Quelle von Treibhausgasen im Energiesektor und könnte im nächsten Jahrzehnt auch in absoluten Zahlen **Öl und Kohle überflügeln**.

5.

Relativ **rasch** kann jedoch die indirekte Klimabelastung durch die deutschen Erdgasimporte verringert werden. Die Emissionsmengen in den globalen Vorketten schwanken um den Faktor 100 zwischen den besten und schlechtesten Alternativen.

Deutschland und die EU sollten daher die **Auswahl ihrer Lieferketten klimapolitisch optimieren**. Das kann in den Exportstaaten entsprechende Anreize erzeugen, die Klimaschäden bei der Bereitstellung von Erdgas zu minimieren. Analysen der IEA zeigen, dass der **finanzielle Aufwand** dafür vergleichsweise **gering** ist. Die Probleme liegen vor allem in den Bereichen **Regulierung und Kontrolle** sowie beim **technischen** Zustand der Anlagen.

6.

Die **Klimabilanz** von Erdgas wird durch die Gesamtschau der Emissionen erheblich verschlechtert.

Bei der **direkten Verbrennung** von Erdgas entstehen bereits **200g CO₂ je Kilowattstunde (kWh)** Wärme. Doch diese Betrachtung greift zu kurz.

Im internationalen Durchschnitt entstehen in den **globalen Erdgaslieferketten zusätzliche 157g CO_{2e}** allein schon durch die Methanemissionen, wenn man einen Wirkungszeitraum von 20 Jahren betrachtet (GWP20).

Länderstudien, die vor allem die Gasförderung in den **USA** und **Russland** im Blick haben, kommen sogar auf durchschnittliche Werte von **240-280g CO_{2e}/kWh**. Die **Klimaschäden von Erdgas verdoppeln sich also, wenn man die gesamte Versorgungs- und Verbrauchskette betrachtet**.

7.

Bei den **deutschen Erdgasimporten** liegen die Vorkettenemissionen teilweise höher und teilweise niedriger als der internationale Durchschnitt. Dabei zeigen Gasimporte aus **Norwegen** die vergleichsweise beste Bilanz. **Russische** Gasimporte haben jedoch ebenso wie LNG-Importe aus den **USA** und **Algerien** eine weitaus schlechtere Klimabilanz.

8.

Die aktuellen **Initiativen** zur Reduzierung von Methanemissionen sind daher Schritte in die richtige Richtung.

Über 90 Staaten haben sich bis heute dem **Global Methan Pledge** angeschlossen. Sie wollen ihre Methanemissionen bis 2030 um mindestens 30% reduzieren. Das ist vor allem in der Erdgasindustrie rasch und großen finanziellen Aufwand machbar.

Ein Methane Watchdog, die **IMEO**, soll die Reduzierung beobachten und verlässlichere Daten bereitstellen.

Schon heute liefern **Satellitendaten** fast täglich aktuelle Daten über große Methanemissionen in der Öl- und Erdgasindustrie, die ohne diese Überwachung nicht entdeckt oder gemeldet worden wären.

In der Branche selbst werden im Moment erste **Zertifizierungen** für **emissionsarme Lieferketten** in den Markt gebracht.

9.

Die deutsche und die Gaspolitik der EU steht nun in der Pflicht, konkrete **Fahrpläne** für eine **Reduzierung des Erdgasverbrauchs** umzusetzen sowie die **Methanemissionen ihrer Erdgasimporte** rasch zu senken.

Das kann durch konkrete Vorgaben und den Ausbau der Kontrollinstrumente folgen. Es wäre technisch ohne Probleme und mit einem überschaubaren finanziellen Aufwand möglich, die Methanemissionen der Versorgungsketten **in wenigen Jahren um 75% zu senken**.

Die folgenden Seiten liefern die wichtigsten **Basisdaten** und die **Ergebnisse** wichtiger **Studien** über die Klimaschäden durch Erdgas. Politisch und wissenschaftlich ist das Thema erst in diesem Jahr ins Zentrum der Aufmerksamkeit gerückt. Stärker belastbare und vergleichbare Daten, insbesondere zur Situation in Deutschland, werden daher wohl erst in den nächsten Jahren zur Verfügung stehen. Mehr als eine **Momentaufnahme** kann die folgende Kurzstudie daher nicht sein.

1. Einführung: Erdgas und Klimakrise

Erdgaspolitik in der Krise

Im Herbst 2021 gerät die Erdgasversorgung Deutschlands und Europas doppelt unter Druck:

1. Die Weltklimakonferenz in Glasgow (**COP 26**) führt erneut vor Augen, dass der Ausstieg aus den fossilen Energieträgern Öl, Gas und Kohle zu langsam erfolgt.

Erdgas gilt nicht mehr als **Brückentechnologie**, sondern offenbart sich immer stärker als fossile **Sackgasse**.

Multilaterale Initiativen wollen vor allem die hohen **Methanemissionen** möglichst rasch reduzieren, die einen erheblichen Anteil zur Erderhitzung beitragen. Die 80 Mio. Tonnen globaler Methanemissionen pro Jahr entsprechen der Treibhauswirkung von 6,4 Gigatonnen CO₂ (20-Jahres-Zeitraum). Das entspricht in etwa den achtfachen CO₂-Emissionen Deutschlands.

2. Ein beispielloser **Preisanstieg** zeigt die Preisrisiken fossiler Energieimporte auf. Die Erdgaspreise steigen binnen weniger Monate von den üblichen 15 bis 20 auf 80 Euro je MWh, für kurze Zeit sogar bis auf 160 Euro je MWh. Die Ursachen sind vielfältig: Gazprom will oder kann den EU-Markt nicht angemessen versorgen und lässt seine Speicher in Deutschland leerlaufen. Auch aus Übersee kommt keine Entspannung: Eine hohe und wenig preissensible Gasnachfrage in Fernost macht es schwierig, LNG-Tanker Richtung Europa zu ziehen.

Was folgt daraus für die deutsche Gaspolitik? Ein **Ausstieg** aus fossilem Erdgas ist unvermeidlich, um die Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 zu erreichen.

Noch weitaus **schneller** kann die **indirekte Klimabelastung** der Erdgasimporte verringert werden. Die Emissionsmengen schwanken um den Faktor 100 zwischen der besten und schlechtesten Lieferkette. Deutschland und die EU sollten daher die **Auswahl ihrer Lieferketten optimieren**. Das wird in den Exportstaaten entsprechende Anreize erzeugen, die Klimaschäden, die bereits bei der Förderung, Aufbereitung und beim Transport von Erdgas entstehen, zu minimieren.

Eine Neubewertung von Erdgas ist überfällig

Der Schutz des Weltklimas erfordert eine grundlegende Neuausrichtung unserer Energieversorgung, unserer Mobilität und vieler Industriebranchen.

Die Klimaziele setzen auch die Erdgasbranche unter Zugzwang. Sie kann der klimapolitischen Herausforderung nicht mehr länger ausweichen und muss sich unangenehmen Fragen stellen.

Es reicht nun nicht mehr aus, darauf zu verweisen, dass Erdgas im Vergleich zu den beiden anderen fossilen Energieträgern, also Öl und Kohle, der sauberste sei. Die erneuerbaren Alternativen haben mittlerweile bei den Kosten aufgeholt und sind technologisch noch lange nicht ausgereizt.

Neuere Untersuchungen sehen die Gesamtemissionen der Erdgasversorgung, einschließlich Gasproduktion und Gastransport, weit aus höher als früher (vgl. Kap.5-7).

Das gilt insbesondere für die Methanemissionen, die entlang der Versorgungskette auftreten. Methan - der Hauptbestandteil (>90%) von Erdgas - ist nach CO₂ der zweitgrößte Verursacher für die globale Erwärmung. Sein Treibhauseffekt ist pro Tonne je nach betrachtetem Zeitraum 30 bis 36 Mal (über 100 Jahre betrachtet) oder 80 bis 87 Mal (20 Jahre) größer als bei einer Tonne CO₂.

Ausstieg aus fossilem Erdgas

Jeder ambitionierte Klimaschutz muss die Methanemissionen massiv senken. Das kann allerdings nicht über Nacht geschehen. Erdgas kann anders als die Kohle nicht kurzfristig ersetzt werden (vgl. dazu Kap.3).

Daher müssen vermeidbare Emissionen der Gasversorgung so rasch wie möglich reduziert werden, bevor sich die Energieversorgung dann endgültig von den fossilen Energieträgern verabschieden kann.

Schon heute gibt es nachhaltigere Alternativen zu fossilem Erdgas. Im Stromsektor werden die erneuerbaren Stromerzeuger immer attraktiver. Bei der Heizung hat Erdgas seinen Zenit erreicht und kann schrittweise durch Stromlösungen wie die Wärmepumpe ersetzt werden. Im industriellen Bereich kann Grüner Wasserstoff die meisten erdgasbasierten Verfahren ersetzen.

Gasindustrie sucht nach Auswegen

Gleichzeitig sucht auch die Erdgasindustrie nach Auswegen aus ihrem Dilemma (vgl. Kap.8). Blauer Wasserstoff und CCS (Abspaltung und Speicherung von CO₂) werden als strategische Auswege für die Erdgasindustrie beworben. Doch die Aussichten sind hier sehr verhalten, da Grüner Wasserstoff aus Solar- oder Windstrom weitaus weniger Emissionen erzeugt und schon in einigen Jahren auch preislich überlegen sein wird (vgl. Bukold et al. 2020).

Die direkte Speicherung der Emissionen von Gaskraftwerken (CCS) wiederum stößt schon rasch an Kapazitätsgrenzen und ist vergleichsweise teuer. Gaskraftwerke könnten höchstens als Reserve kurzfristig zum Einsatz kommen, falls an einzelnen Tagen Wind, Sonne, Wasserstoff und Batterien nicht ausreichen sollten.

Trends verschärfen die Probleme

Die Energieversorgung Deutschlands und der Welt insgesamt ist jedoch im Moment noch weit davon entfernt, ihre Abhängigkeit von Erdgas zu verringern. Ganz im Gegenteil: Erdgas ist die am schnellsten wachsende Quelle von Treibhausgasen im Energiesektor.

Drei Trends verschlechtern die Klimabilanz von Erdgas über das Mengenwachstum hinaus:

- Der rasch wachsende emissionsintensive Transport von verflüssigtem Erdgas (LNG).
- Die unkonventionelle und unzureichend regulierte Erdgas- und Erdölproduktion in den USA (Schiefergas/Schieferöl).
- Neue Erkenntnisse über den Umfang von Flaring (Abfackeln von Erdgas) und Methanemissionen bei der Erdgas- und Erdölförderung.

Diese Studie

Eine Kurzstudie kann bei diesem dynamischen und nur wenig erforschten Thema nur eine Momentaufnahme sein.

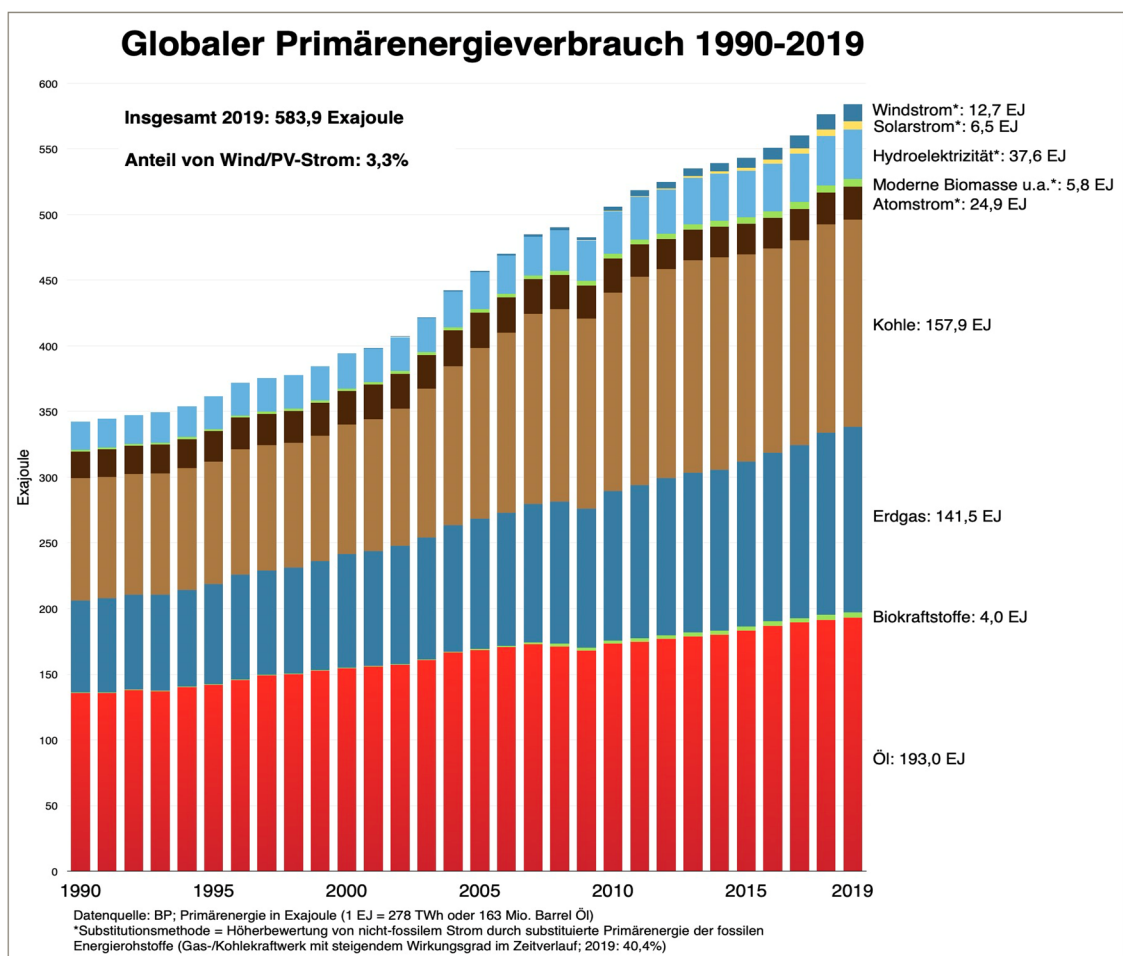
Dennoch soll der Text wichtige Basisinformationen und einen Überblick über die aktuelle Diskussion und Situation liefern. Je nach Forschungsstand werden einzelne Aspekte systematisch oder auch nur studienorientiert dargestellt. Der Haupttext entstand 2021. Im Oktober/November wurden zentrale Kapitel (v.a. Kap.7 und 8) aktualisiert und ergänzt. Auftraggeberin der Studie ist die Green Planet Energy eG.

2. Erdgas in der Weltenergieversorgung

Der Verbrauch an Erdgas wächst seit Jahrzehnten, wie die folgende Abbildung zeigt. Im Jahr 2019 trug Gas mit 24% zum Primärenergieverbrauch der Welt bei. Im laufenden Jahr 2021 wird der Anteil ähnlich hoch sein.

Im Jahr 2018 stammten 21% der CO₂-Emissionen des Energiesektors aus der Verbrennung von Erdgas; Kohle hatte einen Anteil von 44%, Öl erzeugte 35% (vgl. IEA 2019). Die Gasemissionen steigen weltweit weiter an.

Da in den kommenden Jahren eine weltweite Stagnation beim Ölverbrauch und ein Rückgang der Kohleverstromung erwartet wird, ist es also nur noch eine Frage der Zeit, **bis Erdgas aklimapolitischer Sicht zum wichtigsten fossilen Energieträger wird.**



Quelle: EnergyComment

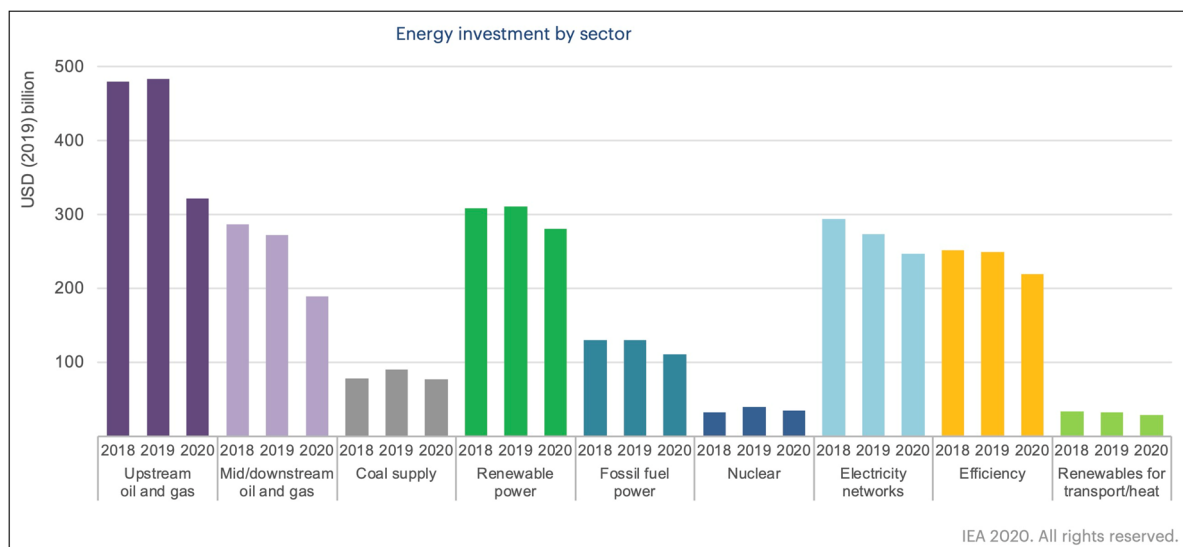
Trotzdem bleibt Erdgas damit hinter früheren Erwartungen zurück. Das “Golden Age of Gas” (IEA) wird immer mehr zur Fata Morgana. Noch vor wenigen Jahren galt Erdgas als doppelter Profiteur der globalen Trends, also als Ersatz für Kohle und als ideale Ergänzung für Wind- und Solarenergie. Mittlerweile scheint es so, dass sich die Kohle außerhalb der Industrieländer stabil hält und dass die Erneuerbaren auch ohne die Unterstützung durch Erdgas zügig zulegen können.

Investitionen

Die Investitionen in der Gaswirtschaft sind nach wie vor auf einem extrem hohen Niveau. Die folgende Abbildung verdeutlicht die Größenordnungen. Allerdings lassen sich Öl- und Gasinvestitionen nur schwer voneinander trennen, so dass sie hier zusammengefasst werden.

Trotz der Preis- und Nachfragekrise fließen noch immer 300-500 Mrd. Dollar pro Jahr in die Förderung von Öl und Gas. Hinzu kommen 200-300 Mrd. Dollar für den Bereich Midstream/Downstream, also Tanker, Pipelines, LNG-Terminals und Distributionsnetze, sowie um die 100 Mrd. Dollar für Gas- und Kohlekraftwerke.

Eine Klimaschutzpolitik (2-Grad-Szenario) ändert diese Zahlen grundlegend. Statt 2000 Mrd. Dollar müssten nur noch 700 Mrd. Dollar investiert werden, da der Gasbedarf langsamer wächst und dann schrumpft (vgl. WoodMackenzie 2020). Branchenanalysen warnen daher: Wenn die globale Erwärmung unter 2 Grad begrenzt werden soll, muss die Gasnachfrage früher als erwartet sinken. Das Wachstum der LNG-Nachfrage bis 2040 wird dann nur ein Viertel der aktuell prognostizierten Mengen betragen (vgl. Reuters 2020).



Quelle: IEA Quelle: IEA (Zahlen für 2020 sind vorläufig)

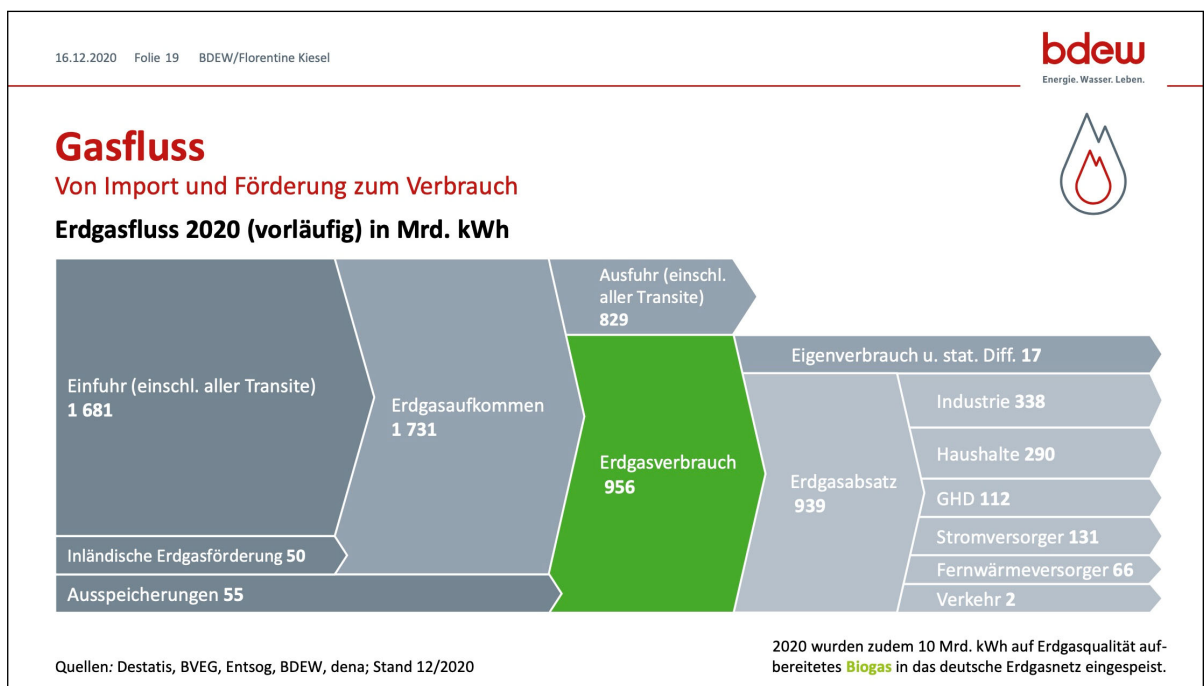
3. Erdgas in Deutschland

Rückblick

Die Erdgasversorgung Westeuropas begann Ende der 1950er-Jahre, als das größte Gasfeld Europas in Groningen in den Niederlanden erschlossen wurde. Das Groningen-Gas war so billig, dass eine Orientierung des Gaspreises an den Förderkosten alle Konkurrenten vom Markt verdrängt hätte. Daher wurde der Erdgaspreis an die höheren Preise der wichtigsten Konkurrenten gekoppelt, vor allem Heizöl. Daraus entstand die sog. Ölpreisbindung oder Ölindexierung der europäischen Gaspreise.

In Deutschland, dem wichtigsten Gasmarkt auf dem europäischen Kontinent, dominierten bis 2007 starre, am Ölpreis orientierten Lieferverträge mit Russland, Norwegen oder den Niederlanden. In den meisten Märkten dominierten gesetzlich geschützte Monopole oder Oligopole den Großhandelsmarkt. Der Wettbewerbsdruck war dementsprechend gering.

Die Wirtschaftskrise nach 2008 und die Marktliberalisierung durch die EU änderten die Situation jedoch schlagartig. Gleichzeitig strömten zusätzliche LNG-Mengen nach Europa. Allmählich entstanden virtuelle, öffentliche Knotenpunkte (Hubs) für den



Quelle: BDEW

freien Gasgroßhandel. Sie traten in Konkurrenz zu den bislang dominierenden Brokerplattformen, über die bis heute der größte Teil des Gashandels stattfindet.

Abhängigkeit von Importen

Deutschland kann heute nur etwa 7% seines Erdgasbedarfs aus eigener Produktion decken (6,1 Mrd. Kubikmeter). Der Rest muss importiert werden. Die deutschen Gasimporte stammten 2019 vor allem aus Russland (51%), daneben auch aus Norwegen (25%) und aus bzw. über die Niederlande (21%). Auf die restlichen Einfuhrländer entfielen nur 3%. Zusätzlich ist Deutschland ein wichtiges Transitland, vor allem für russisches Erdgas.

Russisches Erdgas wird insbesondere in den städtischen Räumen in Nordostdeutschland, Südostdeutschland, Ostdeutschland und Süddeutschland verbraucht. In den übrigen Teilen Deutschlands, vor allem in Nordwestdeutschland und Westdeutschland, stammen die Importe überwiegend aus Richtung Westen oder Norden. Die Bezugsquellen sind hier Norwegen, LNG und die Niederlande (vgl. Bukold 2020a). Die Gasexporte der Niederlande fallen allerdings schrittweise aus, da das Riesengasfeld in Groningen nach zahlreichen förderbedingten Erdbeben in der Region den Betrieb einstellen muss.

Bei steigenden Preisen landen in Europa größere LNG-Mengen aus Übersee an, also verflüssigtes Erdgas, das in Tankern transportiert werden kann. Sie wirken wie ein Preisdeckel auf dem westeuropäischen Markt, denn die LNG-Tankerflotten aus den USA, Qatar, Australien, Nigeria und anderen Ländern können kurzfristig auf Preissignale reagieren. Vor allem die USA konnten sich in den letzten Jahren zusätzliche Marktanteile im LNG-Markt sichern.

Die Abhängigkeit von Importen wird in den kommenden Jahren weiter zunehmen. Der Anteil der Eigenversorgung Europas sinkt, während Russland und LNG-Importe an Bedeutung gewinnen.

Verbrauch in Deutschland und in der EU

Die längerfristigen Aussichten der Erdgasnachfrage in Europa sind eingetrübt. Bis vor wenigen Jahren rechneten die meisten Forschungsinstitute mit einer steigenden Gasnachfrage in den Jahren bis 2040. Dafür sollte nicht zuletzt der Stromsektor sorgen, sobald Atommeiler und Kohlekraftwerke schließen.

Doch allmählich kippt die Stimmung. Immer mehr Prognosen erwarten einen stagnierenden oder fallenden Gasbedarf. Die aktuellen Folgen der Pandemie beschleunigen diesen Trend. Der deutsche Erdgasverbrauch schrumpfte 2020 nach ersten Berechnungen um 3,4% auf 3105 PJ.

Erdgas deckt derzeit 26,6% des deutschen Primärenergiebedarfs (vgl. AG Energiebilanzen 2020). Hinter dem Mineralöl steht es damit an zweiter Stelle. Die folgende Übersicht verdeutlicht, dass Industrie und Privathaushalte den größten Gasverbrauch haben. Auf die Industrie entfallen 35 bis 40%, auf die Privathaushalte 30 bis 35%.

Heizung

Erdgas ist der mit Abstand wichtigste Energieträger für die private Wärmeversorgung. Knapp die Hälfte der 42 Mio. Wohnungen in Deutschland (49,5%) heizen mit Erdgas, gefolgt von Heizöl (25%) und Fernwärme (14%). Addiert man den Erdgaseinsatz bei der Erzeugung von Fernwärme, sind es sogar 55% aller Wohnungen.

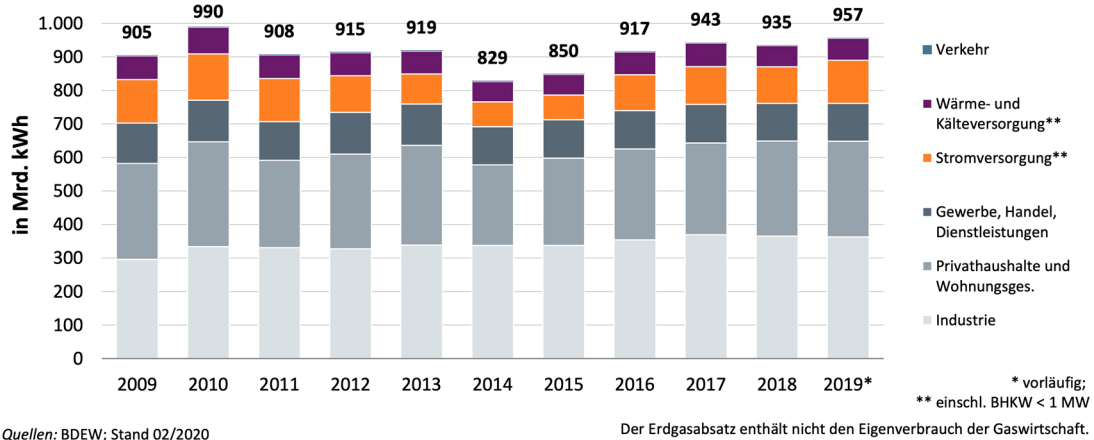
Im Neubau sieht es nicht viel anders aus. Zwar liegen die Elektro-Wärmepumpen mittlerweile fast auf dem Niveau der Erdgas-Zentralheizungen und noch vor der Fernwärme. Addiert man jedoch die Erdgasanteile beim Strom für die Wärmepumpen und bei der Erzeugung der Fernwärme, erreicht Erdgas einen Marktanteil von etwa 50% auch bei neuen Wohnungen.

Energieträger	1. - 4. Quartal 2019		1. - 4. Quartal 2020		Veränderung 2019/2020 in %	Anteil 2020 in %
	Petajoule	Mio. t SKE	Petajoule	Mio. t SKE		
Mineralöl	4.511	153,9	3.965	135,3	-12,1	33,9
Erdgas	3.214	109,7	3.105	106,0	-3,4	26,6
Steinkohle	1.095	37,4	894	30,5	-18,3	7,6
Braunkohle	1.161	39,6	950	32,4	-18,2	8,1
Kernenergie	819	27,9	701	23,9	-14,4	6,0
Erneuerbare	1.904	65,0	1.962	66,9	3,0	16,8
Stromaustauschsaldo	-126	-4,3	-75	-2,6		-0,6
Sonstige	222	7,6	189	6,4	-14,8	1,6
Gesamt	12.800	436,8	11.691	398,8	-8,7	100,0

Quelle: AG Energiebilanzen, Stand: Dezember 2020

Quelle: AGE 2020

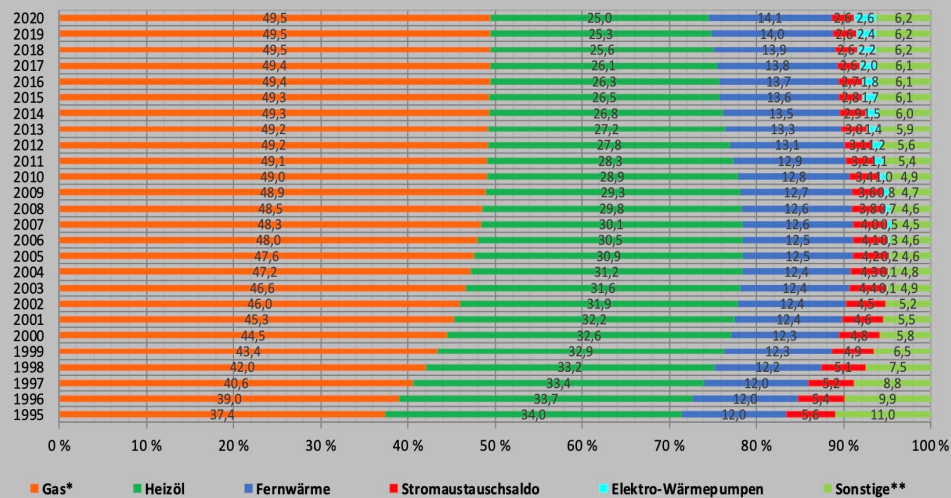
Entwicklung des Erdgasabsatzes nach Abnehmern in Deutschland



Quelle: BDEW

Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes

1995 bis 2020 – Anteile in %



Beheizungsstruktur in %	1995	2005	2010	2015	2019	2020
Gas*	37,4	47,6	49,0	49,3	49,5	49,5
Heizöl	34,0	30,9	28,9	26,5	25,3	25,0
Fernwärme	12,0	12,5	12,8	13,6	14,0	14,1
Stromaustauschsaldo	5,6	4,2	3,4	2,8	2,6	2,6
Elektro-Wärmepumpen	0,0	0,2	1,0	1,7	2,4	2,6
Sonstige**	11,0	4,6	4,9	6,1	6,2	6,2

Quelle: BDEW; Stand: Dezember 2020

* einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas

** Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: AGE B 2020

4. Erdgas und Klima - Basisdaten und Methoden

Verbrennung von Erdgas

Die Hauptbelastung des Klimas durch Erdgas entsteht beim Endverbraucher. Bei der Verbrennung von 1 kg Erdgas (ca. 1,4 Kubikmeter) in der Zentralheizung oder im Gaskraftwerk entstehen 2,7 kg CO₂. Die Vorkettenemissionen sind darin nicht enthalten.

Im deutschen Strommix veranschlagt das UBA den CO₂-Emissionsfaktor von Erdgas beim Brennstoffeinsatz auf 201g CO₂ je Kilowattstunde Wärme und bezogen auf den Stromverbrauch auf 399g CO₂ je kWh Strom.

Tabelle 2: CO₂-Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe im Vergleich mit dem CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommix 2018*

	CO ₂ -Emissionsfaktor bezogen auf den Brennstoffeinsatz [g/kWh]	Brennstoffaus-nutzungsgrad netto bezogen auf den Stromverbrauch [%]	CO ₂ -Emissionsfaktor bezogen auf den Stromverbrauch [g/kWh]	Vergleich CO ₂ -Emissionsfaktor Strommix [g/kWh]
Erdgas	201	50	399	468
Steinkohle	335	40	835	
Braunkohle	406	36	1.137	

Quelle: eigene Berechnungen Umweltbundesamt Februar 2020 *vorläufig

Quelle: UBA 2020

Die Klimabelastung durch Methan

Die folgenden Kapitel werden zeigen, dass die Klimabelastung durch Erdgas jedoch weitaus höher liegt, als es die CO₂-Mengen durch die Verbrennung beim Endverbraucher vermuten lässt.

Methanemissionen spielen dabei eine zentrale Rolle. Der Hauptbestandteil (>90%) von kommerziell genutztem Erdgas ist Methan (CH₄). Daneben enthält Erdgas je nach Quelle in unterschiedlicher Zusammensetzung auch andere Gase wie Ethan, Propan, Kohlendioxid, Stickstoff und weitere Spurengase, die ebenfalls Klimaschäden verursachen.

Die Klimawirksamkeit von Methan ist nicht konstant. Das macht eine Berechnung seines Treibhauseffekts (GWP / Global Warming Potential) schwierig und auch etwas willkürlich.

Gewichtsbezogen hat CH₄ unmittelbar nach der Freisetzung einen 102-120 höheren GWP-Effekt als CO₂ (vgl. BGR 2020). Er sinkt dann jedoch rasch.

Über 100 Jahre gerechnet galt der GWP-Effekt zunächst 20fach oder 25fach höher als bei CO₂ (gewichtsbezogen). Seit 2013 nutzen der IPCC und andere Studien jedoch höhere Faktoren. Beim Faktor 34 werden nun auch die indirekten Effekte berücksichtigt, mit Ausnahme der Oxidierung von Methan zu CO₂. Berücksichtigt man zusätzlich diesen Klimaeffekt, liegt das GWP bei 36, jeweils gerechnet über einen Zeitraum von 100 Jahren (vgl. IPCC 2014). Häufig wird in der Literatur jedoch der Faktor 30 verwendet.

Beim GWP₂₀, also für einen Zeitraum von 20 Jahren, liegt der Faktor des IPCC jetzt bei 87. Eine Tonne Methan entfaltet also über einen Zeitraum von 20 Jahren denselben Treibhauseffekt wie 87 Tonnen CO₂.

Die Abbildung zeigt die aktuellen GHG-Faktoren von CO₂, Methan (CH₄) und anderen Treibhausgasen.

Auch wenn sich die Klimaveränderungen zwangsläufig über Jahrhunderte hinziehen werden, kann es sinnvoller sein, die Methanwirkung im 20-Jahres-Zeitraum zu betrachten. Das gilt insbesondere für die Tipping Elements (Kippelemente) im Klimasystem, die selbst bei geringeren Temperaturveränderungen rasch und unumkehrbar in einen neuen Zustand wechseln könnten.

Abbildung: Das Global Warming Potential von Methan (CH₄) und anderen Gasen

Exhibit 2-1. IPCC AR5 GWPs

GHG	AR5 (IPCC, 2013)	
	20-yr	100-yr (Default)
CO ₂	1	1
CH ₄	87	36
N ₂ O	268	298
SF ₆	17,500	23,500

Quelle: NETL 2019

Methodische Unterschiede

Die unterschiedlichen Ergebnisse der Emissionsanalysen erklären sich also nicht nur aus Differenzen bei den Basisdaten. Auch die Methoden variieren. Dabei geht es selten um „besser“ oder „schlechter“. Die Ansätze erklären sich oftmals aus den spezifischen Fragestellungen und den konkreten Analysemöglichkeiten.

1. Zeithorizont

Die oben bereits erwähnte Wahl des Zeithorizonts der Analyse hat weitreichende Konsequenzen. Das folgende Beispiel schätzt die GHG-Emissionen der amerikanischen Gasfelder für die nächsten Jahrzehnte (vgl. Crow/Balcombe 2019).

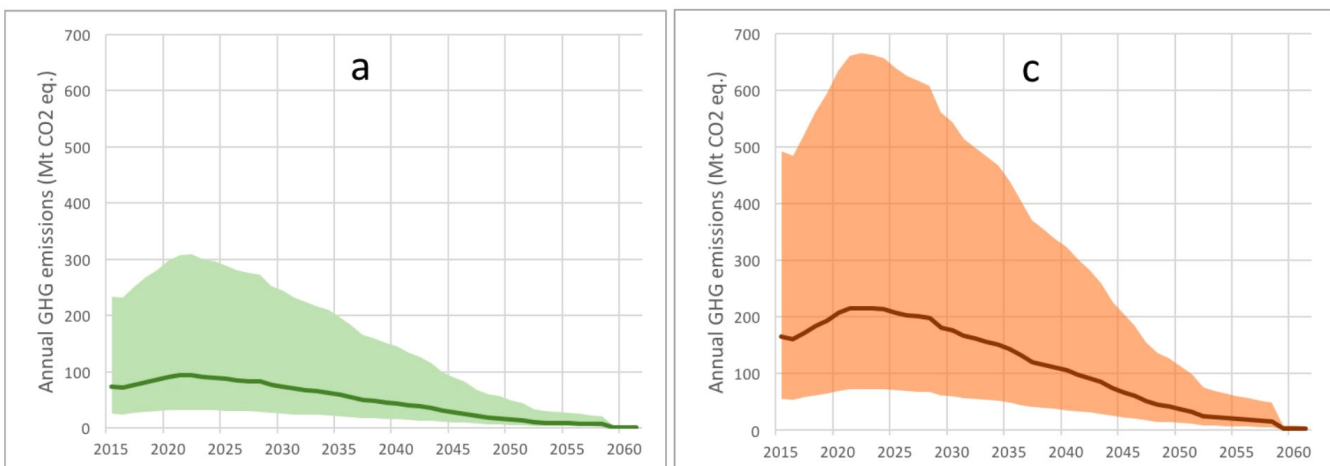
Die Variante „a“ zeigt die Klimaschäden der US-Gasfelder für GWP100, also über einen Zeitraum von 100 Jahren. Die Variante „c“ betrachtet dasselbe Sample über einen kürzeren Zeitraum von 20 Jahren (GWP20).

Je nach Analyseansatz liegen die Klimaschäden der US-Gasfelder pro Jahr dann in den kommenden vier Jahrzehnten bei maximal 100 oder aber über 200 Mio.t CO₂e pro Jahr (grüne/dunkelrote Linie), wobei die einzelnen Studien eine sehr große Bandbreite zeigen (grüne, orange-farbene Flächen).

2. Erdgasfelder vs Ölfelder mit Associated Gas

Die Förderung von Erdgas in Ölfeldern (Associated Gas, Erdölbegleitgas) ist häufig mit weitaus höheren Emissionen verbunden als die Förderung in Gasfeldern, die nur einen geringen Anteil an Liquids haben.

Abbildung: GHG-Emissionen amerikanischer Gasfelder mit GWP100 („a“) und GWP 20 („c“)



Quelle: Crow/Balcombe 2019 (grafisch adaptiert aus Fig.8 des Originals)

Nicht selten wird Erdgas aus Ölfeldern einfach abgefackelt oder in die Atmosphäre entlassen, wenn das Gas nicht mit Gewinn vermarktet werden kann. Erst wenn die Gasmengen einen (ökonomischen oder regulativen) Schwellenwert übersteigen, was meistens später im Life Cycle eines Ölfeldes geschieht, wird das Erdgas vermarktet.

Da eine trennscharfe Zurechnung der Gesamtemissionen dieser Felder zur Öl- oder zur Gasproduktion nicht möglich ist, werden diese Gasmengen bei vielen Vorkettenanalysen nicht integriert, obwohl sie ein Viertel des globalen Erdgasangebots darstellen.

Selbst in konventionellen Erdgasfeldern gibt es Zurechnungsprobleme, je nachdem ob man z.B. den Anteil an schweren Gasen (z.B. Propan, Butan) energetisch oder nach Gewicht misst.

Klimapolitisch sollte jedoch stets klar sein, dass es sich hier nur um methodische Probleme handelt. Erdgas erzeugt auch in Ölfeldern hohe Klimaschäden. Es muss daher bei der klimapolitischen Bewertung dieses Energieträgers berücksichtigt werden.

3. Top-Down vs Bottom-Up Analysen

Auf welchem Weg können diese Emissionen am besten erfasst werden? Zwei Methoden ergänzen sich hier: *Bottom-Up* Methoden messen direkt vor Ort am einzelnen Öl- oder Gasfeld. *Top-Down* Ansätze erfassen via Flugzeug oder Satellit die Emissionsbelastung in ganzen Regionen.

Isoliert haben beide Verfahren Nachteile. Bottom-Up Einzelanalysen neigen dazu, die Gesamtemissionen zu unterschätzen, da sie z.B. einzelne Super-Emitter übersehen könnten.

Umgekehrt könnten Top-Down Analysen die Emissionen überschätzen, da sie die erfassten Methanmengen nicht genau zuordnen können, besonders in stark industrialisierten Regionen.

4. Momentaufnahmen und Emissionsprofile

Das Emissionsprofil eines Gasfeldes ändert sich über die Betriebszeit. Momentaufnahmen können die Emissionen eines Feldes oder auch einer Feldergruppe daher unterzeichnen oder auch überzeichnen.

Detaillierte Studien machen klar, dass die Annahme einer *fixen* Emissionsbelastung durch Erdgasfelder an der Realität vorbeigeht.

In den meisten Fällen entstehen zu Beginn, also bei der Erschließung des Gasfeldes, und am Ende der Förderjahre, wenn zusätzliche Maßnahmen zur Mengenstabilisierung ergriffen werden müssen, die höchsten Emissionen. Das erklärt auch die höheren Emissionswerte

für unkonventionelle Gasfelder (Schiefergas), die in den letzten Jahren in sehr großer Zahl erstmalig erschlossen wurden.

Selbst wenn die Klimawirkung von Methan einheitlich über 100 Jahre angesetzt wird, entstehen deshalb Inkonsistenzen. Je näher der Zeitpunkt rückt, für den eine Stabilisierung des Klimas angepeilt werden muss, desto irrelevanter werden spätere Klimaschäden.

Life-Cycle Analysen haben dennoch ihre eigenen Probleme: Sie müssen Annahmen über die Gesamtfördermengen (EUR) treffen, die naturgemäß unsicher und spekulativ sind, vor allem bei neuen Feldern.

5. Neue Erkenntnisse im Monatstakt

Erst Schritt für Schritt wird das Ausmaß der Klimabelastung durch Erdgas klar. Neue Satellitendaten und aktuelle Untersuchungen können erst allmählich die Wissenslücken schließen und das gesamte Ausmaß der Klimaschäden offenbaren (vgl. Kap.7 und 8).

Eine Untersuchung der McGill University zeigte zum Beispiel, dass die Methanleckagen aus den über 4 Millionen stillgelegten Öl- und Gasquellen in den USA und 370.000 Öl- und Gasquellen in den Kanada deutlich umfangreicher sind als bislang angenommen (vgl. Reuters 2021c, Kang 2020). In Kanada sind sie demnach 150%, in den USA mindestens 20% höher als bisher vermutet.

Die durchschnittlichen Methanemissionen je stillgelegtem Bohrloch liegen bei 6g/h. Einige Bohrungen emittieren bereits seit über 100 Jahren. Die Pleitewelle in der US-Öl- und Gasindustrie wird die Zahl der nicht ordnungsgemäß stillgelegten Bohrlöcher weiter erhöhen.

Die letzten behördlichen Schätzungen aus dem Jahr 2019 konnten zudem die Leckagen von etwa 500.000 Bohrlöchern in den USA und 60.000 Bohrlöchern in Kanada nicht berücksichtigen. Aus zwei der wichtigsten Öl- und Gasprovinzen der beiden Länder (Texas, Alberta) lagen bisher überhaupt keine aktuellen Messungen vor.

Für das Jahr 2018 hatte die Umweltbehörde EPA 281.000 Tonnen Methanemissionen aus 3,2 Mio. stillgelegten Bohrlöchern gemeldet, räumte jedoch ein, dass die Werte auch drei Mal höher liegen könnten, da die Daten unvollständig seien (vgl. Reuters 2020b).

Der amerikanische Rechnungshof (GAO) schätzt, dass die ordnungsgemäße Stilllegung eines Bohrlochs 20.000-145.000 Dollar kostet. Die Gesamtkosten für die USA könnten also zwischen 60 und 435 Mrd. Dollar liegen (vgl. Reuters 2020b). Nach Erhebungen von Reuters gibt es weltweit etwa 29 Mio. stillgelegte Bohrlöcher der Öl- und Gasindustrie.

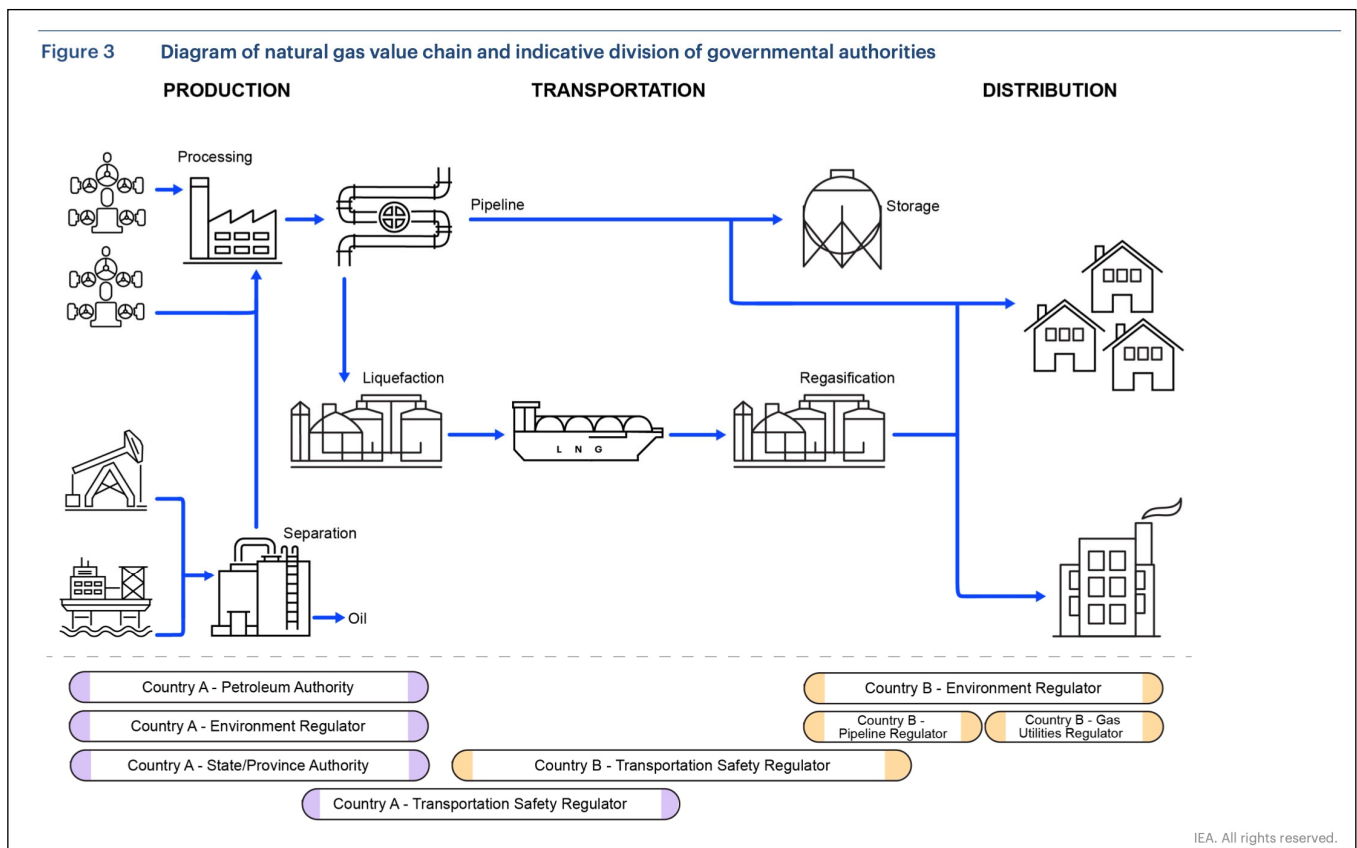
5. Die Erdgaslieferkette - ein Überblick

Schon bevor Erdgas die Verbraucher erreicht, sind erhebliche Emissionen durch Förderung, Aufbereitung und Transport der Energierohstoffe entstanden. Gas beschleunigt den Klimawandel also nicht nur durch direkte CO₂-Emissionen bei der Verbrennung in Kraftwerken oder im Gasboiler, sondern auch in der Vorkette (Supply Chain):

- Erdgas wird abgefackelt (Flaring),
- Methan entweicht geplant (Venting)
- Methan entweicht ungeplant (Leckagen, unvollständige Verbrennung)
- Der Energieaufwand bei Produktion und Transport erzeugt CO₂-Emissionen.

Im Einzelnen können diese Emissionstypen, die in Kap. 6 und 7 näher vorgestellt und quantifiziert werden, bei einer Vielzahl einzelner Schritte beobachtet werden:

- bei der Erdgasförderung
- bei der Ölförderung (Erdölbegleitgas/Associated Gas)
- bei der Aufbereitung/Reinigung des Gasgemisches zu marktfähigem Erdgas
- beim Transport per Pipeline
- bei der Verflüssigung zu LNG
- beim Transport per LNG-Tanker
- bei der Regasifizierung des LNG
- bei der Verteilung von Erdgas im Leitungsnetz
- bei den Verbrauchsstellen selbst



Quelle: Quelle: IEA 2021b

6. Klimaschäden durch Erdgas - Internationale Studien und Tracker

6.1 UNFCC und erste US-Studien

Ältere Erhebungen (UNFCC)

Der Umfang der globalen Methanemissionen wurde in den letzten Jahren immer wieder nach oben korrigiert. Eine Untersuchung der UNFCC zeigte für das Jahr 2015 zunächst nur etwa 14 Mio. Tonnen Methanemissionen entlang der Wertschöpfungskette von Erdgas.

Hier handelt es sich jedoch nur um eine Erhebung offizieller Daten aus 14 wichtigen Gasländern. Sie enthält zahlreiche fragwürdig wirkende Daten und markiert insofern nur eine Untergrenze.

Jüngere Studien mussten nach neuen Erkenntnissen die Werte für Methanemissionen in der Erdgasindustrie zunächst von einem Anteil von 1,2% auf mindestens 1,7% der Bruttofördermengen heraufsetzen.

Aktuellere Untersuchungen über Methan-Emissionen von Schieferöl- und Schiefergasquellen legten dann nahe, dass auch diese Zahlen überholt sind. Die Schätzwerte für die Vorkettenemissionen bewegen sich in der Literatur seither immer weiter nach oben.

Methanemissionen in den USA

In den USA erregte das Thema mehr Aufmerksamkeit als in Europa oder Asien, so dass die meisten neuen Studien die Situation in den USA im Blick hatten.

Die Erhebungen der letzten 20 Jahre für die USA gehen weit auseinander. Die BGR schätzte in einer Übersichtsstudie, dass die Methanverlustrate der Erdgasvorkette in den USA bei 1,3-2,5% der Ausgangsmenge liegt (vgl. BGR 2020). Das wären im Durchschnitt 10 Mio.t Methan, die in der Atmosphäre je nach Zeitraum eine Klimawirkung von 300-870 Mio.t CO₂ entfalten.

Die umfassendsten US-Studien der letzten Jahre stammen von Alvarez und Omara. Wie bei fast allen anderen Autoren entsteht auch hier der größte Teil der Emissionen bereits in der Produktionsphase.

Die Studie von Alvarez (vgl. Alvarez et al. 2018) verwendete sowohl Messungen am Boden wie auch aus der Luft und deckte auf diese Weise etwa 30% der amerikanischen Gasproduktion ab. In dieser Gesamtschau sind auch die Verluste der LNG-Terminals, der Erdölraffinerien sowie von Altbohrungen berücksichtigt.

Eine Hochrechnung auf die USA ergab für das Jahr 2015 Vorketten-Methanemissionen im Umfang von 13 Mio.t. Knapp 60% davon entstehen schon bei der Förderung. Das entspricht 2,3% der damaligen Gasförderung und war 60% höher als der Wert, den die Umweltbehörde EPA bisher angenommen hatte. Die gesamte Verwertungskette weist noch höhere Werte auf, da Methanemissionen, die direkt beim Verbraucher entstehen (Lecks, unvollständige Verbrennung) nicht erfasst werden konnten.

Die Studie von Omara (vgl. Details in BGR 2020) konzentriert sich auf die Produktion von Erdgas/Erdöl. Er gelangt mit unterschiedlichen Ansätzen auf Methanemissionen von 0,59% und 1,5%. Die Erhebung konzentriert sich auf Regionen, in denen vor allem Erdöl gefördert wird.

Eine neue Studie von Fowlie (vgl. Fowlie 2020) ermittelte einen Anteil von 2,3% Methanemissionen (13 Mio.t Methan). Das deckt sich mit den erwähnten Ergebnissen von Alvarez aus dem Jahr 2018.

Die Umweltbehörde EPA ermittelte Vorkettenemissionen der Erdgasbranche von 1,3% der Gesamtförderung, die ungehindert in die Atmosphäre entweichen. Das geschieht vor allem bei der Erdgasproduktion und dort insbesondere bei der Sammlung/Verdichtung des Gases (vgl. BGR 2020).

6.2 Der IEA Methane Tracker

Die IEA hat angesichts der unbefriedigenden Datensituation bei der Erfassung von Methanemissionen im Jahr 2019 einen neuen Anlauf gestartet: den IEA Methane Tracker (vgl. IEA 2020d). Er wird laufend aktualisiert.

Der Tracker geht über den bisherigen Ansatz der Weltbank und der UNFCCC hinaus und erfasst die meisten Öl- und Gasproduzenten weltweit (vgl. Stern 2020). Auch verlässt man sich nicht auf die Meldungen der Staaten, sondern führt die Meldungen

der Unternehmen und Branchen in 18 Kategorien sowie 86 Emissionsquellen nach vereinheitlichten Methoden zusammen.

Wenn Daten fehlen, übernimmt die IEA Erkenntnisse aus relativ gut erfassten Branchen und Regionen (vor allem aus den USA) und passt diese Werte dann mit regionalspezifischen Faktoren an, je nach Zustand der dortigen Gasinfrastruktur, Regulierungs- und Kontrolldichte. Auch werden die Methanschätzungen angesichts des Wachstums der Erdgasindustrie jährlich angepasst.

Bei der Interpretation ist zu beachten, dass die IEA die Werte 85 bzw. 30 für das Global Warming Potential (GWP) von Methan verwendet.

IEA-Daten bis 2019

Allein die Vorkettenemissionen der Erdgasbranche summierten sich 2017 laut IEA auf 2,1 Gt CO₂e (Milliarden Tonnen CO₂-Äquivalente).

Hinzu kommen 3,1 Gt CO₂e an Vorkettenemissionen der Ölindustrie, die etwa ein Viertel des globalen Gasangebots bereitstellt. Auch hier spielt Erdgas also eine große Rolle, wenn die Ölförderunternehmen das Gas abfackeln (Flaring) oder direkt entweichen lassen (Venting).

Zusammen entstehen dadurch 5,2 Gt CO₂e in der Vorkette von Öl und Gas. Das sind etwa 15% aller GHG-Emissionen des Energiesektors weltweit, inklusive der Verbrennung beim Verbraucher.

Betrachtet man nur die Methanemissionen, schätzt die IEA die Mengen auf 82 Mio. Tonnen im Jahr 2019, die in der Öl- und Gasindustrie emittiert wurden. Etwa die Hälfte davon stammt aus der Erdgasindustrie, die andere Hälfte aus der Ölindustrie.

Diese Menge an Methan entspricht in etwa 145 bcm Erdgas (vgl. IEA 2020a). Das sind 3,7% des insgesamt geförderten Erdgases (vor Aufbereitung/Reinigung). Die meisten Schätzungen der letzten Jahre bewegen sich zwischen 1,5 und 4,9 Prozent (vgl. Chandler 2019).

Die Zahlen zeigen zum einen, dass Ölförderung und Erdgasförderung in vielen Fällen nicht sinnvoll voneinander getrennt werden können. Ein Stopp der Erdgasförderung ohne einen gleichzeitigen Stopp der Erölförderung ist praktisch kaum machbar.

Zum anderen wird die enorme Wirkung der Methanemissionen deutlich. 82 Mio. Tonnen Methanemissionen pro Jahr haben einen Treibhausgaseffekt von jährlich 3,0 Mrd. Tonnen CO₂-Emissionen (Gt), wenn man einen Zeitraum von 100 Jahren betrachtet (GWP100 mit Faktor 36) und von 7,1 Gt CO₂, wenn man nur auf die kommenden 20 Jahre blickt (GWP20 mit Faktor 87). Die IEA errechnet eine Menge von 2,5 Gt CO₂, da sie den Faktor 30 (GWP 100) verwendet (vgl. IEA 2020b, S.105).

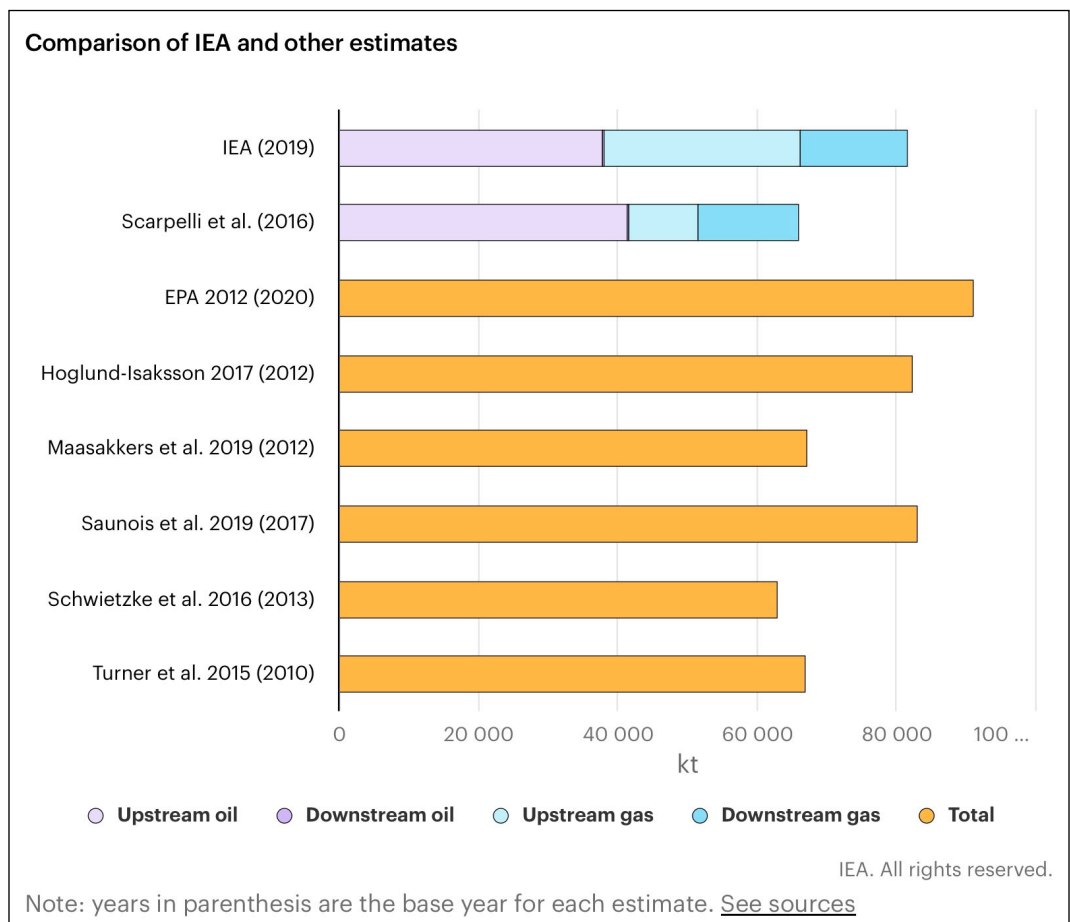
Das sind erhebliche Größenordnungen, denn der Verbrauch von Erdgas erzeugt weltweit etwa 7 Gt CO₂ (vgl. Kap.2).

Die Übersicht unten zeigt, dass die globalen Schätzungen der letzten Jahre nicht mehr weit auseinanderliegen. Die Werte liegen zwischen 65 und 90 Mio.t Methanemissionen.

Der IEA Methane Tracker 2021

Für das Jahr 2020 liegen die Schätzungen bei 72 Mio. Tonnen Methan, die durch die globale Gas- und Ölindustrie freigesetzt

Abbildung: Globale Methanemissionen der Öl- und Gasindustrie - Schätzungen



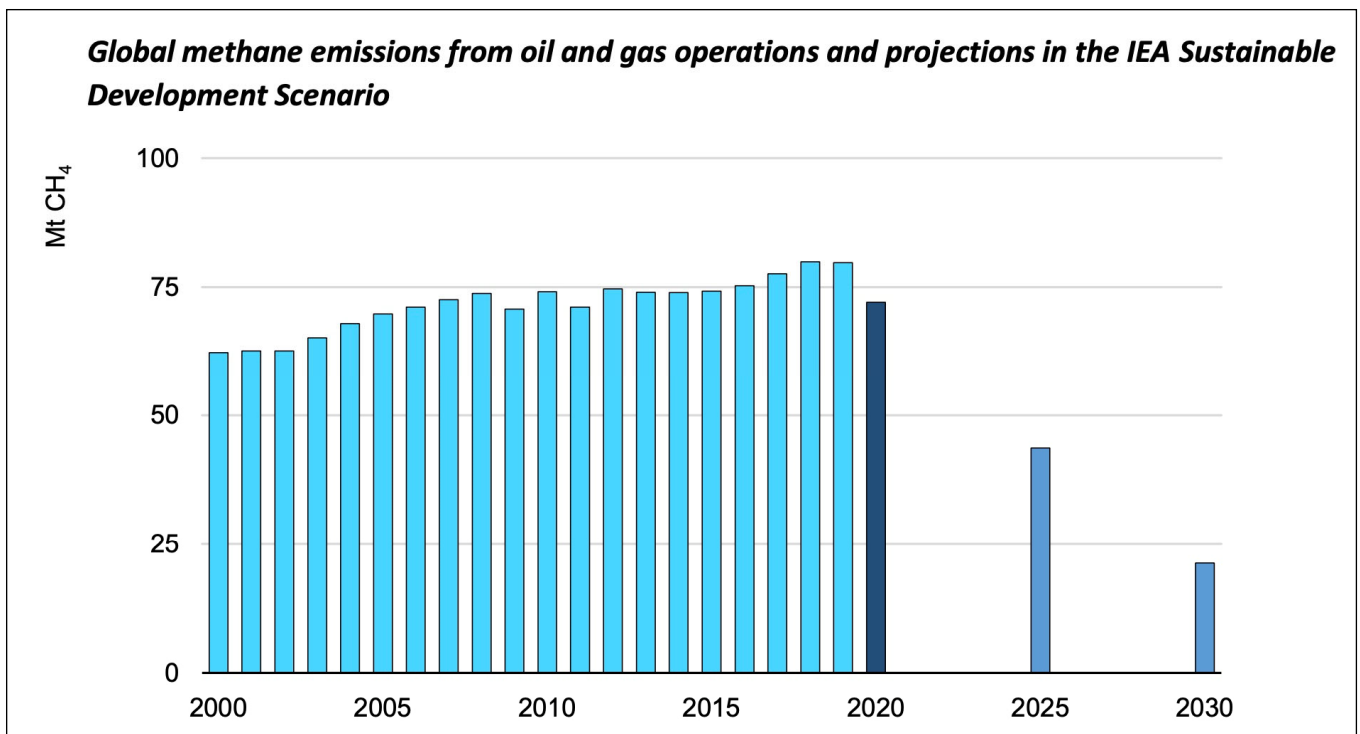
Quelle: IEA 2020e (Jahresangaben in Klammern beziehen sich auf das Basisjahr der Studie)

wurden (vgl. IEA 2021a). Das entspricht einer Klimawirkung (GWP100) von 2,5 Mrd. Tonnen CO_{2e}.

Die Abbildung zeigt, dass die Emissionen seit dem Jahr 2000 stetig zulegen. Sie folgten dabei den Fördermengen. Erst der Einbruch der Produktion im Jahr 2020 brach den Trend.

Die Werte für 2020 liegen 10 Mio. Tonnen unter dem Vorjahr. Der Rückgang ist jedoch kein Grund zur Entspannung. Er kann fast vollständig auf den Rückgang der Öl- und Gasförderung im Pandemiejahr zurückgeführt werden. Die Verbesserung war zudem in den Ländern besonders stark, die überdurchschnittlich hohe Fördereinbußen aufweisen, darunter Libyen und Venezuela. Auch die Erschließung neuer Schieferölbohrungen in den USA schrumpfte deutlich (vgl. IEA 2021b). Die Emissionen werden daher mit hoher Wahrscheinlichkeit 2021 und 2022 wieder deutlich steigen.

Auch im Jahr 2020 emittierten die Länder mit der schlechtesten Bilanz 100 Mal mehr Methan je Fördereinheit als die Spitzenreiter (vgl. IEA 2021a). Das weist darauf hin, dass es keine grundsätzlichen technischen Probleme gibt, die Methanemissionen zu reduzieren. Die Probleme liegen eher bei der Regulierung und Kontrolle der Öl- und Gasindustrie.



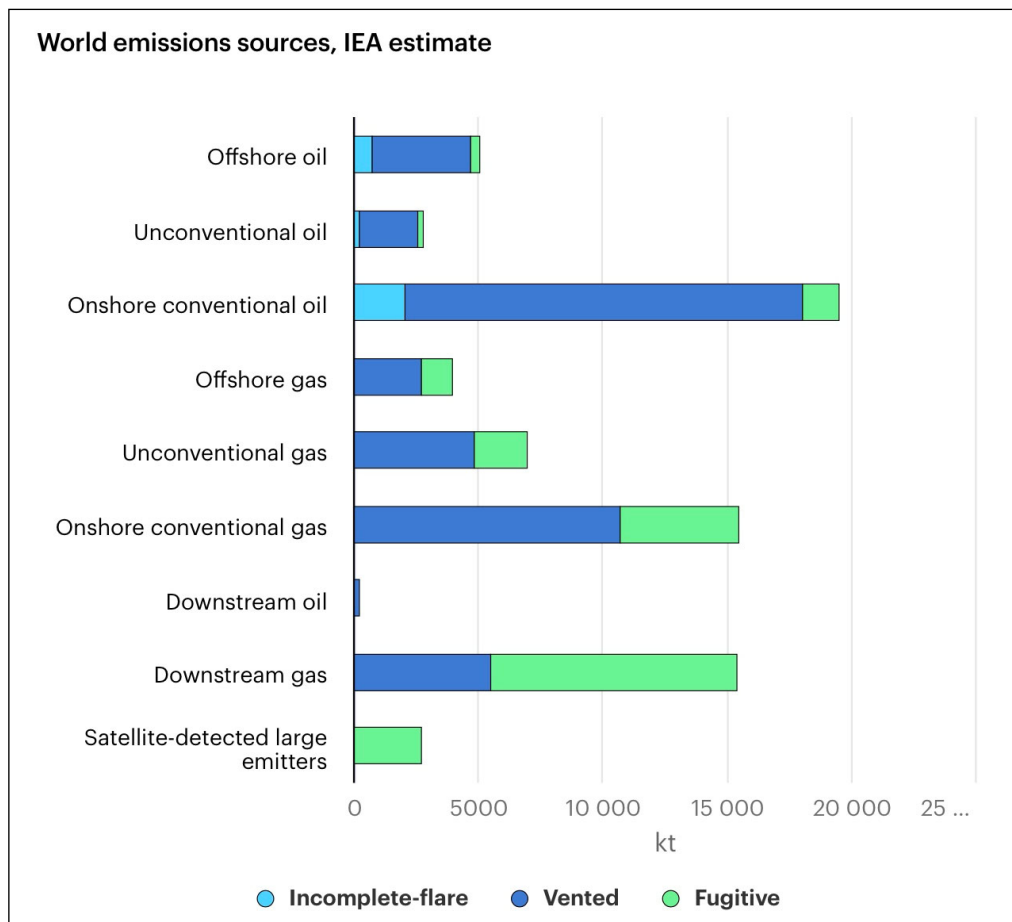
Quelle: IEA 2021b

In absoluten Mengen weisen Russland (13,95 Mio.t) und die USA (11,79 Mio.t) die höchsten Methanemissionen auf. Es folgen Iran, Turkmenistan und Irak (vgl. Tabelle weiter unten).

Erneut wurden Satellitendaten verwendet, um die Erhebungen vor Ort zu ergänzen. Dadurch gelang es, bislang unbekannte Methanquellen im Umfang von 2,7 Mio.t außerhalb der USA und 2,8 Mio.t in den USA (Permian, Marcellus) aufzuspüren. Das entspricht einer Klimabelastung von insgesamt 192,5 Millionen Tonnen CO₂e, also umgerechnet über einem Viertel der gesamten deutschen Klimaemissionen. Vor allem die Schätzungen für die USA, Russland (Pipelines), Turkmenistan und Algerien mussten dadurch nach oben korrigiert werden.

Fast alle Branchensektoren weisen hohe Methanemissionen auf. Etwa ein Drittel entfällt auf Upstream Gas, ein Drittel auf Upstream Öl (Erschließung und Förderung), und ein knappes Drittel auf Downstream Gas (Transport, Verbrauch).

Abbildung: Quellen der Methanemissionen 2020 (IEA)



Quelle: IEA 2021b

IEA: Neue Daten im Herbst 2021

Die Internationale Energieagentur hat im Oktober 2021 einen neuen Bericht zum Thema Methanemissionen veröffentlicht (vgl. IEA 2021c).

Demnach wurden im Jahr 2020 knapp 120 Mio. Tonnen Methan durch die Bereitstellung und den Verbrauch von Öl, Gas und Kohle frei. Die drei fossilen Branchen tragen jeweils etwa ein Drittel dazu bei. Da die globale Energieproduktion derzeit wieder steigt, dürfte dieser Wert mittlerweile sogar höher liegen.

Die Methanemissionen entsprechen der Klimawirkung einer jährlichen CO₂-Menge von 3,6 Gt bzw. 9,6 Gt, je nach Zeithorizont. Die IEA geht im Einklang mit den IPCC-Ergebnissen (AR5) mittlerweile davon aus, dass Methan mehr als 80mal klimaschädlicher ist als CO₂, wenn man einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet, und etwa 30mal schädlicher, wenn man die Klimawirkung über 100 Jahre verteilt.

6.3 Schiefergas und Methanemissionen

Die Methanemissionen der Schiefergasförderung sind ebenfalls höchst umstritten. Beim Fracking im engeren Sinn, also der Risserzeugung im Gestein, sind keine Methanemissionen zu erwarten.

Tabelle: Methanemissionen der Gas- und Ölindustrie 2020 (in Mio.t Methan)

SOURCE	CATEGORY	World	Russia	USA	Iran	Turkmenistan	Iraq	China	Algeria	Libya	Venezuela	Canada	Saudi Arabia	Nigeria
Vented	Onshore conventional oil	16002	2924	1007	926	103	2479	663	728	1027	817	610	917	325
Fugitive	Onshore conventional oil	1445	264	91	84	9	224	60	66	93	74	55	83	29
Incomplete flares	Onshore conventional oil	2044	388	38	209	12	315	44	289	54	92	7	27	112
Vented	Offshore oil	3950	175	155	371	80	0	115	0	60	65	0	307	308
Fugitive	Offshore oil	357	16	14	33	7	0	10	0	5	6	0	28	28
Incomplete flares	Offshore oil	763	29	12	40	15	0	11	0	3	28	0	13	124
Vented	Unconventional oil	2355	0	2204	0	0	0	0	0	0	0	88	0	0
Fugitive	Unconventional oil	213	0	199	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0
Incomplete flares	Unconventional oil	233	0	182	0	0	0	0	0	0	33	7	0	0
Vented	Onshore conventional gas	10714	4040	305	541	1558	110	372	712	218	390	155	117	178
Fugitive	Onshore conventional gas	4773	1800	136	241	694	49	166	317	97	174	69	52	79
Vented	Offshore gas	2721	0	35	769	10	0	29	0	179	86	1	67	54
Fugitive	Offshore gas	1212	0	16	343	4	0	13	0	80	38	0	30	24
Vented	Unconventional gas	4813	0	3536	0	0	0	371	16	0	0	519	13	0
Fugitive	Unconventional gas	2144	0	1575	0	0	0	165	7	0	0	231	6	0
Vented	Downstream oil	214	11	31	9	2	4	35	2	8	8	3	4	2
Fugitive	Downstream oil	36	2	5	1	0	1	6	0	1	1	0	1	0
Vented	Downstream gas	5479	1007	800	602	182	59	388	130	236	209	71	58	47
Fugitive	Downstream gas	9918	1822	1448	1089	329	107	702	234	428	379	129	106	85
Detected by satellite	Upstream	1522	615	0	0	683	2	0	76	0	0	0	0	0
Detected by satellite	Downstream	1170	861	0	0	228	5	0	13	0	0	0	0	0
(Detected by satellite)*	USA Permian/Marcellus*			(2800)*										
Total		72077	13953	11790	5257	3916	3355	3150	2592	2491	2398	1955	1828	1393

* Die Satellitenwerte für die Shale-Becken Permian und Marcellus sind in den Spalten "USA" "Unconventional Gas" berücksichtigt

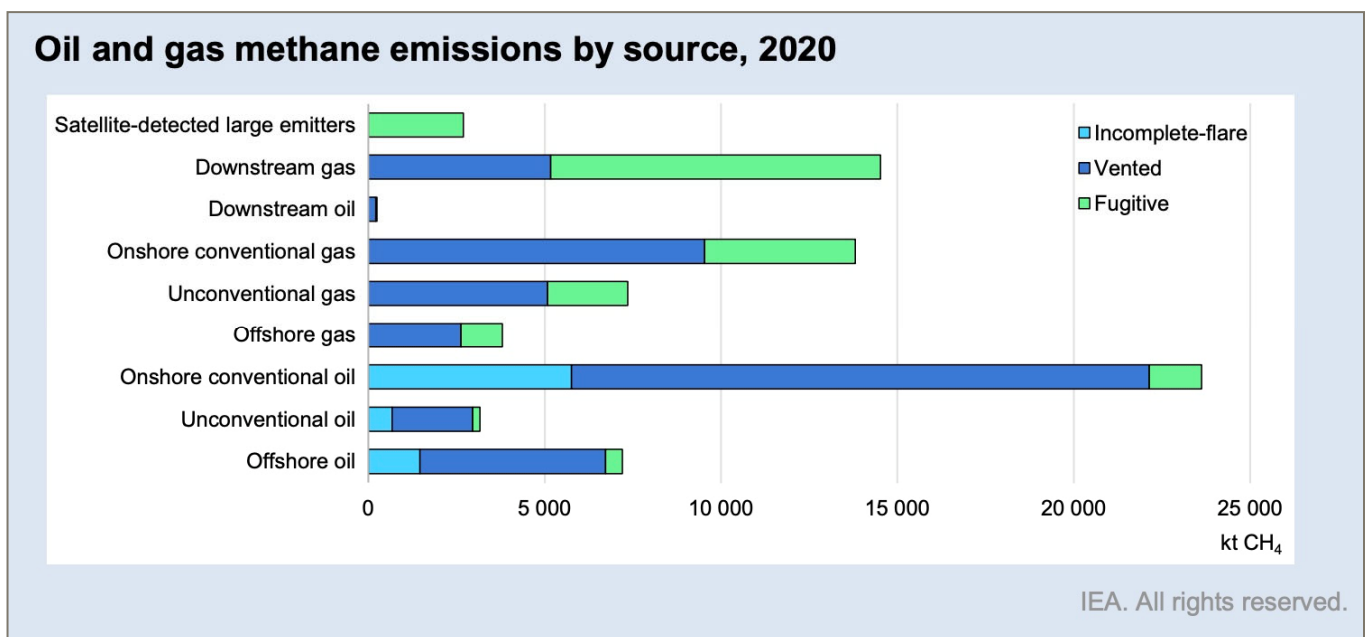
Quelle: IEA 2021a (redaktionell angepasst)

Kritischer ist jedoch die sehr hohe Zahl von Bohrungen, die geringe Kontrolldichte in manchen Schiefergasregionen, der Zustand der Anlagen und die fast routinemäßigen Ausnahme genehmigungen, die den Unternehmen gewährt werden.

Der Zusammenhang zwischen Produktionsart und Methanverlust bei der Erdgasförderung bleibt daher laut der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) bis heute unklar. Sie kommt zu dem Schluss, dass eher das Alter der Produktionsanlagen, die Instandhaltung und die Kontrolle der Anlagen eine entscheidende Rolle spielt, denn offenbar gibt es Schiefergasregionen mit sehr hohen, aber auch mit sehr niedrigen Methanverlusten (vgl. BGR 2020).

Davon abgesehen sind hohe Methanemissionen vor allem bei Schieferölbohrungen zu erwarten, wo Erdgas nur ein störendes Nebenprodukt darstellt. Hier ist die Zuordnung zu den einzelnen Branchen und Energieträgern jedoch schwierig. Die Emissionen könnten der Branche Öl oder auch dem Energieträger Erdgas zugeordnet werden.

Es ist umstritten, ob Flaring und Venting von Methan bei der Ölförderung der Klimabilanz von Erdgas oder von Öl zugerechnet werden sollte. Die Gasindustrie will diese Klimabelastung dem Konto der Ölindustrie zuschreiben, da das Associated Gas (Erdölbegleitgas) nicht den Kunden erreicht, also nicht zur Wertschöpfungskette der Gasindustrie gehört. Offenbar gehört



Quelle: IEA 2021c

dieses Gas aber auch nicht zur Wertschöpfungskette der Ölindustrie, so dass der Schwarze Peter hin und her geschoben wird.

Der EDF (Environmental Defense Fund) hält dagegen, dass Öl und Gas hier als ein einziges fossiles System betrachtet werden müssen. Wer Öl fördert, müsse auch die Verantwortung für Flaring/Venting von Gasen während der Ölförderung übernehmen. Ebenso wenig wie die Ölbranche Ölleckagen in den Boden akzeptieren darf, kann sie die Umwelt- und Klimabelastung durch Gase außer acht lassen.

Deregulierung in den USA

Der steile Anstieg der Emissionen in der amerikanischen Schiefergas- und Schieferölindustrie hatte nicht zuletzt auch politische Gründe. Die Trump-Regierung hatte eine Reihe von Umweltvorschriften aus der Obama-Zeit wieder außer Kraft gesetzt. Viele Bundesstaaten folgten. Regeln wurden abgeschafft oder die Einhaltung bestehender Regeln wurde nicht mehr kontrolliert (vgl. Groom/Hiller 2020).

So gab es z.B. in North Dakota seit 2018 keine einzige Geldbuße oder andere Konsequenzen, obwohl die Branche Monat für Monat das Ziel verfehlt hatte, mindestens 85% des Associated Gas aus den Ölfeldern abzufangen. In den Monaten April 2018 bis November 2019 wurden 16-24% des geförderten Erdgases abgefackelt.

Ähnlich in Texas, wo seit dem Jahr 2013 35.000 Genehmigungen für die Abfackelung von Gasen erteilt wurden. Der Antrag wurde in keinem einzigen Fall abgelehnt.

Im direkten Vergleich haben die kleinen Bohrfirmen die schlechteste Umwelt- und Klimabilanz. Ölmultis wie Chevron und Exxon oder auch große Independents wie Apache fackeln generell einen geringeren Prozentsatz ab. Kleinere Firmen lehnen Regulierungen ab, auch weil sie dadurch Wettbewerbsnachteile gegenüber den großen Konkurrenten erwarten.

Im Sommer 2020 teilte die Umweltbehörde EPA zusätzlich mit, dass die Unternehmen ihre Methanemissionen nicht mehr überwachen müssen. Die Umweltbehörde schätzt, dass die Unternehmen dadurch bis 2030 an die 850 Mio. Dollar an Kosten einsparen können. Sie erwartet dadurch 335.000 Tonnen an zusätzlichen Methanemissionen.

Allerdings könnte die Deregulierung durch die Biden-Administration gestoppt werden. Zudem haben mehrere größere Öl- und Gaskonzerne erklärt, die Überwachung trotzdem beizubehalten (vgl. Financial Times 2020a).

6.4 Associated Gas - Erdgas aus Ölfeldern

Ein besonders virulentes Klimaproblem stellt das Associated Gas dar (Erdölbegleitgas). Wenn nach Öl gebohrt wird, strömt aus den meisten Bohrlöchern auch ein Gasgemisch.

Wenn die Mengen für eine Vermarktung zu gering sind, Klimaschutz keine große Rolle spielt oder keine Gaspipelines in der Nähe sind, wird dieses Associated Gas im besten Fall wieder in das Bohrloch zurückbefördert oder vom Unternehmen genutzt. Oftmals wird es jedoch einfach vollständig oder unvollständig verbrannt (Flaring) oder direkt in die die Atmosphäre entlassen (Venting).

Im Jahr 2019 wurden etwa 935 bcm Associated Gas gefördert. Das entspricht etwa einem Viertel der globalen Erdgasförderung. Etwa ein Sechstel davon wurde einfach vor Ort verbrannt. Im Jahr 2019 waren das 150 Mrd. Kubikmeter (bcm) Erdgas (vgl. Schulz/McGlade 2020). Diese Größenordnung entspricht fast dem doppelten Gasverbrauch Deutschlands. Durch die Abfackelung entstanden ca. 280 Mio.t CO₂-Emissionen.

Weitere 55 bcm des Associated Gas gelangte als Methan direkt in die Atmosphäre (Methanemission). Das hatte je nach Zeithorizont einen Treibhausgaseffekt von 2,0-4,8 Gigatonnen CO₂e.

Die USA sind als größter Ölproduzent der Welt auch das mit Abstand größte Förderland von Associated Gas mit einem Weltmarktanteil von etwa einem Drittel. Erhebliche Mengen an Associated Gas werden hier abgefackelt oder entweichen unkontrolliert als Methan in die Atmosphäre, da sich die Förder-technik in den zahllosen kleinen Ölfeldern auf die Gewinnung des höherwertigen Öls konzentriert.

6.5 Flaring (Abfackeln)

Bei der Abfackelung (Verbrennung) von Erdgas in den Öl- und Gasfeldern oder bei der Weiterverarbeitung des Erdgasgemisches entsteht in erster Linie CO₂. Wenn die Verbrennung nicht vollständig erfolgt oder die Flaring-Anlage ausfällt, gelangen aber auch erhebliche Mengen an Methan direkt in die Atmosphäre.

Im Jahr 2002 hat die Weltbank die Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) gegründet. Sie verfolgt das Ziel, die regelmäßige Abfackelung von Erdgas (routine flaring) bis 2030 zu beenden. Es gibt zwar hier und da Fortschritte, aber das Problem ist nach wie vor ungelöst. Die folgende Abbildung zeigt die Abfackelung in Staaten, die Erdgas in die EU exportieren (plus UK).

Fast die Hälfte der globalen Abfackelungen findet in vier Staaten statt: Russland, USA, Irak und Iran. Der Umfang der Fördermengen korreliert nicht unbedingt mit der Klimabelastung. So wird in Russland zehnmal mehr Erdgas abgefackelt als in Saudi-Arabien, obwohl die Ölförderung ein ähnlich hohes Niveau hat.

Gelegentlich fehlt die regionale Gasinfrastruktur, die das Gas abtransportieren könnte. Eine Studie ermittelte allerdings, dass 54% aller Abfackelungen an Land weniger als 20 Kilometer von einer Erdgaspipeline entfernt lagen. In vielen Fällen verlief die Pipeline sogar in nur in wenigen Hundert Metern Entfernung. Dennoch wurde das Gas abgefackelt (vgl. Schulz 2020).

Globale Flaring Daten 2019 und 2020

Letzte Erhebungen der Flaring-Initiative der Weltbank (GGFR Partnership) zeigen, dass 2019 mindestens 150 bcm Erdgas abgefackelt wurden. Das war der höchste Wert seit 2009. Insbesondere in den USA, Irak und Russland stiegen die Mengen (vgl. Weltbank 2020). Dieses Flaring erzeugte Emissionen von ca. 400 Mio.t CO₂e, so die Schätzung im Jahr 2019.

Neue Daten der IEA (vgl. IEA 2021c) zeigen jedoch, dass der Anteil der unvollständig abgefackelten, also direkt in die entlassenen Gasmengen höher liegt als vermutet. Er wird nun auf 8% statt bisher 3-4% geschätzt. Der Klimaschden dürfte demnach bei über 500 Mio.t CO₂e liegen.

Die unvollständige Verbrennung trägt demnach etwa 10% zu den Methanemissionen der Öl- und Gasindustrie bei. Etwa 95% davon gelten als vermeidbar.

Flaring in den USA

Das Flaring (Abfackeln von Erdgas) ging 2020 zurück (vgl. Bloomberg 2020a), vor allem in den USA. Diese Verbesserung fand jedoch "unfreiwillig" statt, denn der Einbruch der Ölpreise und die wachsenden Probleme, neue Kredite zu erhalten, brachten die Aktivitäten bei vielen Schieferöl- und Schiefergasfirmen zum Erliegen. Im August 2019 wurden 1425 Bohrlöcher für die Produktion erschlossen (Completion), im Mai 2020 waren es nur 461.

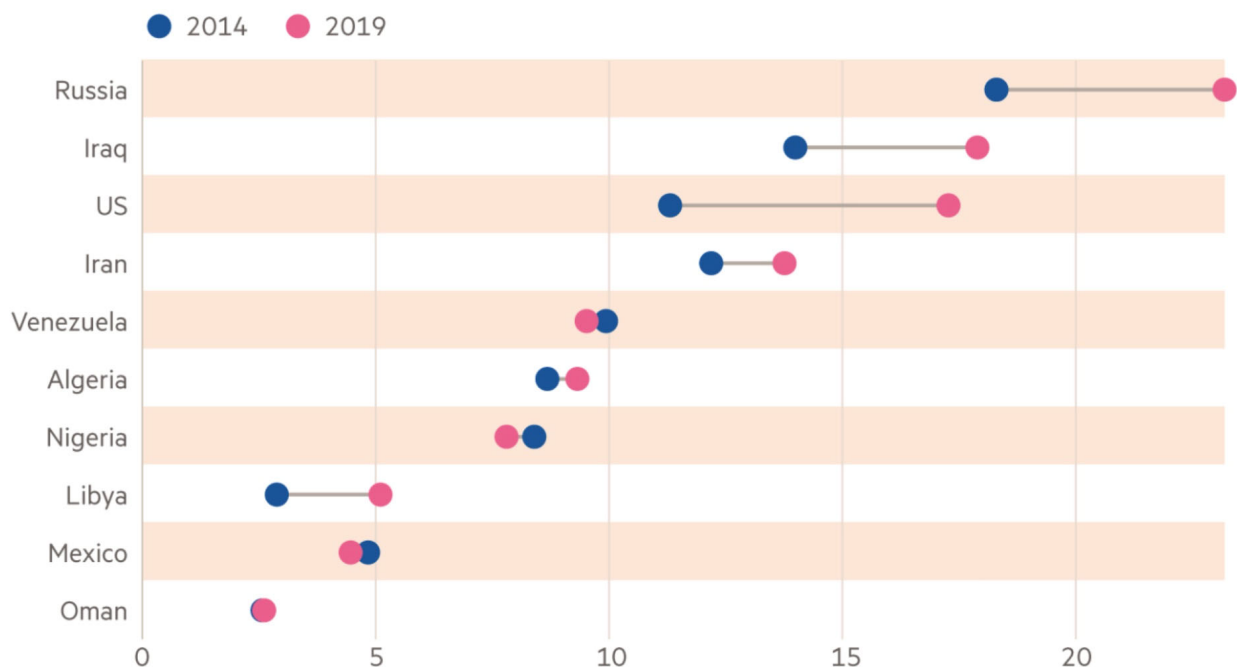
In den USA stellt die große und bis 2020 rasch wachsende Zahl von Bohrstellen ein großes Klimaproblem dar. Das Flaring-Volumen wuchs seit 2010 doppelt so schnell wie das Volumen an Associated Gas. Die Ursachen sind weitgehend klar: Für die Operator lohnt sich die Vermarktung der relativ kleinen Gas-mengen nur selten. Auch hilft das laxe Vorgehen der Behörden, die in einigen Bundesstaaten routinemäßig Abfackelungen genehmigen.

In vielen Fällen arbeiten außerdem die Abfackelungsanlagen nicht korrekt. Eine Studie von EDF (Environmental Defense Fund) im Permian-Becken, also dem Zentrum der amerikanischen Ölförderung, zeigt, dass 11% der Fackeln überhaupt nicht oder mangelhaft arbeiteten und daher erhebliche Mengen an Methan in die Atmosphäre entließen (vgl. Adams-Heard/Ra-thi 2020).

Auch Studien von Rystad Energy zeigen höhere Werte als er-wartet. In den meisten Studien werden die Emissionen nur an

Where gas flaring happens most

Top 10 countries by volume of natural gas burned (billions of cubic meters)



Sources: World Bank; GGFR
 © FT

Quelle: Financial Times 2020

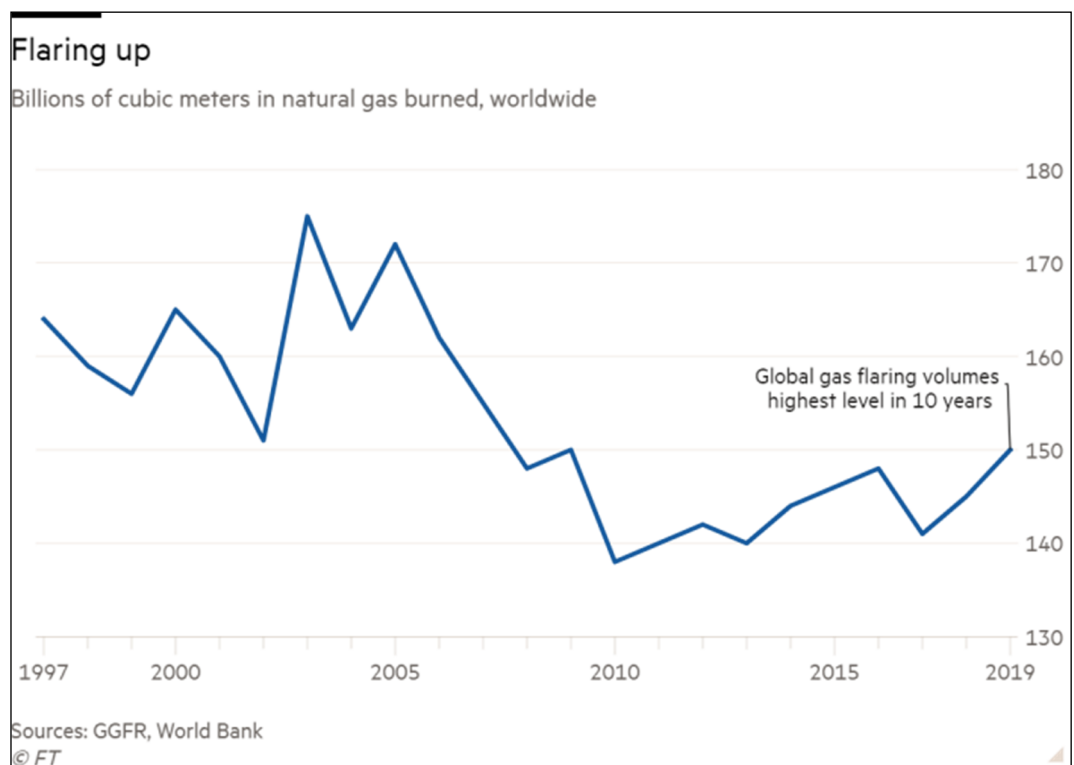
den Bohrlöchern erfasst. Aber auch die großen Anlagen, in denen das Erdgasgemisch zentral aufbereitet wird (Gas Processing), verbrennen zusätzlich etwa 190 mcf/d (Mio. Kubikfuß pro Tag; ca. 2 bcm/a), so dass im Durchschnitt 810 mcf/d ungenutzt als CO₂ entweichen. Das entspricht einem Verlust von 5,5% des insgesamt geförderten Gases.

Rystad ermittelte, dass je Barrel geförderten Öls im Jahr 2019 etwa 14kg CO₂ allein durch Flaring entstanden sind. Zum Vergleich: Bei der Nutzung (Verbrennung) von einem Barrel Öl entstehen rechnerisch etwa 500kg CO₂.

Die Abdeckung früherer Studien ist zudem mangelhaft, so dass das gesamte Ausmaß der Umwelt- und Klimabelastung wohl auch jetzt noch unterschätzt wird. So berichteten im Jahr 2019 von den 50 kleineren Öl- und Gasfirmen im Permian Basin nur sieben Firmen ihre Flaring- und Venting-Daten (vgl. Bloomberg 2020c).

Auch die amerikanische Energiebehörde EIA korrigiert ihre Werte nach oben. Sie berichtet für das Jahr 2019, dass 1,48 bcf/d (ca. 15 bcm) Erdgas abgefackelt oder direkt in die Atmosphäre entlassen wurden.

Das war der bislang höchste offiziell gemessene Wert. Er entspricht 1,3% der Bruttogasförderung. Davon entfielen 85% auf



Quelle: Financial Times 2020

die beiden Bundesstaaten North Dakota und Texas (vgl. EIA 2020). In North Dakota wurden sogar 19% der Bruttogasförderung im Jahr 2019 abgefackelt (Groom/Hiller 2020).

Im regionalen Vergleich sind das aber noch relativ gute Werte. Der Anteil der entweichenden oder abgefackelten Gase erreicht in Afrika im Durchschnitt 50% (IEA 2020, S.127).

Gas flaring volumes 2015-19 (billion cubic meters)

bcm	2015	2016	2017	2018	2019	Change 2019-2018
Russia	19.62	22.37	19.92	21.28	23.21	1.93
Iraq	16.21	17.73	17.84	17.82	17.91	0.09
United States	11.85	8.86	9.48	14.07	17.29	3.22
Iran	12.10	16.41	17.67	17.28	13.78	-3.50
Venezuela	9.33	9.35	7.00	8.22	9.54	1.32
Algeria	9.13	9.10	8.80	9.01	9.34	0.33
Nigeria	7.66	7.31	7.65	7.44	7.83	0.39
Libya	2.61	2.35	3.91	4.67	5.12	0.45
Mexico	5.00	4.78	3.79	3.89	4.48	0.59
Oman	2.43	2.82	2.60	2.54	2.63	0.10
Malaysia	3.72	3.16	2.83	2.25	2.37	0.12
Egypt	2.83	2.83	2.34	2.26	2.34	0.09
Angola	4.18	4.49	3.80	2.79	2.33	-0.46
Saudi Arabia	2.15	2.38	2.32	2.29	2.10	-0.19
China	2.08	1.96	1.56	1.82	2.02	0.20
Indonesia	2.90	2.77	2.33	2.06	2.00	-0.06
Rep of the Congo	1.18	1.14	1.14	1.58	1.67	0.09
Kazakhstan	3.69	2.67	2.42	2.05	1.57	-0.48
Gabon	1.56	1.56	1.50	1.38	1.46	0.08
Australia	1.14	0.73	0.66	0.86	1.39	0.53
Qatar	1.11	1.08	1.03	1.00	1.34	0.35
Turkmenistan	1.84	1.84	1.67	1.50	1.34	-0.17
India	2.20	2.06	1.50	1.34	1.31	-0.03
Brazil	1.33	1.44	1.10	1.00	1.14	0.13
United Kingdom	1.32	1.34	1.35	1.21	1.11	-0.10
Canada	1.81	1.30	1.34	1.33	1.05	-0.27
Cameroon	1.08	1.10	1.04	1.06	1.04	-0.02
Argentina	0.65	0.56	0.51	0.70	0.94	0.24
Syria	0.52	0.55	1.19	0.69	0.93	0.24
Ecuador	1.06	1.15	1.07	0.90	0.92	0.02
Rest of the world	11.3	10.45	9.22	8.72	8.49	-0.2
Total	146	148	141	145	150	5.0

Source: NOAA, Colorado School of Mines, GGFR

Quelle: Weltbank 2020

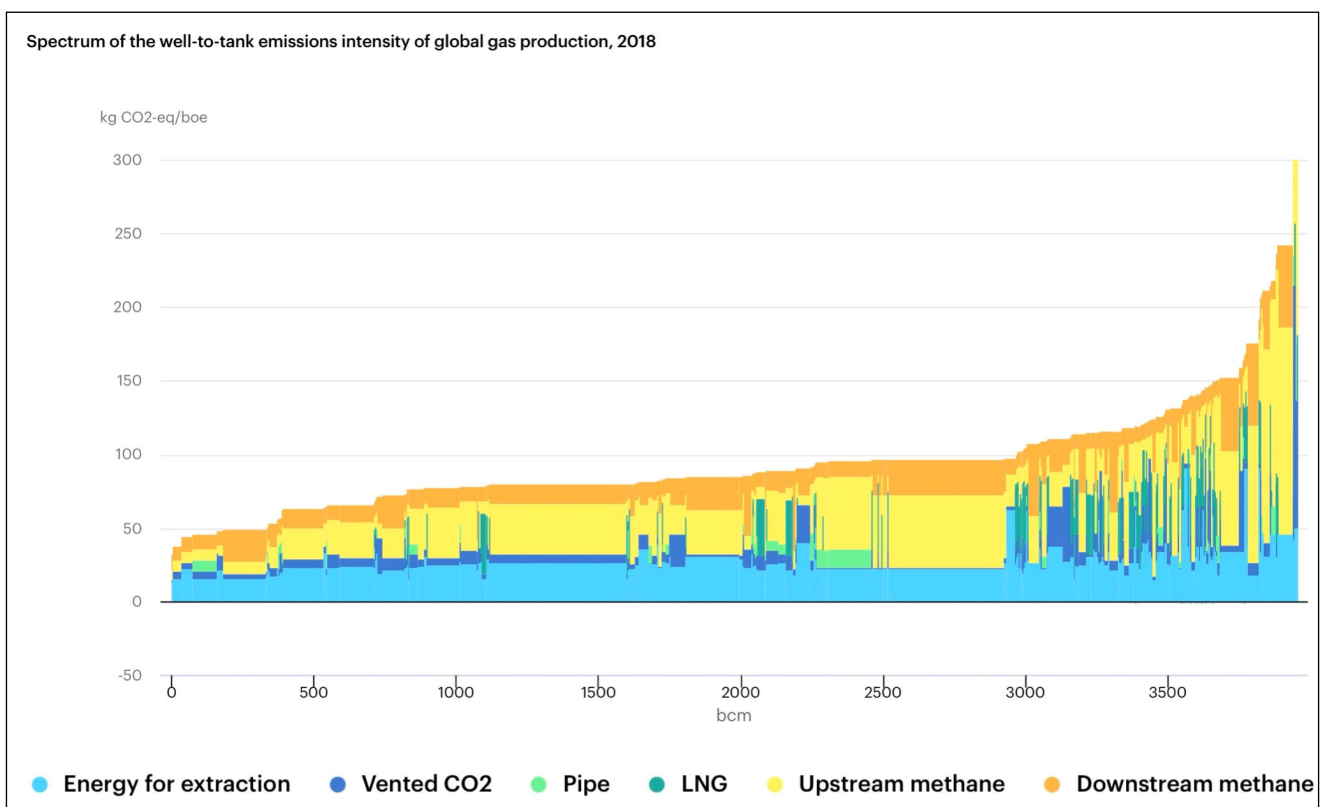
6.6 Vergleich von globalen Lieferketten und Länder-Ranking

Globale Daten

Die Lieferketten von Erdgas zeigen sehr große Unterschiede bei den Klimaemissionen. In den meisten Lieferketten verursachen die Upstream-Methanemissionen (gelb) und der Energieeinsatz für die Förderung/Aufbereitung von Erdgas (hellblau) die größten Klimaschäden.

Ein durchschnittlicher Wert von 100kg CO₂e/boe (vgl. Abb. unten) entspricht etwa 59g CO₂e/kWh Erdgas, wobei die IEA hier für Methan einen GWP-Faktor von 30 ansetzt.

Abbildung: Spektrum der Klimabelastung durch einzelne Erdgas-Lieferketten 2018 (IEA)



Notes:

kg CO₂/boe = kilogrammes of CO₂ per barrel of oil equivalent. Energy for extraction includes emissions from processing to remove impurities before transport. Upstream methane includes emissions from production, gathering and processing; downstream methane includes emissions from shipping (if applicable), transmission and distribution. One tonne of methane is assumed to be equivalent to 30 tonnes of CO₂ (the 100-year "global warming potential").

Quelle: IEA 2020b (boe = Barrel Öläquivalente; ca. 1700 kWh)

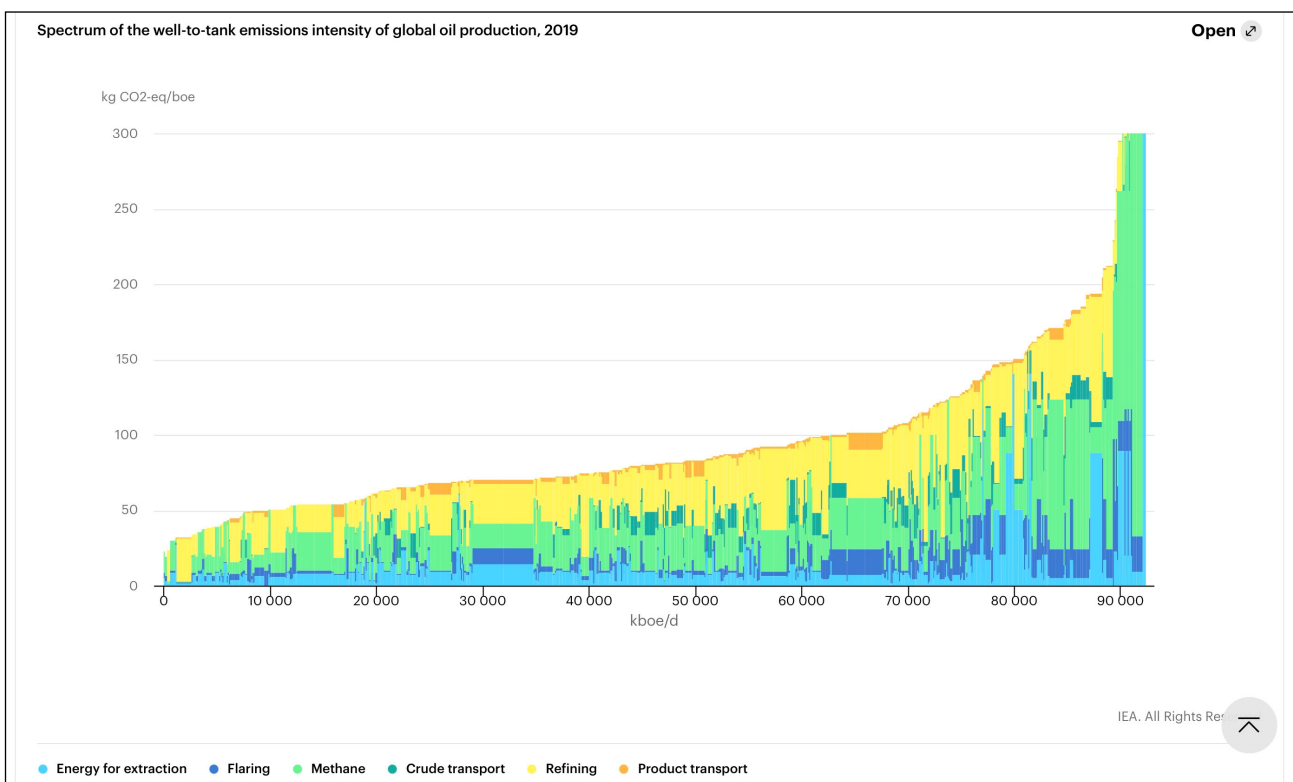
Ebenfalls umstritten ist, in welchem Umfang die Klimabelastung durch Erdöllieferketten der Klimabilanz von Erdgas zugeordnet werden sollten.

Die Abbildung unten zeigt, dass das Flaring von Erdgas und Methanemissionen von Associated Gas bei den Klimafolgen der Erdölproduktion eine große, oftmals sogar dominante Rolle spielen. Ihr Anteil an den Vorkettenemissionen liegt in vielen Fällen über 50%.

Länder-Ranking

Ein Länder-Ranking der Upstream-Emissionen der Öl- und Gasindustrie für 2018 zeigt, dass die USA, Russland und Kanada auf den hintersten Rängen stehen (vgl. Rystad Energy 2020). Allerdings werden hier nur die direkten CO₂-Emissionen erfasst, also nicht die Methanemissionen. Zudem werden die Midstream-Emissionen etwa von LNG-Terminals nicht berücksichtigt.

Abbildung: Spektrum der Klimabelastung durch einzelne Erdöl-Lieferketten 2019



Quelle: Schulz/McGlade 2020

Die USA emittierten bei der Förderung von Öl und Gas in dieser eingeschränkten Perspektive demnach 133 Mio.t CO₂, gefolgt von Russland mit 116 Mio.t und Kanada mit 114 Mio.t.

Bei der Emissionsintensität, also den Emissionen je Barrel Öl oder Gas (boe) steht Kanada mit 39 kg CO₂/boe auf dem letzten Platz, gefolgt von Irak und Iran. Der Durchschnittswert liegt bei 18 kg.

Norwegen schneidet in beiden Rankings am besten ab. Dort wurden schon in den 90er Jahren CO₂-Preise eingeführt. Mehrere Offshore-Felder nutzen Strom vom Festland statt Gas vor Ort zu verstromen.

Auch Saudi-Arabien und Qatar, der größte LNG-Exporteur der Welt, schneiden gut ab. Dort sind die Gas- und Ölfelder sehr groß und die Infrastruktur ist ausreichend ausgebaut, so dass z.B. Associated Gas ohne große Emissionen genutzt werden kann. Der Mangel an Infrastruktur sorgt wiederum im Irak für die hohen Emissionen, da das Gas häufig abgepackelt wird.

Upstream CO₂ emissions for the top ten oil and gas producing nations in 2018

Ranked by CO₂ intensity, production and absolute CO₂ emissions size



RYSTAD ENERGY

Country	CO ₂ intensity (kg per boe)	Production (million boepd)	CO ₂ emissions (million tons)
Norway	7 <small>18 kg per boe global average</small>	4.0	10
UAE	7	4.8	13
Qatar	9	4.5	15
Saudi Arabia	10	13.2	46
United States	12	31.5	133
Russia	14	23.1	116
China	16	6.9	36
Iran	21	8.4	66
Iraq	31	5.0	56
Canada	39	8.2	114

Source: Rystad Energy research and analysis, Emissions Solution

Quelle: Rystad Energy 2020

6.7 Neuere Metastudien zu Erdgasfeldern

Balcombe et al.

Eine häufig verwendete Referenzquelle für Vorkettenemissionen von Erdgas sind die Metastudien von Balcombe, Speirs, Crow und anderen (vgl. Speirs/Balcombe 2020, Crow/Balcombe 2019, Balcombe 2017).

Sie bieten einen detaillierten Überblick aus 250 Studien über den Forschungsstand, beschränken sich allerdings von vornherein auf die Vorkettenemissionen für Erdgas aus Erdgasfeldern.

Lieferketten von Erdgas aus Ölfeldern (ca. 25% des Weltgasmarktes) werden nicht analysiert, insbesondere wegen der schwierigen methodischen Abgrenzung zwischen Öl- und Gasförderung.

Auch werden Methanemissionen aus stillgelegten Quellen nicht erfasst. Das gilt auch für die Methanemissionen aus den Anlagen der Verbraucher sowie durch regionale Verteilernetze.

Insofern bilden diese Daten eher **Untergrenzen** für die Analyse der Klimaschäden durch Erdgas. Durch die methodischen Einschränkungen gelingt jedoch andererseits ein detaillierterer und besser abgesicherter Überblick.

Allerdings bemängeln die Autoren die Qualität der zur Verfügung stehenden Daten (vgl. Balcombe 2017). Die meisten Analysen verwenden Daten der amerikanischen Umweltbehörde EPA, die ursprünglich aus dem Jahr 1996 stammen. Damals wurden 6 Erdgasaufbereitungsanlagen und 24 Öl- und Gasfelder untersucht.

Diese Daten wurden zwar immer wieder aktualisiert, insbesondere in den letzten Jahren, als Schiefergas und Schieferöl in den Vordergrund rückten. Es bleibt jedoch unklar, inwiefern aktuellere Daten der EPA noch repräsentativ sind (vgl. Balcombe 2017).

Dasselbe gilt für die Meldungen der EPA an das GHG Reporting Programme der UN. Große Lücken gibt es insbesondere in den Bereichen LNG und Offshore Förderung.

In anderen Ländern sieht es nicht besser aus: Detaillierte russische Daten zum Beispiel, insbesondere zu den Emissionen von Pipeline-netzen, gelten als undurchsichtig und wenig zuverlässig (vgl. Balcombe 2017) und müssen auf teilweise veraltete Basisdaten der Produzenten zurückgreifen (Schütz/Große 2015).

LNG-LIEFERKETTEN

Eine aktuellere Metastudie (vgl. Speirs/Balcombe 2020) sieht die Vorkettenemissionen von Erdgas (aus Erdgasfeldern), das mit LNG-Tankern geliefert wird, bei umgerechnet 58-148 gCO₂/kWh. Der Durchschnitt liegt bei 83 gCO₂/kWh.

Die Betrachtung der Vorkette endet hier im Zielhafen, insofern müssten die Downstream-Emissionen noch addiert werden.

Die Methanverluste belaufen sich je nach LNG-Kette auf 0,2-4%. Der Durchschnitt liegt bei 0,9%. Die Autoren merken allerdings an, dass

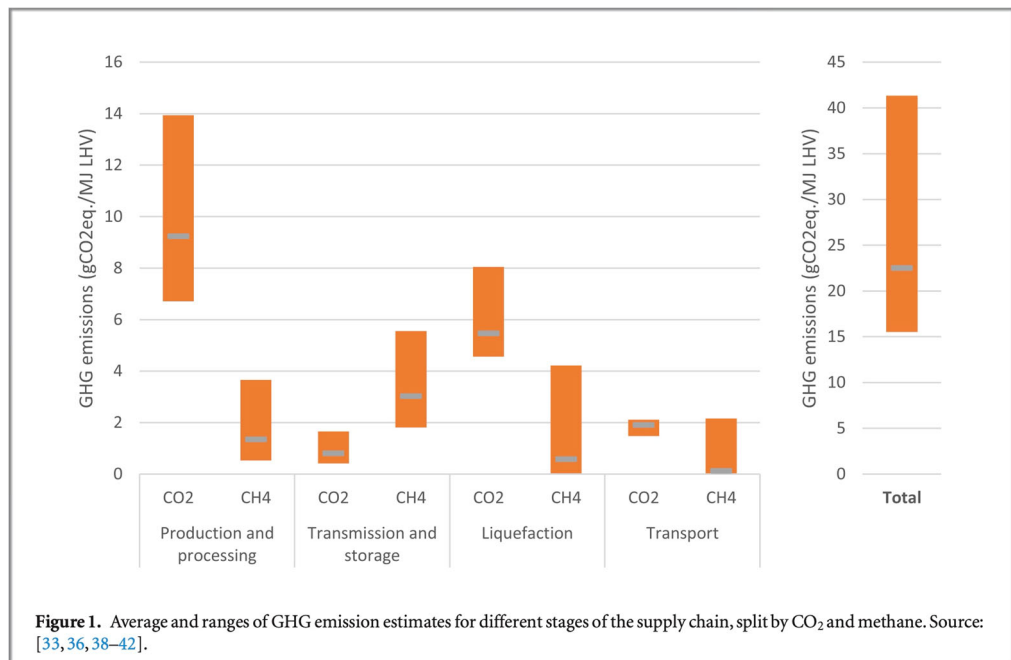


Figure 1. Average and ranges of GHG emission estimates for different stages of the supply chain, split by CO₂ and methane. Source: [33, 36, 38–42].

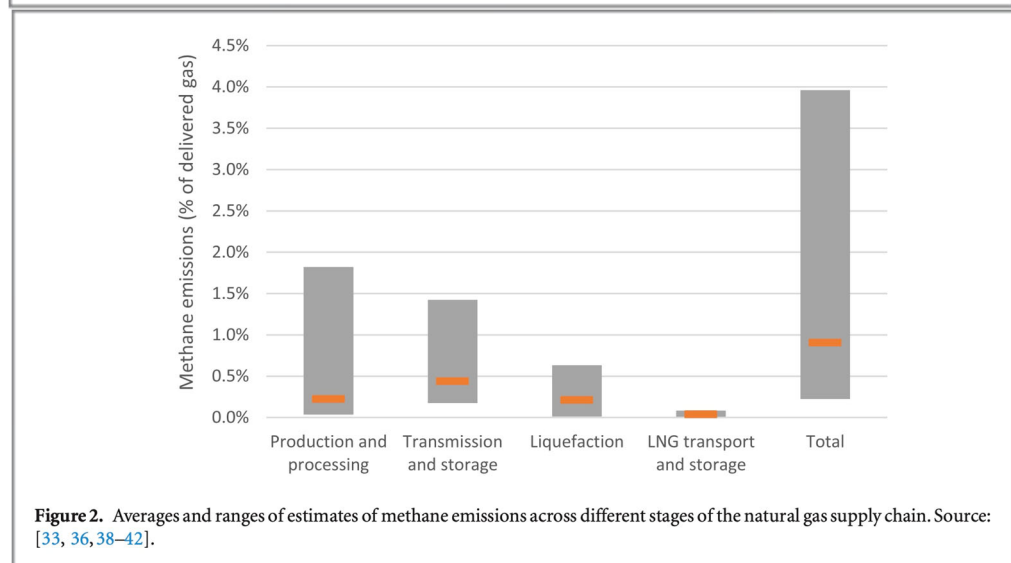


Figure 2. Averages and ranges of estimates of methane emissions across different stages of the natural gas supply chain. Source: [33, 36, 38–42].

Quelle: Speirs/Balcombe 2020

die Zahl belastbarer, detaillierter Analysen gering ist und die tatsächlichen Emissionswerte vermutlich höher liegen (vgl. Speirs/Balcombe 2020).

Die Verflüssigung/Abkühlung von Erdgas zu LNG ist der Wertschöpfungsschritt mit dem höchsten Energieverbrauch. Dafür werden 8-14% der bereitgestellten Erdgasmengen verbraucht.

UPSTREAM-EMISSIONEN IN ERDGASFELDERN

In einer weiteren Auswertung haben sich die Forscher auf ein wichtiges Teilsegment konzentriert: Die Gasförderung im engeren Sinn (Pre-Production und Extraction) aus vier Typen von Gasfeldern, also wiederum ohne Erdgas aus Ölfeldern (Associated Gas) (vgl. Crow/Balcombe 2019). Die Auswertung berücksichtigt Studien bis 2015 (vgl. Abb. unten).

Die Emissionen in diesem Teilsegment liegen demnach im Durchschnitt bei umgerechnet 0,3 gCH₄/kWh und 36 gCO₂/kWh Erdgas. Das sind zusammen 47 gCO_{2e}/kWh (GWP100/Faktor 36 für Methan).

AUSWERTUNG DER EINZELSTUDIEN BIS 2015

In ihrer Auswertung von 2017 (vgl. Balcombe 2017) schränken die Autoren die enorme Bandbreite der einzelnen Studienergebnisse ein. Die

Stage	Sub-stage	Methane (g/Sm ³)			CO ₂ (g/Sm ³)		
		Low	Central	High	Low	Central	High
Pre-production	Site preparation	-	-	-	0.3	5.8	22.7
	Drilling	-	-	-	0.3	7.3	22.2
	Hydraulic fracturing	-	-	-	4.6	7.3	20.2
	Completion (Uncon.)	-	0.03	0.24	-	0.5	4.3
	Completion (Con.)	-	0.04	0.06	-	0.7	1.1
Extraction	Onshore (Uncon.)	1.08	3.20	9.37	4.8	14.3	55.5
	Onshore (Con.)	1.08	3.22	8.26	4.8	14.6	35.1
	Deepwater	1.08	3.22	8.26	4.8	14.6	35.1
	Shelf	1.08	3.22	8.26	4.8	14.6	35.1

Table 2: Estimates of upstream methane and CO₂ emissions intensities for natural gas fields in the USA in grams per standard cubic metre of gas extracted.

Quelle: Crow/Balcombe 2019

Autoren verwenden dabei ein Global Warming Potential für Methan von 34 (GWP100). Der Erkenntnisstand ist 2015 oder früher.

Die Autoren sehen die Emissionen bei den verlässlichsten Quellen (“Constrained Estimate”) bei umgerechnet:

- 44 gCO₂e/kWh (12,2 g/MJ) bei Vorketten ohne LNG und bei
- 76 gCO₂e/kWh (21,1 g/MJ) für Vorketten mit LNG.

Für Erdgasstrom (Kraftwerke mit 50% Effizienz) bedeutet das, dass die Gesamtemissionen nicht wie üblicherweise berichtet bei 400g CO₂ je kWh Strom liegen, sondern bei 487,5 gCO₂e für Lieferketten ohne LNG und bei 551,9 gCO₂e für Lieferketten mit LNG liegen.

Das gilt wie erwähnt nur für reine Erdgasfelder und ohne die Methanemissionen bei den Anlagen der Verbraucher. Etwa ein Viertel des Erdgasangebots weltweit stammt wie erwähnt jedoch aus Ölfeldern (Associated Gas). Dort sind die Emissionen aufgrund der überdurchschnittlich hohen Methanemissionen und des oft praktizierten Flarings deutlich höher. Die Zuordnung dieser entweder zur Öl- oder zur Gasförderung ist jedoch schwierig.

Table 4. Summary of literature emissions estimates and revised CON estimates for each supply chain stage, including LNG processes. For the revised median estimate, the proportional contribution of methane is also given. The median revised estimate is also given in three other functional units: per kWh of electricity generated, per m³ of gas produced from a well (at 0°C and 1 atm) and the methane emitted as a percentage of methane extracted.

Supply chain stage	Raw Literature (g CO ₂ eq./ MJ HHV)			Constrained estimate (CON) (g CO ₂ eq./ MJ HHV)					Median CON estimate in other functional units:		
	Minimum	Median	Maximum	Minimum	Median		95th Percentile (maximum)		g CO ₂ eq./ kWh electricity generated	g CO ₂ eq./ Sm ³ produced gas	% CH ₄ emissions/ CH ₄ extracted
					% CH ₄		% CH ₄				
Exploration	0	0	0	0	0	0.0%	0 (0)	0.0%	0	0	0.00%
Pre-production											
Site preparation	0.0078	0.15	0.59	0.0090	0.17	0.0%	0.48 (0.67)	0.0%	1.2	5.1	0.00%
Drilling	0.0078	0.19	0.57	0.0090	0.22	0.0%	0.50 (0.66)	0.0%	1.6	6.4	0.00%
Hydraulic fracturing	0.1197	0.19	0.52	0.14	0.22	0.0%	0.59 (0.6)	0.0%	1.6	6.4	0.00%
Well completion	0.00	0.081	86.6	0	0.07	97.4%	0.50 (7.9)	99.3%	0.48	1.96	0.01%
Extraction											
Normal operation	0.1	3.9	5258.8	1.8	0.3	99.3%	5.5 (6045.2)	99.3%	2.4	9.8	0.05%
Liquids unloading	0	0.2	70.3	0	0.21	99.3%	7.5 (80.8)	99.3%	1.5	6.0	0.03%
Workovers	0.0	0.1	86.6	0	0.1	97.4%	2.5 (39.3)	99.3%	0.48	1.96	0.01%
Gathering	0.058	2.6	101.8	0	0.5	99.3%	7.3 (117)	99.3%	3.36	13.71	0.07%
Processing											
T, S & D	0.86	4.1	13.6	0.99	4.7	18.6%	12.1 (15.6)	37.6%	33.6	136.7	0.13%
Estimated total (without LNG)	0	13.0	42.0	3.7	12.2	53.2%	48.7	69.1%	87.5	356.6	0.97%
LNG											
Liquefaction	2.8	6.4	10.5	2.8	6.4	15.5%	9.0 (10.5)	40.6%	46.2	188.1	0.15%
Transport	0.86	2.0	7.3	1	1.98	11.0%	4.8 (7.3)	0.0%	14.3	58.2	0.03%
Regasification	0.3	0.5	2.5	0.3	0.5	18.3%	2.1 (2.5)	81.6%	3.9	15.8	0.01%
LNG Total	3.9	8.9	20.3	4	8.93	14.6%	15.9 (20.3)	33.8%	64.3	262.0	0.20%
Estimated total (with LNG)	11.2	18.3	31.1	7.6	21.1	44.3%	64.6	60.4%	151.9	618.7	1.40%

Quelle: Balcombe 2017

Howarth/Jacobson 2021

Howarth/Jacobson errechnen in ihrer **aktuellen**, viel diskutierten Studie zum Thema Blauer Wasserstoff eine globale, durchschnittliche Methanverlustrate der Erdgasversorgung von 3,5% (vgl. Howarth/Jacobson 2021).

Insbesondere aus diesem Grund lehnen sie den Technologiepfad des Blauen Wasserstoffs, der aus Erdgas hergestellt wird, ab, da die Emissionen letztlich sogar höher liegen als bei den heute eingesetzten Verfahren (Grauer Wasserstoff).

Der Mittelwert von 20 Studien über 10 große Erdgasvorkommen in den USA (Schiefergas und konventionelles Erdgas) liegt bei einer Methanverlustrate von 2,6% der Gasfördermenge. Hinzu kommen 0,8% bei der Speicherung und beim Transport zum Verbraucher. Weitere Faktoren machen 0,1% aus.

Die Autoren verwenden einen 20-Jahres-Zeithorizont. Das ergibt laut IPCC (AR5 2013) einen Multiplikator von 86 für das Global Warming Potential gegenüber CO₂.

Das Ergebnis der Autoren liegt demnach bei 77,4g CO₂e je MJ Erdgas. Das sind umgerechnet 278,6g CO₂e/kWh (Faktor 86). Setzt man den Faktor 20 an (für einen Zeithorizont von 100 Jahren), liegt der Klimaschaden bei 64,8 g CO₂e/kWh Erdgas.

Die Ergebnisse der Howarth/Jacobson-Studie sind, wie bei allen Studien zum Thema Methan, nicht unumstritten. Die Kritik entzündet sich vor allem daran, dass aus den Untersuchungen in den USA keine Rückschlüsse auf andere Regionen gezogen werden sollte. So stellt sich z.B. die Situation in Offshore-Regionen Norwegens anders dar als in den Schiefergasregionen der USA (vgl. Gardarsdottir 2021).

7. Klimaschäden aus deutschen und europäischen Erdgaslieferketten

7.1 Umweltbundesamt - Studienergebnisse

Ergebnisse 2019

Auch das UBA hat sich mit dem Thema der deutschen Vorkettenemissionen beschäftigt und verwendete dafür bisher die GEMIS-Datenbank (Öko-Institut) und Ecoinvent (Ökobilanz-Datenbank/CLCI).

Das UBA setzt Methan mit dem Faktor 25 gegenüber CO₂ an (vgl. UBA 2019, S.17).

Laut UBA hat Erdgas im Stromsektor neben den direkten Emissionen bei der Verbrennung von 207,8 gCO₂/kWh auch Vorkettenemissionen von 34,8 gCO₂/kWh. Davon sollen ca. 23g durch CO₂-Emissionen und 12g CO₂-Äquivalente aus Methanemissionen entstehen (vgl. UBA 2019, S.13). Das ist eine im internationalen Vergleich eher untypische Verteilung zwischen CO₂ und Methan.

Bei der Wärmebereitstellung ist der Anteil der Vorkette etwas höher: 201,5 g CO₂/kWh bei der Verbrennung und 44,9 gCO₂/kWh in der Vorkette. (vgl. UBA 2019).

Ergebnisse 2021

Im September 2021 hat das Umweltbundesamt (UBA) eine neue Studie über die Vorkettenemissionen der deutschen Erdgasimporte vorgelegt (vgl. UBA 2021). Eine Aktualisierung war an der Zeit, da sich viele bisherigen Datensätze auf das Analysejahr 2010 bezogen, mit teilweise noch älteren Basisdaten.

ANSATZ

Für die Klimawirkung von Methan verwenden die Autoren (Sphera Solutions) dennoch ältere Charakterisierungsfaktoren (AR4 IPCC 2007) und einen langen Wirkungszeitraum von 100 Jahren. Dadurch erhält Methan eine THG-Wirkung die 25fach

höher ist als CO₂. Neuere IPCC-Richtwerte empfehlen seit 2013 einen Faktor von 30 und bei kürzeren Zeiträumen von 20 Jahren einen Faktor von 80-87.

Die Autoren stellen die Ergebnisse einiger relevanter Studien zusammenfassend dar. Die Emissionsschätzungen des aktuellen IEA Methane Tracker, die insbesondere für Russland wenig schmeichelhaft ausfallen, werden in die Liste nicht aufge-

Tabelle 7: Methanverlusten in verschiedenen Studien (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion)

Literaturquelle	Lieferland	Methanverluste Förderung und Aufbereitung [m%]	Methanverluste, gesamte Vorkette [m%]	LNG: Methanverluste Förderung, Aufbereitung, Reinigung, Verflüssigung und Transport [m%]
(BGR, 2020a)	USA	-	1,3 - 2,5 (Emissionen aus Erdöl- und Erdgasförderung)	1,3 - 2,5 (Abnahme in den Niederlanden)
	Niederlande	-	< 0,03 (Förderung bis Transport nach DE)	-
	Norwegen	-	< 0,02 (Förderung bis Transport nach DE)	-
	Russland	-	ca. 0,3 (Förderung bis Transport nach DE)	-
(Alvarez et al., 2018)	USA	1,9 (Emissionen aus Erdöl- und Erdgasförderung)	2,3 (Emissionen aus Erdöl- und Erdgasförderung; inkl. Erdgasverteilung in USA)	-
(Omara et al., 2018)	USA	0,59; 1,5	-	-
(Zhang et al., 2020)	USA	3,7	-	-
(Mottschall, Kasten, & Rodríguez, 2020) ¹	USA	0,5 - 13,2 (unkonventionell)	-	-
(IEA, 2017) ¹	alle Lieferländer	-	1,8 (globaler Durchschnittswert, inkl. Emissionen der Erdgasnutzung)	-
(Saunois et al., 2020)	USA	-	1 - 3	-
(thinkstep AG, 2019)	Katar	0,06	-	-
	Nigeria	0,11	-	-
	USA	0,62 (unkonventionell) 0,10 (konventionell)	-	-
(thinkstep AG, 2017b) ² (DBI, 2016) ³	Deutschland	0,0284 (0,0349)	-	-
	Niederlande	0,026 (0,0277)	-	-
	Norwegen	0,0088 (0,042)	-	-
	Russland	0,0092 (0,021)	-	-

¹ Umgerechnet in Massenprozent bezogen auf Methanmasse im Erdgas (Annahmen: Dichte Erdgas 0,763 kg/Nm³; CH₄-Anteil im Erdgas 94,4 Vol.-%, Dichte CH₄ 0,714 kg/Nm³)

² Methanverlusten für 2015

³ Methanverlusten für 2014

Quelle: UBA 2021

nommen. Die Autoren begründen das damit, dass eine Differenzierung der Methanemissionen aus Erdölfeldern und aus Erdgasfeldern nicht möglich sei.

Da den Autoren die internationalen Untersuchungen zu wenig einheitlich erscheinen, entscheiden sie sich, auf eine alte Thinkstep-Studie aus dem Jahr 2017 zurückzugreifen. Sie verwendet ältere Industriedaten von Gazprom und vom damaligen Nordstream-Konsortium.

Das Argument, das zum Ausschluss des IEA Methane Trackers führte, gilt nun nicht mehr. Nach einem Allokationsverfahren nach Heizwert werden auch Emissionen einer kombinierten Erdöl- und Erdgasförderung mit aufgenommen.

Überraschend ist auch die Entscheidung, die Emissionen aus (überlicherweise sehr relevanten) Wartungs- und Störfällen auszuschließen.

ERGEBNISSE

Die Studie kommt zu dem zusammenfassenden Ergebnis, dass die Erdgasimporte aus Norwegen und den Niederlanden die niedrigsten THG-Emissionen in der Vorkette aufweisen.

Die Erdgasproduktion in Deutschland hat aufgrund der aufwendigen Sauerergasaufbereitung vergleichsweise hohe THG-Emissionen. Deutschland hat nur eine geringe Erdgasförderung von 6,1 bcm im Jahr 2019 und eine Erdölförderung von 1,9 Mio. Tonnen.

Der Branchenverband BVEG beziffert seine Emissionen aus der Erdgasförderung (inkl. Entschwefelung) auf 1,1 Mio.t CO₂ sowie etwa 400 Tonnen Methan. Knapp 8 Mio. Kubikmeter Gas wurden in der Erdgas- und Erdölförderung abgefackelt (vgl. BVEG 2020).

Da das geförderte Erdgas direkte Emissionen bei der Verbrennung von etwa 12,2 Mio.t CO₂ erzeugt (bei 200g/kWh), ist der Beitrag der zusätzlichen Upstream-Emissionen von 1,1 Mio.t CO₂ nicht unerheblich, zumal weitere Verluste beim Pipelinetransport, im Distributionsnetz und bei den Anlagen der Verbraucher auftreten.

Die amerikanische NGO Environmental Defense Fund (EDF) führt derzeit Messungen in etwa einem Dutzend europäischer Städte durch. So gelangten z.B. 286 Tonnen Methan pro Jahr aus dem Hamburger Gasnetz in die Atmosphäre, v.a. durch Lecks an 145 Stellen in Gasleitungen.

Zwei Drittel der Emissionen stammte aus zwei Leckagen, die nach der Identifizierung beseitigt werden konnten (vgl. Maazallahi et al. 2020).

Die THG-Emissionen von russischem Erdgas sind wegen der großen Transportdistanz noch einmal höher. Das gilt noch stärker für LNG-Importe aus den USA und Nigeria, die im Vergleich mit Abstand an der Spitze stehen.

Methanemissionen in Russland

Die aktuelle UBA/Sphera-Studie gelangt durch die Quellenauswahl auf sehr niedrige Methanverlustraten für Russland von lediglich 0,44%, davon extrem niedrige Werte von 0,049% im Upstream-Bereich (Förderung, Aufbereitung von Erdgas).

Die Autoren räumen ein, dass auch bei den russischen Werten Methanemissionen bei Wartungsarbeiten und bei Unfällen nicht berücksichtigt werden. Sie begründen das mit der schlechten Datenlage. Das Argument kann jedoch nicht völlig überzeugen, denn zum einen ist die Datenlage beim Thema Methan generell schlecht, so dass sich so gesehen jede Aussage verbieten würde.

Zum anderen ist der Anteil der Methanemissionen gerade bei der Wartung und bei Zwischenfällen ungewöhnlich hoch, wie Satellitendaten immer wieder bestätigen. Zumindest grobe Schätzungen sollten auch anhand der Daten von Gazprom

Tabelle 8: Methanverlustraten der Erdgasvorkette (normiert auf den Methangehalt der Erdgasproduktion, direkte und indirekte Methanemissionen)

Lieferland	Methanverlustrate Förderung und Aufbereitung [m%] ¹	Methanverlustrate Förderung, Aufbereitung und Transport, Übertragung und Speicherung [m%] ¹
Erdgasverbrauchsmix 2018	0,038	0,28
Deutschland	0,040	0,10
Niederlande	0,036	0,10
Norwegen	0,011	0,07
Russland	0,049	0,44

Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH basierend auf (thinkstep AG, 2017b), (Sphera Solutions GmbH, 1992-2021), (Eurostat, 2020), (BMWi, 2020)

¹ Massenprozent bezogen auf Methanmasse im Erdgas

Quelle: UBA 2021

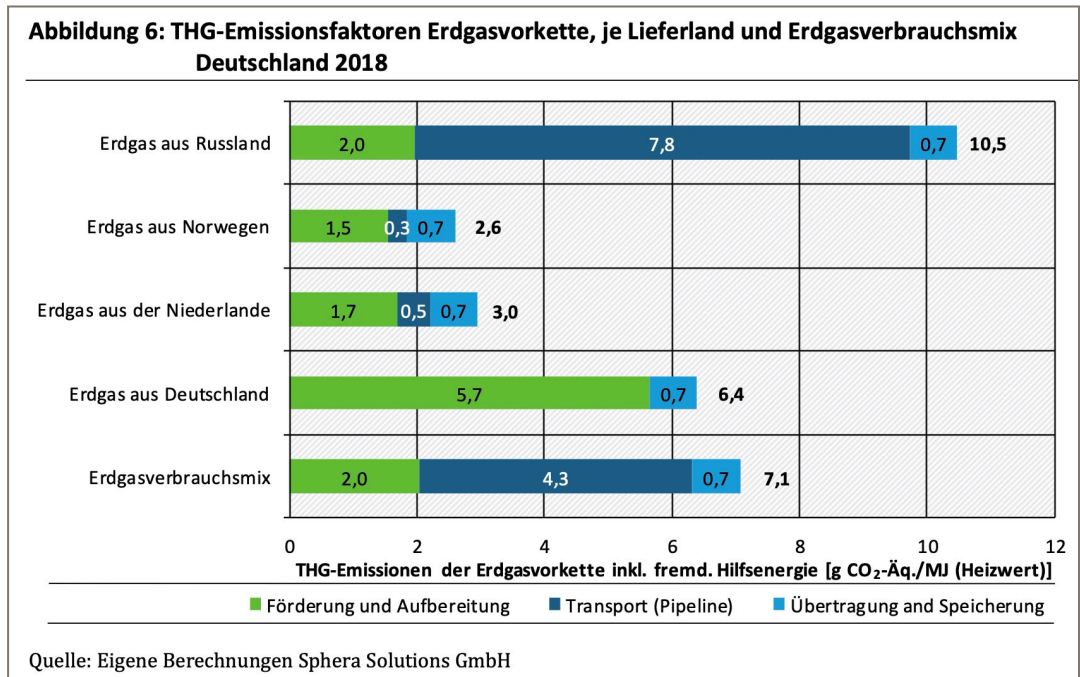
selbst möglich sein, da der Konzern auf satellitengestützte Entdeckungen gelegentlich reagiert hat.

The IEA schätzt, dass über die Hälfte der Methanemissionen der russischen Öl- und Gasindustrie bei Reparatur- und Wartungsarbeiten entstehen. Etwa ein Drittel entsteht durch Lecks (vgl. Bloomberg 2021a).

Auch überrascht eine Sensitivitätsanalyse im Anhang der Studie. Sie greift auf Ergebnisse von Fachgesprächen zurück. Allein die Upstream-Emissionen (also ohne Pipelines) werden hier von 0,049% (Hauptstudie) auf 1,28% (Fachgespräch) nach oben revidiert - also das 26fache des in der Studie verwendeten Wertes.

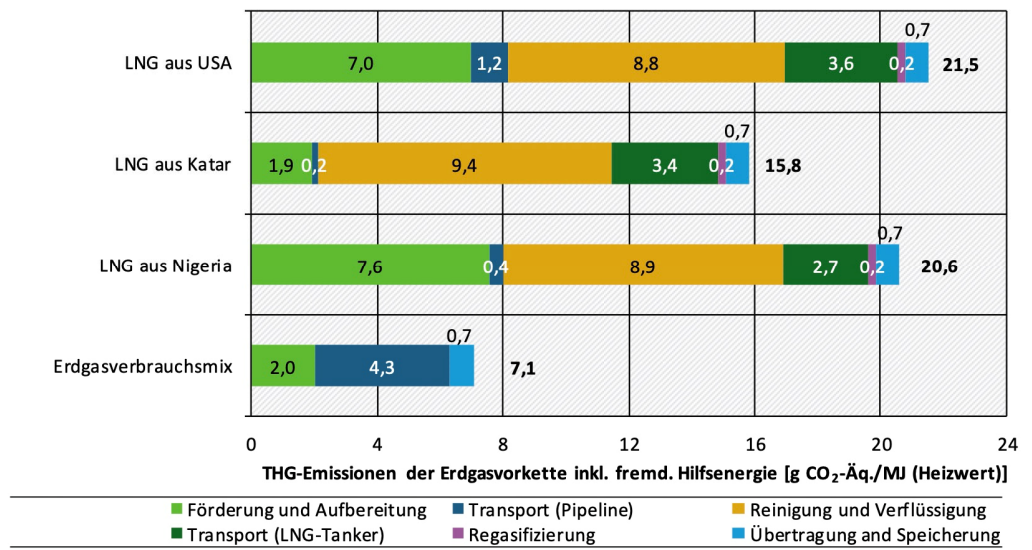
Relevanz russischer Daten

Die Methanemissionen der Öl- und Gasindustrie in Russland sind für die deutsche Diskussion besonders relevant. Etwa die Hälfte des hierzulande eingesetzten Erdgases kommt aus Russland. Auch will Russland in den kommenden Jahrzehnten Blauen Wasserstoff liefern, der aus Erdgas hergestellt wird. Die Höhe der Vorkettenemissionen von Erdgas sind hier klimapolitisch ein mitentscheidendes Kriterium.



Quelle: UBA 2021

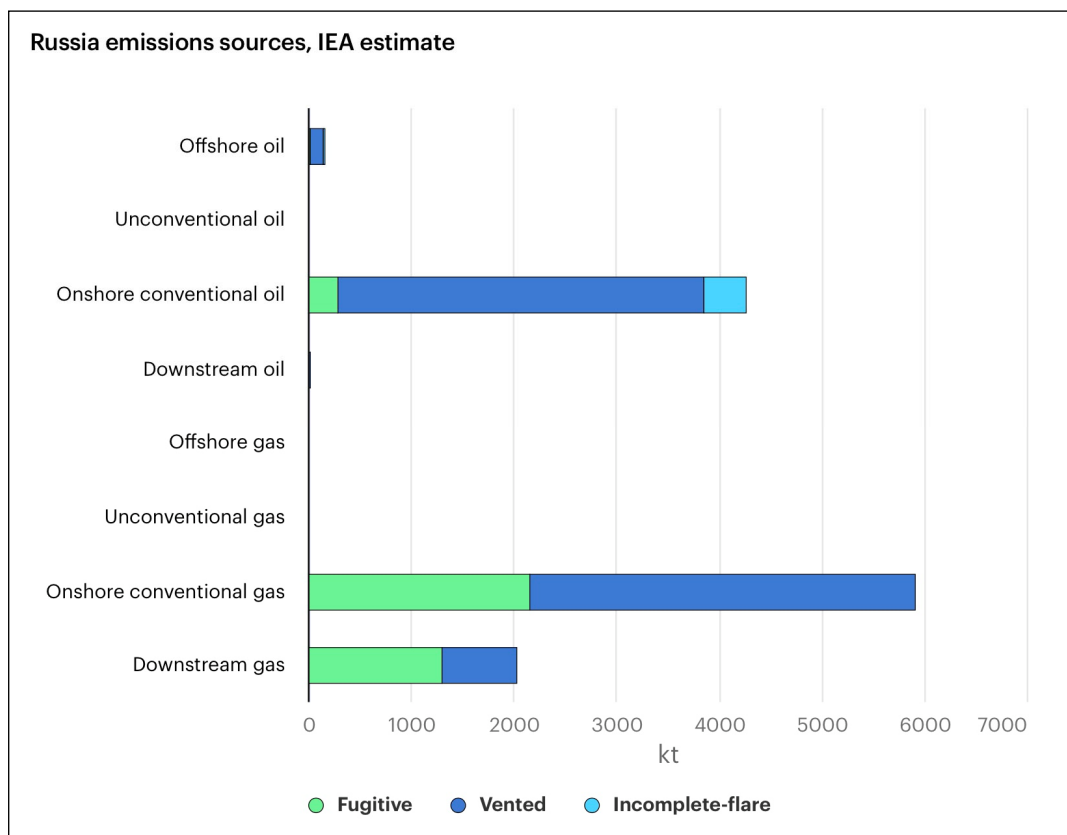
Abbildung 11: THG-Emissionsfaktoren LNG-Vorkette, je Lieferland und Erdgasverbrauchsmix Deutschland 2018



Quelle: Eigene Berechnungen Sphera Solutions GmbH

Quelle: UBA 2021

Abbildung: IEA-Schätzung Methanemissionen Russland



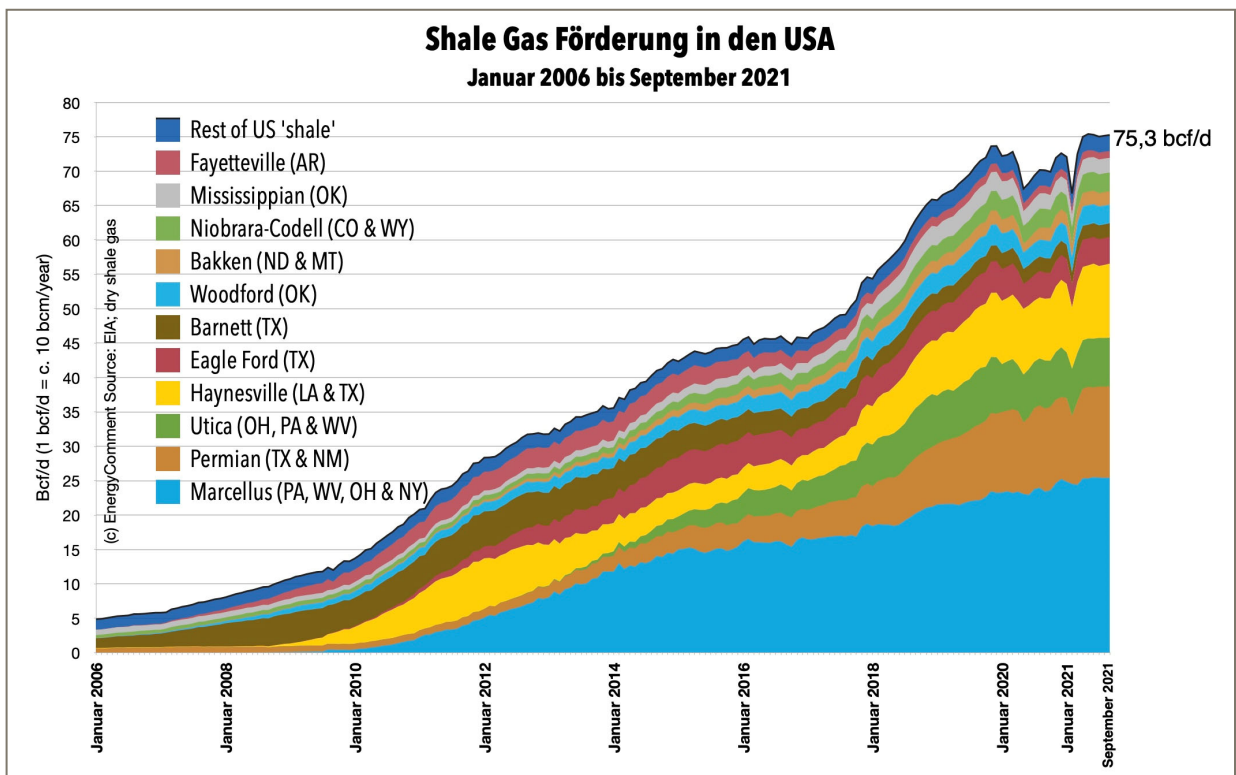
Quelle: IEA 2020e

Moskau selbst meldete zuletzt für das Jahr 2019 4 Mio.t Methanemissionen für den Öl- und Gassektor. Die meisten Studien kommen jedoch auf 2-3mal höhere Werte (vgl. Washington Post 2021). Eine Studie des Environmental Defense Fund (EDF) und der Harvard University ermittelte einen Minimalwert von 8,3 Mio.t. Dauerhaft emittieren insbesondere die Kompressorstationen entlang der Pipelines große Mengen Methan. Gazprom betreibt 254 dieser Kraftwerke in seinem Pipelinenetz mit 3000 Gasturbinen.

Die IEA meldete zuletzt 14 Mio. Tonnen (vgl. IEA 2021a). Bei einer Gesamtfördermenge Russlands von 638 bcm (462 Mio.t) entspricht diese Menge einem enormen Anteil von 3,0%. Das deckt sich in etwa mit den Zahlen der vieldiskutierten Studie von Howarth/Jacobson, die den globalen Durchschnitt auf 3,5% schätzen, dabei allerdings stark auf amerikanische Quellen zurückgreifen (vgl. Howarth/Jacobson 2021).

Noch im letzten Jahr bestand Gazprom jedoch darauf, dass die Emissionen “close to zero” seien und nur 0,34% des geförderten Methans ausmachen (vgl. Gazprom 2020).

Nicht zuletzt große “Superemitter“-Events bei Lecks, Reparaturen oder anderen unregelmäßigen Ereignissen tragen jedoch zu den wahrscheinlich realistischeren hohen Werten bei. Aus-



Quelle: EnergyComment; Datenquelle: EIA

wertungen der Daten der ESA-Satelliten durch den Dienstleister Kayrros entdeckten zahlreiche große Methanlecks entlang der Yamal-Pipeline und der Brotherhood/Druschba-Pipeline, die auch Deutschland versorgen.

7.2 Hintergrund: Klimabelastung durch LNG

Wachsender Markt

LNG ist Liquefied Natural Gas, also durch starke Abkühlung verflüssigtes Erdgas, das in Tankern transportiert werden kann.

Der Anteil von LNG an der Erdgasversorgung wird in den kommenden Jahrzehnten weiter steigen. Die IEA erwartet, dass bis 2040 80% des zusätzlichen Erdgasbedarfs über LNG gedeckt wird (vgl. IEA 2019a). Selbst russisches Erdgas wird zunehmend über LNG-Tanker bereitgestellt, da die Exporteure dadurch flexibler agieren können als mit starren Pipelines und festen Kundenbeziehungen.

Wichtigste LNG-Exporteure sind heute Qatar, die USA und Australien. Insbesondere in den USA hat sich durch Erschließung von Schiefergas ein Überangebot an Erdgas entwickelt.

Es senkt die Preise im Binnenmarkt so weit, dass LNG-Exporte nach Übersee profitabel werden, trotz der hohen Aufwendungen für die Abkühlung/Verflüssigung und den Transport von Erdgas mit teuren LNG-Tankern.

Die amerikanischen Schiefergasmengen sind seit 2010 sprunghaft gestiegen. Im September 2021 wurden 75,3 bcf/d (ca. 750 bcm/a) Shale Gas gefördert. Dieses Volumen entspricht umgerechnet etwa dem neunfachen Gasbedarf Deutschlands.

Klimafolgen

Die LNG-Lieferkette hat einen hohen Energiebedarf und ist mit hohen Klimabelastungen verbunden.

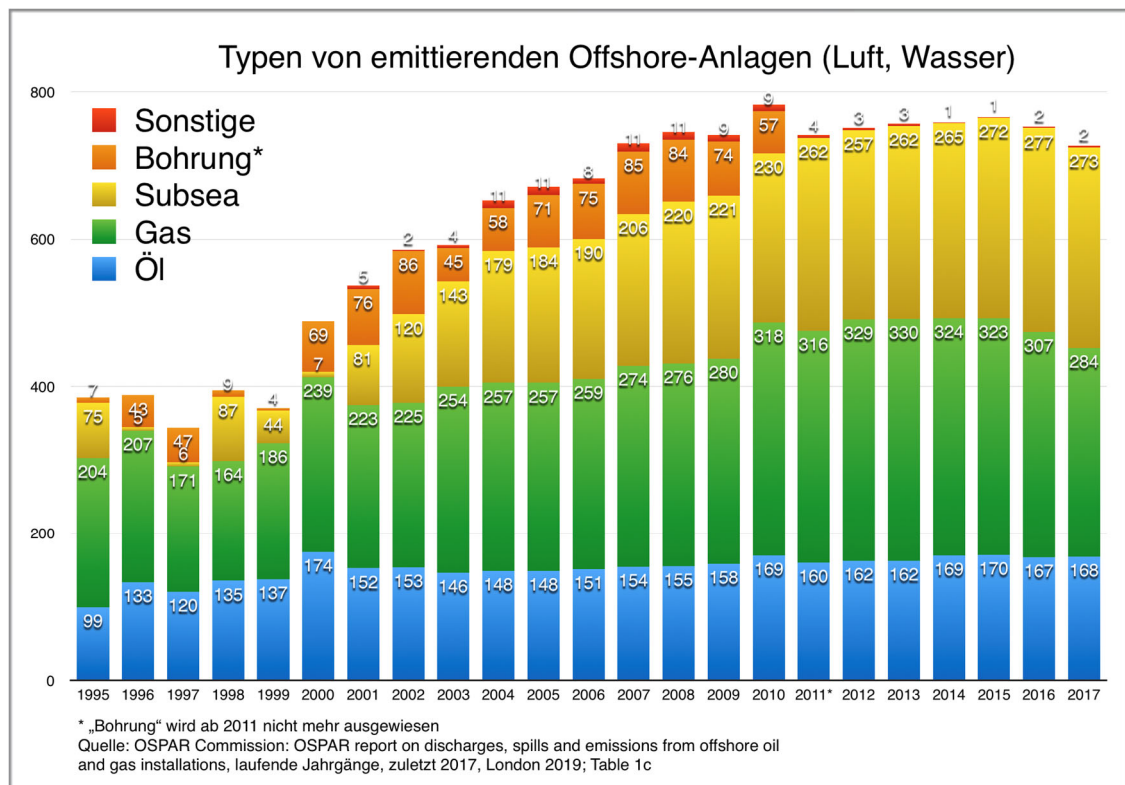
- Allein für die Verflüssigung des Erdgases im LNG-Exportterminal werden je nach Anlage und Umgebungstemperatur 5-15% der Bruttogasmenge benötigt, so die BGR.
- Beim Überseetransport per Tanker verdampft etwa 0,1% der Ladung pro Tag. Das Gas kann aber zur Kühlung oder als Treibstoff eingesetzt werden. Ein Richtwert für den transatlantischen Transport (10 Tage) liegt bei einem Verbrauch von etwa 1,5% der Ladung.

7.3 Norwegen/UK: Erdgas aus der Nordsee

Industrielandschaft Nordsee

Die Nordsee ist nach der Entdeckung der Öl- und Gasvorkommen zu einer Industrielandschaft geworden. Die Offshore Öl- und Gasindustrie unterhält in der Region über 1741 technische Anlagen, die von Pipelines über Verteiler am Meeresboden bis zu den großen Förder-, Bohr- und Verteilerplattformen reichen. Davon verursacht knapp die Hälfte Schadstoffemissionen in der Luft oder Öl-/Chemikalienverschmutzungen im Wasser (vgl. Bukold 2020c).

Obwohl die Produktionsmengen seit dem Jahr 2000 stark schrumpften, kletterte die Zahl der emittierenden Anlagen. Die Öl- und Gasförderung aus weitgehend erschöpften Feldern wird technisch immer komplexer, während die neu entdeckten Felder immer kleiner werden. Daher steigt der technische Aufwand. Der vorläufige Höhepunkt wurde 2010 mit 784 emittierenden Anlagen erreicht. Diese Zahl schrumpfte seither nur leicht auf 727 Anlagen.



Quelle: Bukold 2020c

Erdgas spielt dabei die größte Rolle mit 284 Anlagen, aber auch die Ölanlagen fördern Erdgas in wechselnden Anteilen. Der Bereich "Subsea" umfasst Infrastrukturen am Meeresboden, die sowohl der Öl- als auch der Gasförderung dienen.

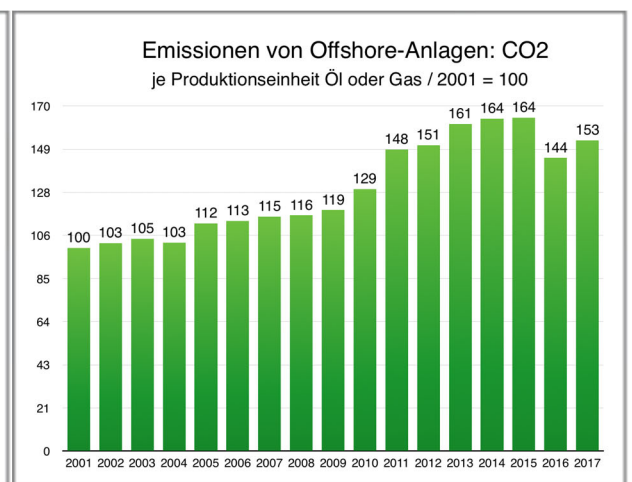
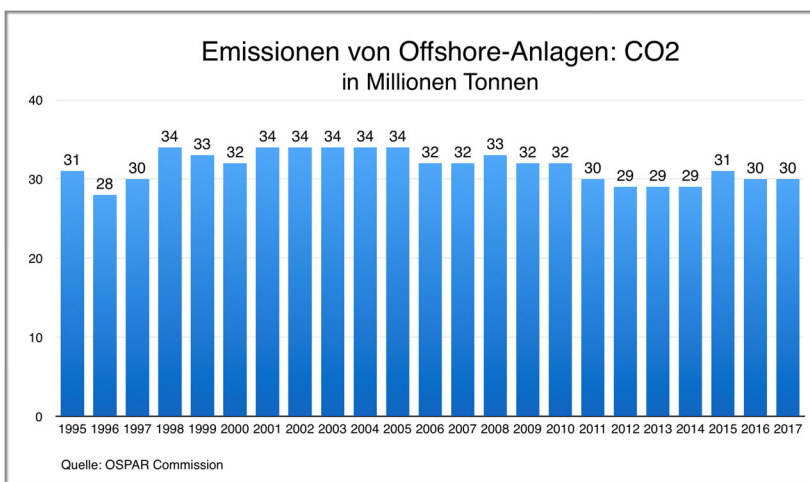
Fast alle Anlagen befinden sich in den Gewässern von drei Nordseeanrainern: Großbritannien (477 Anlagen), Niederlande (107 Anlagen) und Norwegen (117 Anlagen). Deutschland hat 2 emittierende Anlagen.

CO₂-Emissionen

Förderplattformen sind Fabriken mit einem hohen Energieverbrauch. Zusätzlich kommen beim Bohr- und Förderprozess Gasmische an die Oberfläche, die entsorgt werden müssen.

Die CO₂-Emissionen der Offshore-Anlagen in der Nordsee liegen seit 1995 um die 30 Mio. Tonnen pro Jahr (neuere Daten als 2017 wurden bislang nicht veröffentlicht). Das ist eine beeindruckende Menge, die umgerechnet der Verbrennung von ca. 10 Mio. Tonnen Öl pro Jahr (200.000 Barrel pro Tag) entspricht. Oder anders ausgedrückt: einem Fünftel der Energiemenge, die Großbritannien jedes Jahr in Form von Öl fördert. Eine Verbesserung dieser Klimabilanz ist nicht in Sicht.

Berücksichtigt man zusätzlich die fallende Produktion in der Nordsee, nimmt der Ausstoß sogar rapide zu. Im Jahr 2017 wurden pro erzeugter Tonne Öl oder Gas 53% mehr CO₂ emittiert als im Jahr 2001 (vgl. Abb. unten).



Quelle: Bukold 2020c

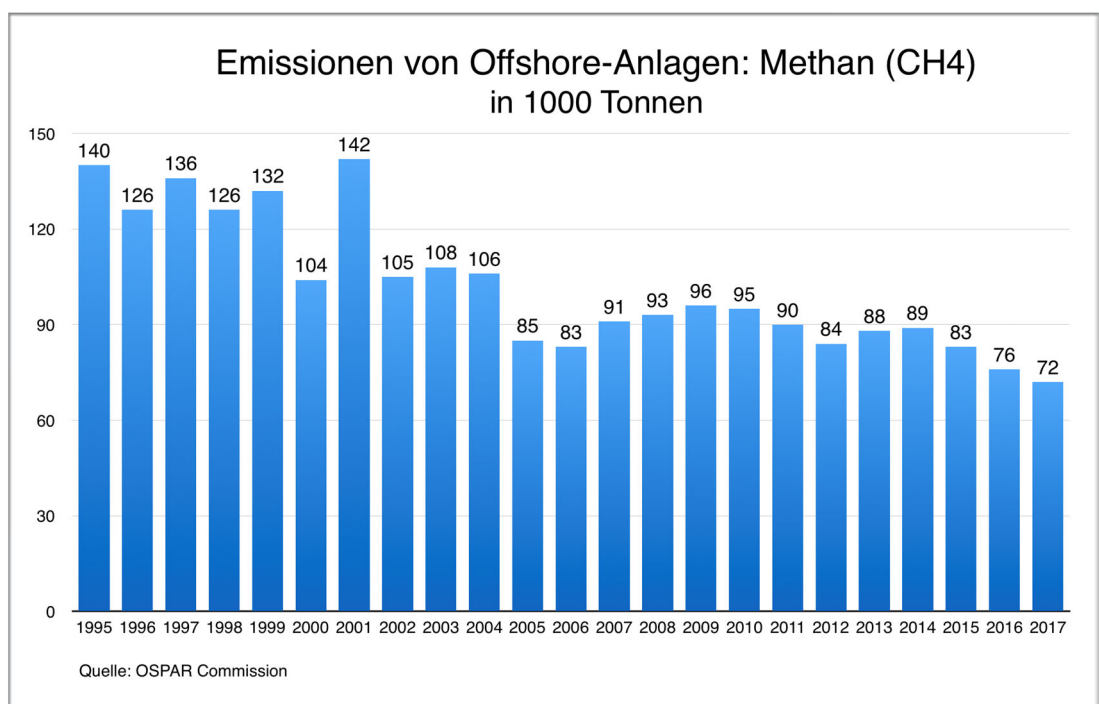
Methan (CH₄, Erdgas)

Die Offshore-Anlagen haben 1995 etwa 140.000 Tonnen Methan emittiert (nur Venting). Bis 2006 sank diese Menge auf 83.000 Tonnen. Seither gab es nur geringe Fortschritte. Im Jahr 2017 entwichen 72.000 Tonnen. Diese Menge entspricht einer Treibhausgaswirkung von 2,6 Mio.t CO₂ (GWP100) bzw. 6,3 Mio.t CO₂ (GWP20).

Hinzu kommen Methanlecks am Meeresboden. So kam es z.B. im Jahr 1990 zu einem Erdgas-Blowout bei einer Bohrung der Firma Stena Drilling im Auftrag von Mobil Oil (heute ExxonMobil) vor der Küste Schottlands. Bis zum heutigen Tag treten in 400 Meter Tiefe große Mengen Methan aus und entweichen zum Teil in die Atmosphäre (vgl. Bussau 2020).

Eine aktuelle Studie des Geomar Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung in Kiel zeigt, dass jährlich Tausende Tonnen Methan in der Nähe alter Bohrlöcher in die Nordsee entweichen. Bei einer Stichprobe zeigten 28 von 43 untersuchten Bohrlöchern diese Leckagen. Wenn sich der Austritt in größerer Wassertiefe befindet, wird das Methan normalerweise abgebaut. Aber jedes zweite Bohrloch liegt in so geringen Tiefen, dass ein Teil des Methans die Atmosphäre erreichen kann (vgl. Energate 2020b).

Norwegen



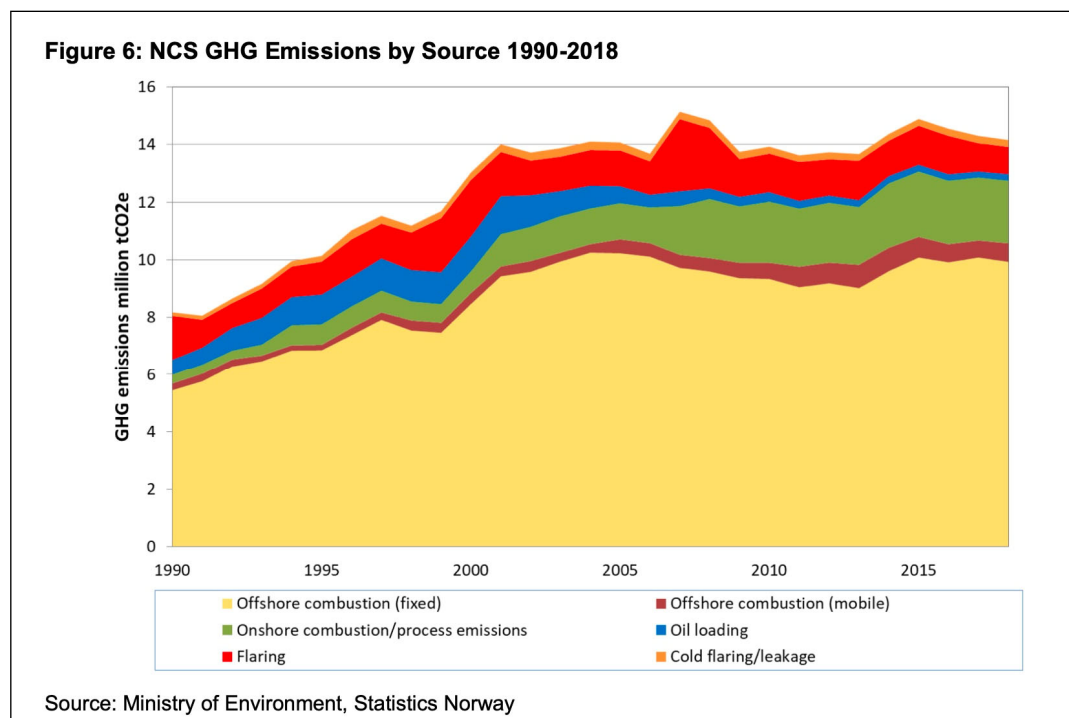
Quelle: Bukold 2020c

Norwegen gilt weltweit als Vorreiter einer emissionsarmen Produktion von Öl und Gas. In Norwegen liegen die Emissionen nach behördlichen Angaben bei 10kg CO₂e/boe (Barrel Öl/Gas); in Großbritannien sind es 28kg CO₂e/boe (vgl. Hall 2020).

Die Treibhausgasmengen durch die Gas- und Ölindustrie in Norwegen sind dennoch nicht unerheblich. Sie kletterten seit 1990 von 8,2 auf 14,2 Mio.t CO₂e (vgl. Abb.).

Gegen den Trend der Industrieländer sind die GHG-Emissionen in Norwegen seit 1990 deshalb nicht gefallen sondern leicht gestiegen. Ganz Norwegen emittiert 52 Mio.t CO₂e. Dafür war in erster Linie der Ausbau der Öl- und Gasindustrie verantwortlich.

Die Öl- und Gasförderung (Upstream) erzeugt mittlerweile 27% der Treibhausgasemissionen des Landes. Sie bestehen aus 13,7 Mio.t CO₂ und umgerechnet 0,5 Mio.t CO₂e aus Methan. Davon entstehen 12,7 Mio.t aus der Verbrennung (z.B. für die Stromerzeugung), 0,9 Mio.t aus Flaring, 0,2 Mio.t aus Venting und 0,3 Mio.t aus anderen Methanemissionsquellen.



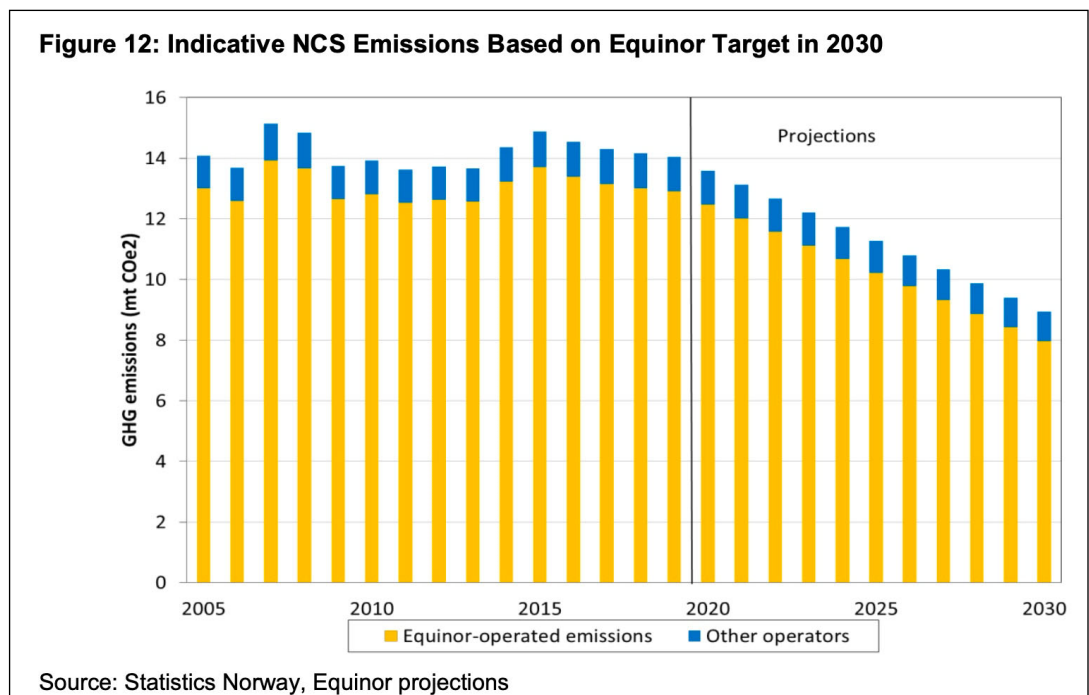
Quelle: Hall 2020

Die Daten müssen jedoch vorsichtig interpretiert werden. Änderungen bei der Berechnungsweise führten zu einer Abwärtskorrektur bei den Methanemissionen in Norwegen. Auch wenn der Schritt möglicherweise gerechtfertigt war, zeigt er dennoch die Fehleranfälligkeit bei der Bewertung der Klimabelastung durch die Öl- und Gasindustrie.

Norwegen will seine Emissionen in Zukunft weiter reduzieren. Eine zentrale Rolle spielt dabei die Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen von Land aus oder direkt offshore vor Ort. Bisher verstromten die Offshore-Plattformen in erster Linie einen Teil des geförderten Erdgases.

Norwegen hat hier günstigere Voraussetzungen als England oder die USA, da Oslo über die staatlich kontrollierten Konzerne Equinor (Statoil), Petoro und Gassco einen großen Teil der Produktion und der Infrastruktur direkt beeinflussen kann. CO₂-Abgaben wurden bereits 1991 eingeführt.

Die Emissionen werden in den kommenden Jahren und Jahrzehnten aber auch aus anderen Gründen sinken, da viele Felder bereits erschöpft sind und die Produktionsmengen sinken. Die Ziele von Equinor erscheinen vor diesem Hintergrund nicht sonderlich ambitioniert.



Quelle: Hall 2020

Im Januar 2020 kündigte der marktbeherrschende norwegische Öl- und Gaskonzern Equinor (früher: Statoil) die Reduzierung seiner THG-Emissionen an. Bis 2030 sollen sie um 40%, bis 2040 um 70% fallen und 2050 schließlich "nahe Null" liegen.

Das soll vor allem durch eine regenerative Stromversorgung der Förderplattformen, durch Effizienzmaßnahmen und durch Investitionen in Offshore-Windanlagen, CCS und Wasserstoff gelingen. Bis 2030 sollen dadurch jährlich 5 Mio.t CO₂ pro Jahr eingespart werden (vgl. Hall 2020).

Erdgas wird in Norwegen vor allem als Associated Gas aus Offshore-Ölfeldern gewonnen. Ausnahmen sind die großen Gasfelder Troll und Snøhvit. Das Gas wird offshore aufbereitet und von dort direkt in das Pipelinenetz Richtung Großbritannien oder Richtung Kontinent befördert.

Die Methanverluste der Produktion und des Ferntransports nach Deutschland liegen nach jüngeren Schätzungen unter

0,02 Prozent. Die Methanemissionen von russischem Importgas liegen also mindestens um den Faktor 10 höher als bei norwegischen Gasimporten.

Auch die Methanverluste der Erdgasimporte aus den Niederlanden sind sehr gering, aber wegen der geplanten Stilllegung des Groningen-Gasfeldes für die Versorgung Deutschlands kaum noch relevant.

7.4 Lieferketten für die EU (IEA Tracker)

Die folgende Abbildung zeigt die indirekten Emissionen der Gasversorgung in der EU, also ohne die Verbrennung beim Endverbraucher. Dabei bleiben allerdings die Methanemissionen und das Flaring von Erdgas in Ölfeldern unberücksichtigt. Das GWP von Methan wird mit 30 angesetzt (vgl. IEA 2019, S.70).

Die Vorkettenbelastung der Erdgasimporte liegt in dieser (methodisch eingeschränkten) Analyse bei knapp 50 bis über 250 kg CO₂e/boe. Das sind umgerechnet 29-145g CO₂e je Kilowattstunde Erdgas.

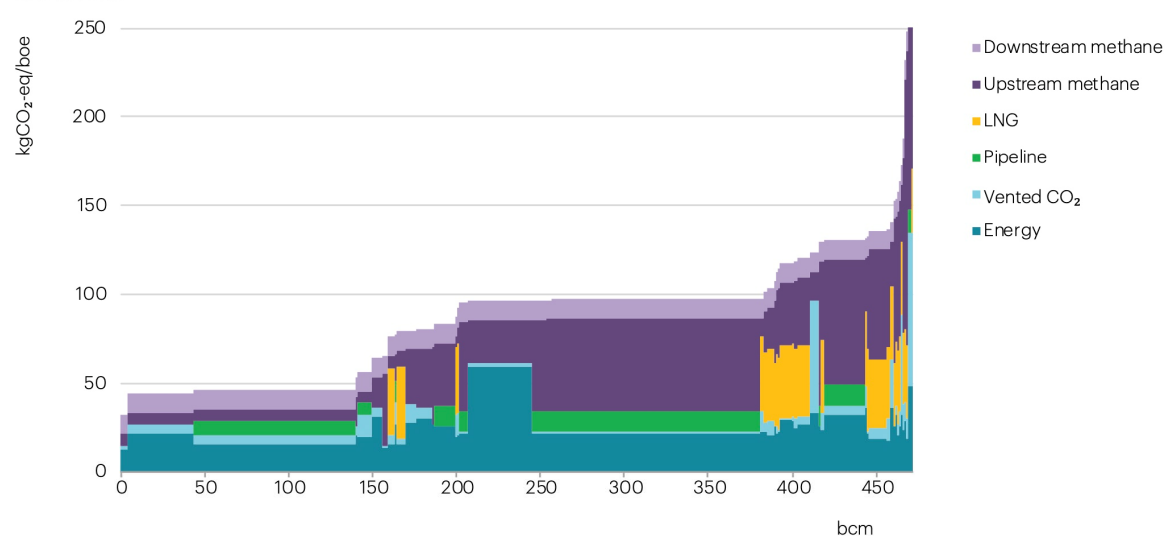
Eine durchschnittliche Vorkette erzeugt hier ca. 60g CO₂e/kWh. Legt man ein GWP100 von 36 zugrunde, sind es etwa 70g. Das sind im globalen Vergleich durchschnittliche Werte (vgl. Kap.6). Hinzu kommen die Gasemissionen, die wie erwähnt den Ölversorgungsketten zugerechnet werden können. Die IEA-Analyse bleibt mit diesen Zahlen deutlich unter den Werten, die in Spezialstudien ermittelt wurden (vgl. Kap.7.5).

Der größte Teil der Emissionen entsteht Upstream, also bei der Erschließung der Felder und bei der Erdgasförderung. In besonders belasteten Ketten spielen auch die LNG-Emissionen eine große Rolle. Das bedeutet energiepolitisch, dass der größte Teil der Belastung bereits außerhalb der EU entsteht und insofern auch nur indirekt beeinflusst werden kann.

Die wichtigsten Gasimportquellen der EU haben laut IEA (Methane Tracker) sehr unterschiedliche Klimaprofile. Diese Daten werden in den kommenden Jahren an Relevanz gewinnen, da die heimische Gasförderung in der EU steil sinkt (Niederlande) und Norwegen bestenfalls mit einer Stagnation der Volumen rechnen kann. Damit verlieren die Länder mit der besten

Minimising indirect emissions is critical to the environmental case for natural gas in the European Union

Indirect GHG emission intensity from the production, processing, and transport of gas consumed in the European Union, 2018



Note: boe = barrel of oil equivalent. One tonne of methane is assumed to be equal to 30 tonnes of CO₂-equivalent (the 100-year global warming potential).

Quelle: IEA 2019

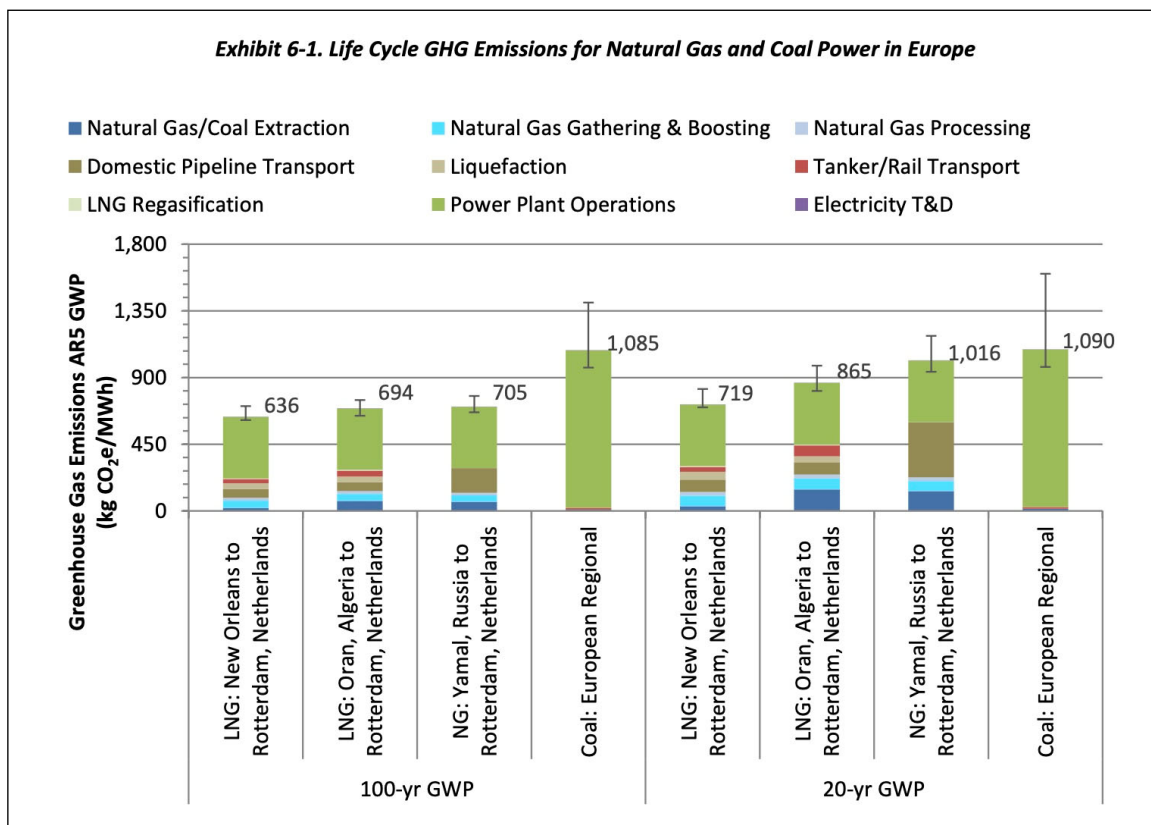
Klimabilanz in der Gasproduktion an Bedeutung (vgl. Stern 2020).

In Russland ist die Lage nicht eindeutig. Wenn das Gas aus den Gasfeldern (Dry Gas) auf der Yamal-Halbinsel über die relativ modernen Ostseepipelines (NS1/NS2) nach Deutschland kommt, sind die Klimaemissionen deutlich niedriger als bei der Route aus Westsibirien, wo hohe Mengen an Associated Gas aus Ölfeldern über alte Pipelines geliefert wird.

7.5 NETL Fallstudie EU: Pipeline vs LNG vs Kohle

Wie fällt ein Vergleich zwischen Pipelinegas, LNG-Importen und Kohle aus? Das staatliche US-Forschungsinstitut NETL hat dafür die Emissionen für die Destination Rotterdam untersucht (vgl. NETL 2019). Die Auswahl der Lieferströme ist auch für die deutsche Perspektive relevant und repräsentativ.

Insgesamt wird auch hier deutlich, dass eine Beurteilung von Erdgas, die sich auf das Kraftwerk beschränkt, zu kurz greift. Während dort je kWh nur 416g CO₂e entstehen, emittiert die Gesamtkette (Life-Cycle) je nach Herkunft um die 700g CO₂e, also fast 70% mehr.



Quelle: NETL 2019

Das NETL verwendet wie auch unsere Studie die aktuellen IPCC-Faktoren (AR5) für die Klimawirkung von Methan (36 für GWP100; 87 für GWP20).

Bei einer langfristigen Bewertung (GWP100) schneidet Erdgas in allen Fällen besser ab als die Kohle. LNG aus Algerien hat dabei ähnlich hohe Gesamtemissionen wie russisches Pipelinegas mit ca. 700g CO₂e/kWh. Amerikanisches LNG liegt nur leicht darunter mit 636g CO₂e/kWh.

Bei einer kurzfristigen Bewertung (GWP20) schwindet der Emissionsvorteil von Erdgas. LNG aus Algerien und russisches Pipelinegas liegen fast genauso hoch wie Kohle mit 1016g CO₂e/kWh. US-LNG hat hier die beste Bilanz, weist aber mit 719g ebenfalls eine sehr hohe Klimabelastung auf.

Die beiden Abbildungen (nächste Seite) zeigen die Klimabelastung der einzelnen Schritte in der Versorgungskette einschließlich Verbrennung im Gaskraftwerk: Zunächst für LNG aus den USA, im nächsten Schaubild für Pipelinegas aus Russland.

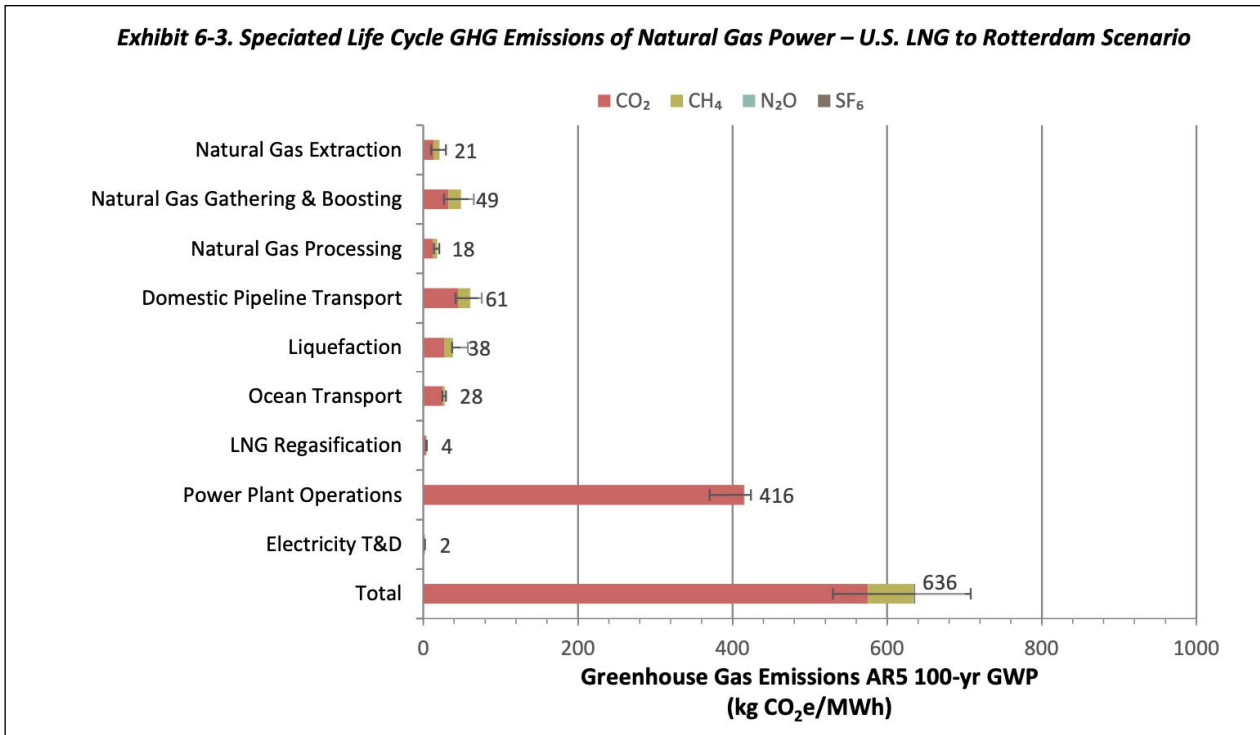
APPENDIX A: LIFE CYCLE RESULTS

Exhibit A-1. Life Cycle GHG Emissions for Natural Gas and Coal Power in Europe (IPCC AR5 GWP) (kg CO₂e/MWh)

Life Cycle Process	100-yr GWP				20-yr GWP			
	New Orleans to Rotterdam, Netherlands	Oran, Algeria to Rotterdam, Netherlands	Yamal, Russia to Rotterdam, Netherlands	European Regional Coal	New Orleans to Rotterdam, Netherlands	Oran, Algeria to Rotterdam, Netherlands	Yamal, Russia to Rotterdam, Netherlands	European Regional Coal
Natural Gas/Coal Extraction	21	66	61	9	31	145	134	14
Natural Gas Gathering & Boosting	49	48	45	0	72	74	69	0
Natural Gas Processing	18	18	17	0	25	25	23	0
Domestic Pipeline Transport	61	61	166	0	83	84	373	0
Liquefaction	38	39	0	0	53	39	0	0
Tanker/Rail Transport	28	40	0	11	32	75	0	11
LNG Regasification	4	4	0	0	5	5	0	0
Power Plant Operations	416	416	416	1,063	416	416	416	1,063
Electricity T&D	2	2	2	2	1	1	1	1
Total (Expected)	636	694	705	1,085	719	865	1,016	1,090
Low	615	644	668	969	701	811	941	973
High	709	750	778	1,408	825	982	1,183	1,602

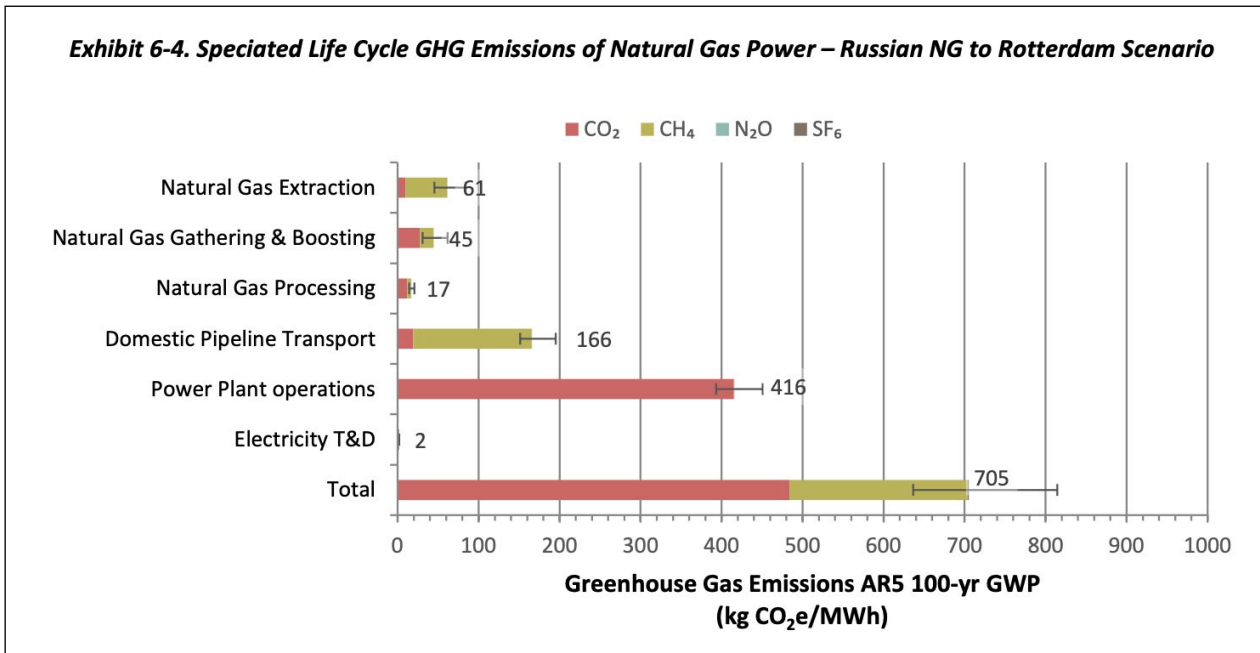
Quelle: NETL 2019

Abb. US LNG nach Rotterdam



Quelle: NETL 2019

Abb. Russisches Erdgas nach Rotterdam



Quelle: NETL 2019

8. Reaktionen in Industrie und Politik: Satelliten und Abkommen

8.1 Strategien der Öl- und Gaskonzerne

Die Öl- und Gaskonzerne stehen mittlerweile weltweit unter Druck, die Klimabilanz ihrer Aktivitäten an die politischen Klimaziele anzupassen. Die meisten großen institutionellen Investoren fordern ein detailliertes Klimareporting, um nicht ihrerseits durch ihre Kunden und NGOs unter Druck zu geraten.

Nachdem lange Zeit Themen wie die Ölverschmutzung im Vordergrund standen, wird nun auch Erdgas zu einem wichtigen Aspekt der Umweltbilanz der Konzerne.

Eine Analyse von 25 der größten Gas- und Ölkonzerne durch Wood Mackenzie offenbart die Risiken, die von den Methanemissionen in den Gas- und Öllieferketten ausgehen (vgl. WoodMackenzie 2019).

Klammert man die Belastung durch Methanemissionen aus, werden die Upstream-Emissionen dieser Gruppe in den nächsten 10 Jahren um 11% steigen, wenn die geplanten Investitionen umgesetzt werden.

Einschließlich der Methanemissionen steigt die Klimabelastung jedoch mit +39% weitaus schneller. Die Abbildung zeigt, dass vor allem die Klimabilanz von Schiefergas und Schieferöl durch Methan belastet wird.

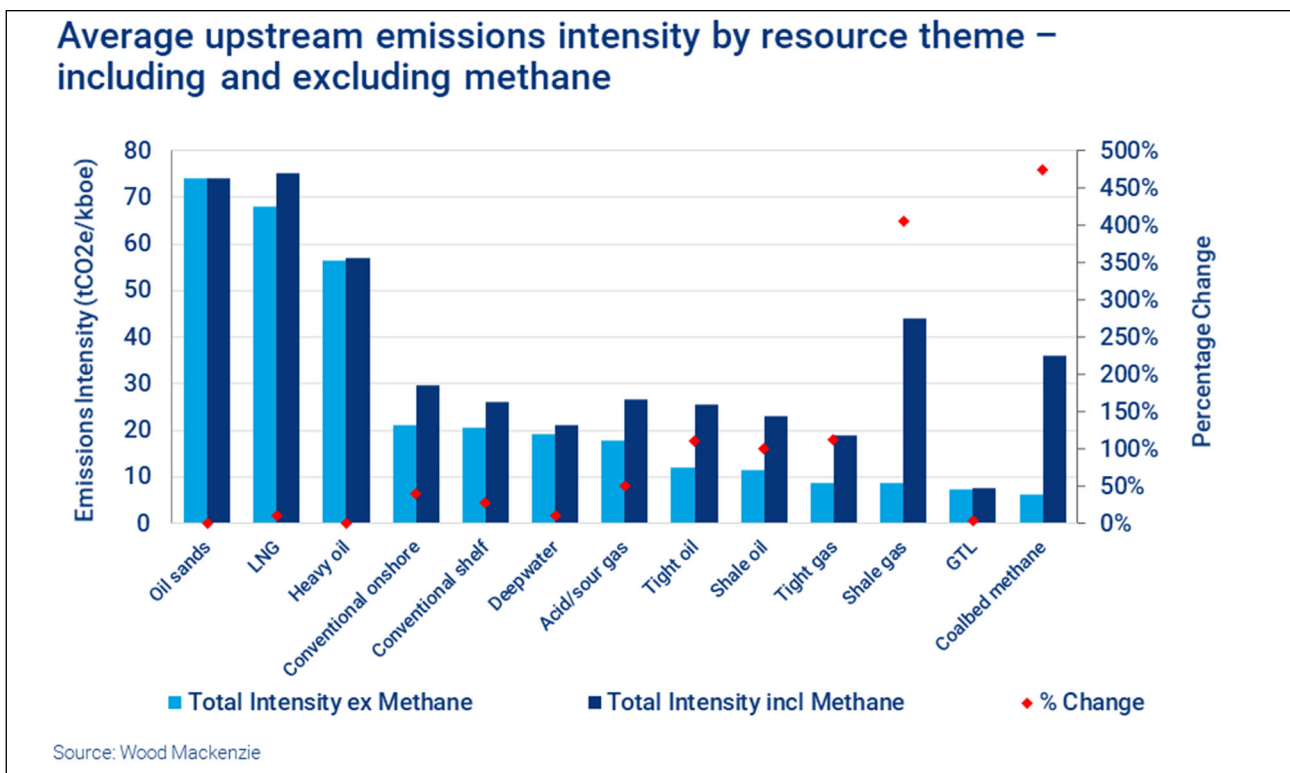
Die Gas- und Ölbranche ist sich der energiepolitischen Risiken durch die Methanemissionen zumindest teilweise bewusst. 52 Konzerne haben sich im Jahr 2020 in der Oil & Gas Methane Partnership (OGMP) verpflichtet, diese Klimabelastung genauer zu erfassen und nachweislich zu reduzieren. Bis 2030 sollen sie um 45%, bis 2050 um 60-70% reduziert werden, wobei das Ausgangsniveau allerdings etwas unklar ist. Bis 2050 soll die Belastung nahezu auf Null fallen.

Unterzeichner sind bislang die vier großen europäischen Öl- und Gasmultis (BP, Shell, Total, Equinor) sowie die deutsche Wintershall Dea und mehrere Midstream-Konzerne (Pipelines, Speicher). Gazprom, Qatar und die amerikanischen LNG-Exporteure gehören nicht dazu (vgl. Schaudwet 2020). Die EU-Kommission begrüßt die Initiative, die wohl auch eine Reaktion auf die geplanten Maßnahmen im Rahmen der EU-Methanstrategie darstellen.

Ausweichstrategien: Wasserstoff und CCS

Die CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Erdgas in Kraftwerken oder bei der Wasserstoffherstellung stellen die größten Klimabelastungen dar. Die Gasindustrie sucht auch hier nach strategischen Auswegen. Die Abspaltung und Speicherung von CO₂ (CCS) und die Produktion von Blauem Wasserstoff spielen dabei eine zentrale Rolle.

Als Blauen Wasserstoff bezeichnet man eine Wasserstoffproduktion, die Wasserstoff durch den Einsatz von Erdgas herstellt. Dabei entstehen bislang hohe CO₂-Emissionen. Das



Quelle: WoodMackenzie 2019

Treibhausgas soll jedoch in Zukunft abgeschieden und unterirdisch eingelagert werden (CCS, Carbon Capture and Storage). Dafür eignen sich insbesondere alte Gasfelder oder saline Strukturen unter der Nordsee.

Das Treibhausgas muss für Jahrtausende sicher unter der Erde verbleiben. Die Speicherung sollte im Porenraum von tiefen Gesteinen unter 800m Tiefe erfolgen. Der hohe Druck verringert dort das Volumen des eingepressten CO₂.

Diese Kombination aus traditioneller Wasserstoffproduktion aus Erdgas (Grauer Wasserstoff) und CCS ermöglicht die Herstellung von sog. Blauem Wasserstoff.

Die bisher veröffentlichten Strategiepapiere in Berlin oder Brüssel geben allerdings Grünem Wasserstoff den Vorzug, also der Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom, da nur auf diesem Pfad eine klimapolitisch saubere Lösung möglich ist. Blauer Wasserstoff wird als alternative Übergangslösung jedoch nicht ausgeschlossen.

Insofern ist das Rennen noch offen, denn die Gaswirtschaft, die Ölkonzerne und Teile der chemischen Industrie werben nach wie vor für Blauen Wasserstoff, der im Erdgaspfad erzeugt wird.

Blauer Wasserstoff ist jedoch weit davon entfernt, klimaneutral zu sein. Neben den Vorkettenemissionen von Erdgas müssen bei Blauem Wasserstoff zusätzlich die Restemissionen im Produktionsprozess beachtet werden.

Selbst aufwendige CO₂-Abscheidungsanlagen könnten nicht das gesamte CO₂ einfangen, sondern auch in Neuanlagen nur um die 90 Prozent. Bei einer Nachrüstung der bestehenden, gerade in Europa recht alten SMR-Anlagen, läge dieser Prozentsatz sogar deutlich darunter bei 60-70 Prozent.

Studien zeigen, dass Grüner Wasserstoff aus Ökostrom dem Blauen Wasserstoff auf mittlere Sicht nicht nur klimapolitisch, sondern auch bei den Kosten klar überlegen ist (vgl. Bukold/Claußner/Huneke 2020).

In der Praxis deutet sich außerdem ein Mangel an CO₂-Speicherkapazitäten für deutsche Produzenten von Blauem Wasserstoff an. Die Ausbaupläne in der Nordsee richten sich fast ausschließlich an Emittenten der Anrainerstaaten. Aus dem

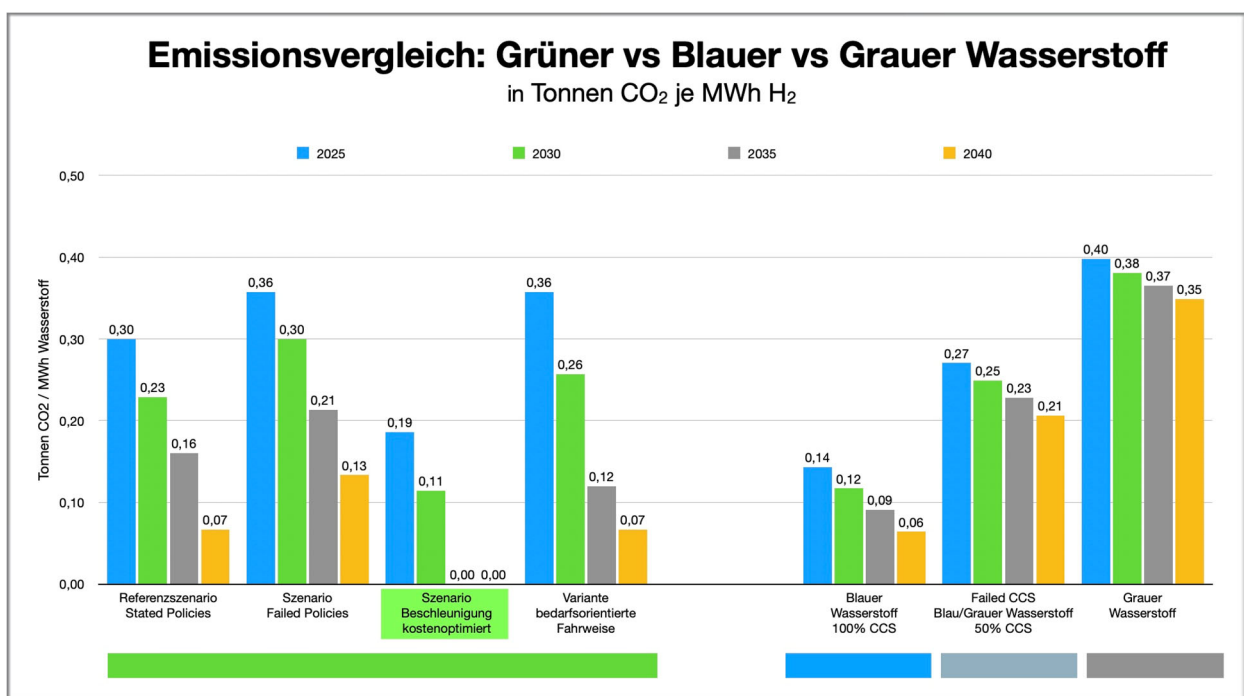
Blauen Wasserstoff wird so de facto wieder traditioneller Grauer Wasserstoff.

Selbst wenn diese CO₂-Speicher zur Verfügung stehen sollten, blockiert dieser Pfad wertvolle Speicheroptionen für Sektoren, in denen eine Dekarbonisierung schwierig bleibt, oder auch für später notwendige Negativemissionen (DAC, BECCS). Daraus wird langfristig ein Nullsummenspiel für den Klimaschutz.

Die tatsächlichen Marktpreise könnten für CCS sehr hoch liegen, falls das Angebot an Pipelinekapazitäten und Lagerstätten knapp bleibt. Es wäre plausibel anzunehmen, dass die Anbieter von CO₂-Speichern Preise im Markt durchsetzen, die in der Nähe der CO₂-Kosten ihrer Kunden liegen.

Einerseits werden die Kosten für die CCS-Anbieter mit steigender Erfahrung und vernetzter Infrastruktur fallen. Andererseits wächst jedoch ihre Marktmacht, da eine Verschärfung der Klimapolitik diese CCS-Kapazitäten zu einem knappen Gut macht, dessen Wert durch höhere CO₂-Abgaben steigt.

Zudem stoßen CCS-Projekte in vielen Ländern, darunter auch Deutschland, auf große Akzeptanzprobleme. Viele Projekte mussten deshalb in der Vergangenheit aufgegeben werden. Deutschland, auf große Akzeptanzprobleme. Viele Projekte mussten deshalb in der Vergangenheit aufgegeben werden.



Quelle: Bukold/Claußner/Huneke 2020

Der Widerstand speist sich aus einer Vielfalt von Argumenten. Während bis vor kurzem Sicherheitsbedenken und der Nutzen von CCS im Vordergrund standen, wird mittlerweile auch kritisiert, dass CCS den Weg zu genuin grünen Lösungen blockiert und den fossilen Technologiepfad über Jahrzehnte in die Zukunft fortschreibt. CCS gilt zunehmend als "Old Tech", die auch industriepolitisch aufs Abstellgleis führt.

Die geologischen Risiken sind umstritten. Das UBA verweist auf mögliche Leckagen. Das CO₂ könnte Schadstoffe im tiefen Boden freisetzen und salziges Grundwasser aus den tiefen Aquiferen bis in oberflächennahes süßes Grundwasser verdrängen. Das Monitoring sei schwierig und kaum erprobt. Die BGR ist optimistischer und sieht nur geringfügige Risiken, wenn sorgfältig vorgegangen wird. Alte Erdgaslagerstätten seien die ideale Lösung, da sie erprobtermaßen seit Jahrtausenden Gase zurückhalten können.

Die Diskussion um CCS und Blauen Wasserstoff lenkt jedoch von den Vorkettenemissionen von Erdgas ab. Solange die Erdgasexporteure ihre Lieferketten nicht emissionsfrei gestalten können, ist Blauer Wasserstoff keine Option für eine klimaneutrale Energieversorgung.

8.2 Die Methanstrategie der EU 2020

Die EU-Kommission hat im Oktober 2020 einen Plan zur Reduzierung von Methan-Emissionen vorgelegt (vgl. EU Commission 2020).

Bisher galt das Ziel, die Mengen von 2005 bis 2030 um 29% zu reduzieren. Da mittlerweile auch das allgemeine Klimaziel der EU bis 2030 angehoben wurde (55% Reduktion im Zeitraum 1990-2030), sollen nun auch die Methanemissionen ambitionierter angegangen werden und um 35-37% schrumpfen.

Doch dafür gab es bisher kein ausgearbeitetes Programm. Die im Oktober vorgelegte Strategie präsentiert einen Policy-Rahmen und allgemeine Pläne für den Energiesektor, die Landwirtschaft sowie die Abfallwirtschaft. Dabei ist sie zwar sachlich umfassend, gibt allerdings noch keine konkreten Minderungsziele vor.

Dafür sollen jedoch im Laufe des Jahres 2021 erste Vorschläge präsentiert werden, die insbesondere auf Anregungen aus dem European Green Deal und Initiativen der Weltbank zurückgreifen (Zero Routine Flaring Initiative; Global Gas Flaring Reduction Partnership).

Im Zentrum stehen dann die Verpflichtung zur Erfassung und Mitteilung von Methanemissionen durch die Gasindustrie und andere relevante Sektoren. Auch soll das routinemäßige Flaring und Venting schrittweise beendet werden.

Eine wichtige Rolle spielt dabei das Copernicus-Satellitenprogramm (Copernicus Atmosphere Monitoring Service, TROPOMI - Tropospheric Monitoring Instrument), das eine Erfassung von Methanlecks fast in Echtzeit ermöglicht. Sie können dann am Boden oder durch Drohnen genauer analysiert werden.

Auch wenn die Methanstrategie im Moment noch etwas vage wirkt, wird sie in den kommenden Jahren erhebliche Auswirkungen auf die Erdgasbranche innerhalb der EU und weltweit haben. Nach den Reporting-Vorschriften im Jahr 2021 sollen bis 2024 bindende Emissionsvorgaben folgen.

Eine Art "Methan Supply Index" wird dann immer schärfere Vorgaben an die Erdgaslieferanten und den Downstream-Sektor formulieren.

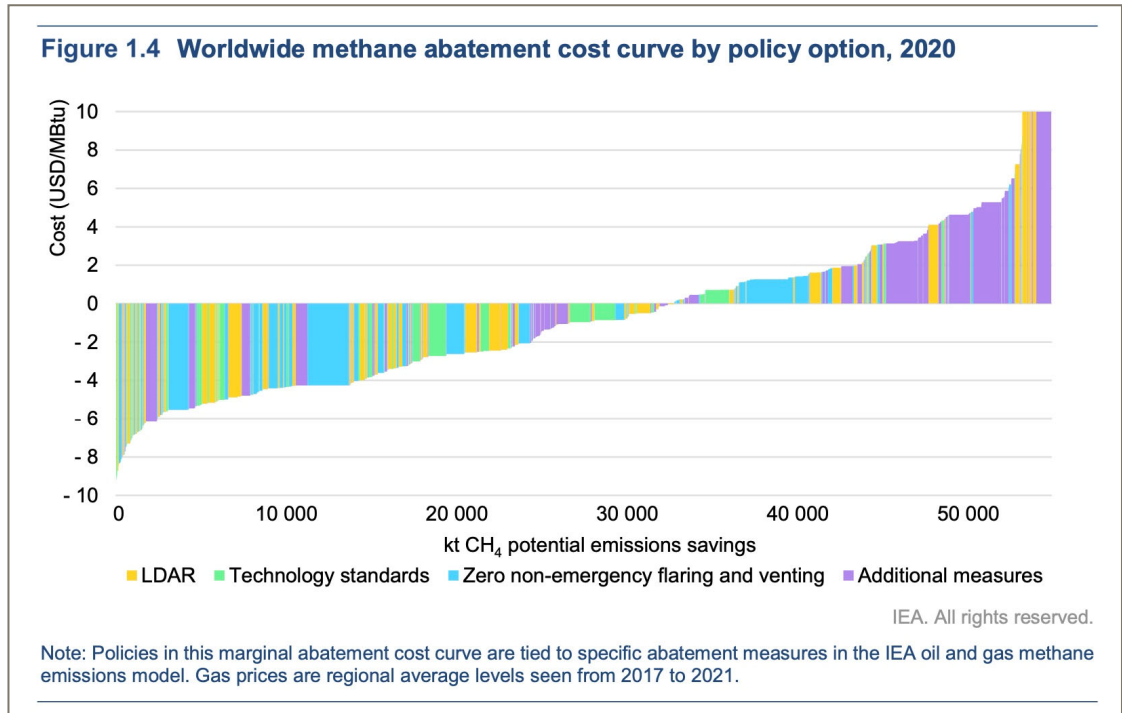
Die Methanpolitik der EU wird insbesondere die Exportländer unter Druck setzen (vgl. Stern 2020, Energate 2020d, Energate 2020e). Während Norwegen schon heute hohe Reporting-Standards erfüllt, ist das bei Russland, USA, Algerien, Qatar oder Nigeria noch nicht der Fall. Diese sechs Länder sind für 95% der EU-Gasimporte verantwortlich.

Dabei steht Russland besonders stark unter Druck, denn anders als die LNG-Exporteure kann das Land seine Pipeline-Lieferungen nicht in Regionen mit weniger strikten Vorschriften lenken (vgl. Stern 2020).

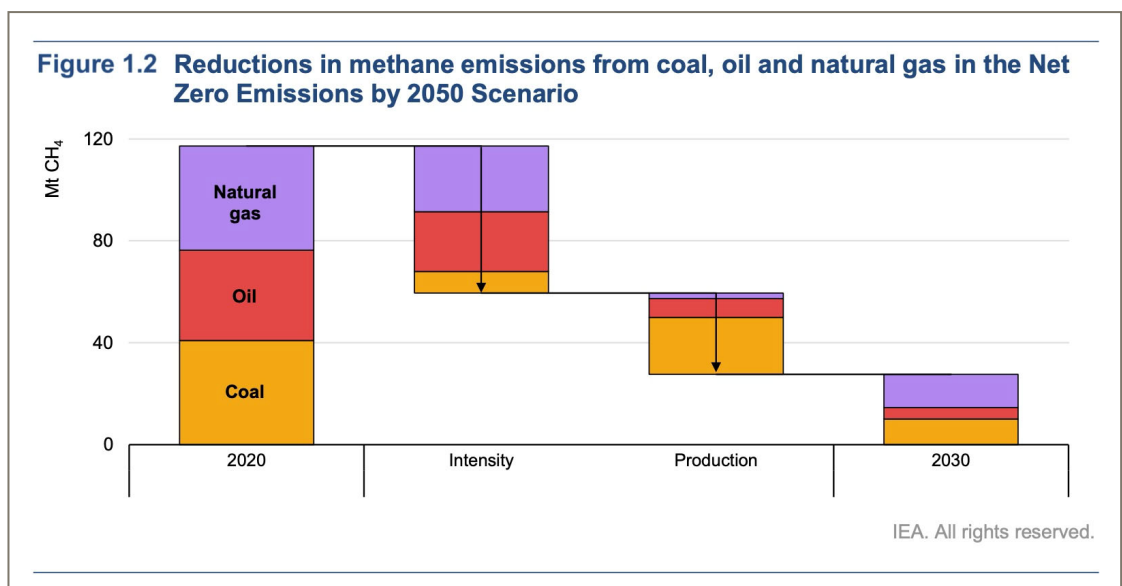
Andererseits eröffnet die Methanpolitik den Exporteuren auch neue Optionen. Wer nachweislich geringe Emissionen erzeugt, kann höhere Preise im Markt durchsetzen, wenn die Endverbraucher bereit sind, für ein "Grünes Erdgassiegel" höhere Preise zu zahlen.

8.3 Der Methan-Aktionsplan der IEA

Die Internationale Energieagentur hat im Oktober 2021 einen Bericht zum Thema Methan veröffentlicht (vgl. IEA 2021c). Darin schlägt sie Maßnahmen vor, die im Rahmen ihrer Net Zero Roadmap den Umfang der Methanemissionen von 2020 bis 2030 um 75% reduzieren können.



Quelle: IEA 2021c



Quelle: IEA 2021c

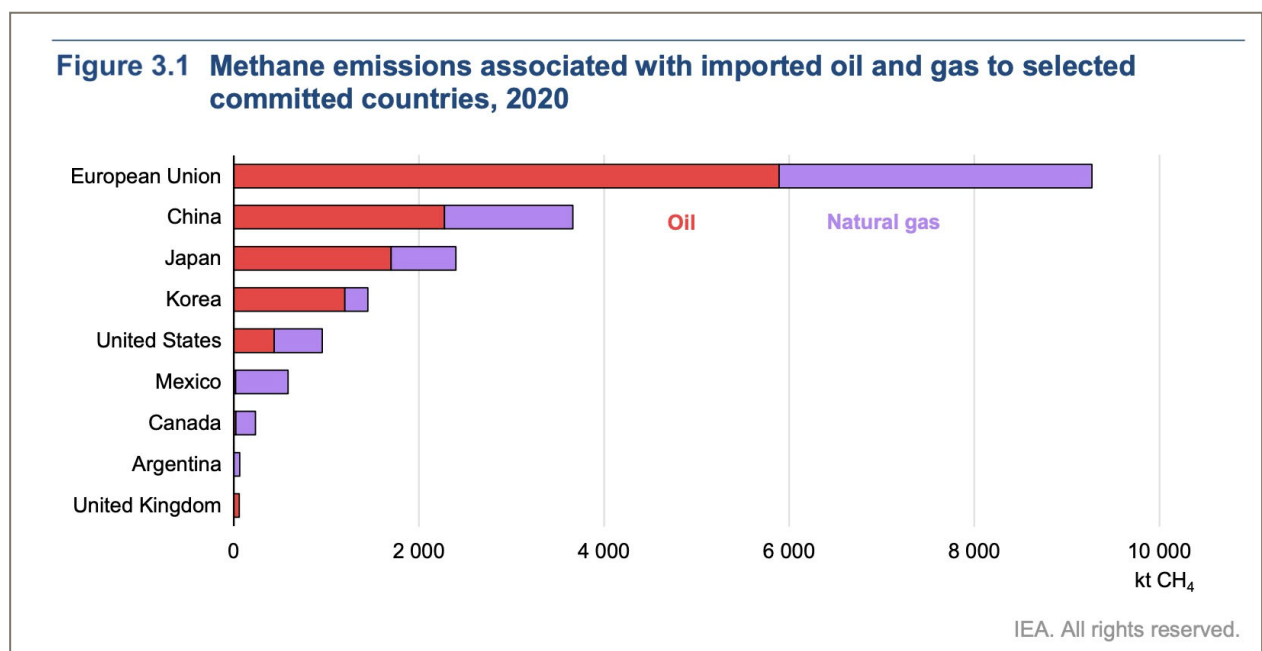
Der Aufwand ist überschaubar. Für Öl und Gas gilt, dass 45% der Methanemissionen sogar kostenneutral vermieden werden können. Bei der Kohle ist der Aufwand am höchsten, da die Methanquellen räumlich stark verteilt und schwer aufzuspüren sind. Am leichtesten wäre der Klimaschutz im Gassektor zu bewerkstelligen.

Die enormen Unterschiede in der Klimabilanz zwischen einzelnen Lieferketten und zwischen einzelnen Unternehmen machen deutlich, dass große Spielräume vorhanden sind.

Da Öl und Gas in großem Umfang in die EU importiert werden, kann die Europäische Union über die Auswahl der Importquellen Einfluss auf die Methanpolitik der Lieferanten nehmen.

Über 9 Mio. Tonnen Methanemissionen, also über 10% der globalen Menge von ca. 80 Mio.t im Jahr 2020, wird in den Öl- und Gaslieferketten für den Verbrauch in der EU verursacht.

Es gibt zahlreiche Einzelmaßnahmen, die Methanemissionen mit überschaubarem Aufwand stark zu reduzieren. Dazu gehört die vorgezogene Modernisierung etwa von Ventilen oder Pumpen, der Einbau von Kontrollanlagen, Blowdown Capture oder auch Leckagedetektoren und Leckagereparatur (LDAR)



Quelle: IEA 2021c

sowie der Ausbau der Satellitenüberwachung, um Lecks frühzeitig aufzuspüren und zu beseitigen.

Flowback-Emissionen bei der Erschließung von Öl- und Gasvorkommen, also in der Phase von der Bohrung bis zum Start des Regelbetriebs, können durch technische Maßnahmen extrem reduziert werden. RECs (Reduced Emissions Completions) fangen das Gasgemisch ab, leiten es weiter oder fackeln es ab. Dadurch können die Emissionen in der Erschließungsphase um 75-99% verringert werden (vgl. Balcombe 2017). Die Emissionen von unkonventionellen und konventionellen Gasfeldern kommen durch diese REC-Anlagen in eine ähnliche Größenordnung.

Dort, wo das Reporting besser ist, gelingt die Reduzierung der Methanemissionen überraschend schnell (Bsp. Norwegen/Niederlande), so die Einschätzung der IEA. Auf der anderen Seite wird auch deutlich, dass die Methanemissionen in Ländern mit schwacher behördlicher Aufsicht und laxen operativen Standards weitaus höher sein könnten als bislang vermutet (vgl. IEA 2020b).

8.4 Das wichtigste Instrument: Satelliten

Satelliten wie Sentinel 5 (Tropomi/Copernicus) oder GHGSat können größere Methanlecks rasch und regelmäßig erfassen. In den kommenden Jahren werden weitere Satelliten hinzukommen, die auch kleinere Lecks aufspüren. Die französische Firma Kayrros macht Tropomi-Daten den Behörden oder Unternehmen zugänglich (vgl. Stern 2020).

Allein im Jahr 2020 entdeckte Kayrros knapp 500 große Methanlecks, die ohne Satellitenüberwachung unentdeckt bzw. nicht gemeldet worden wären (vgl. IEA 2021c).

Zwischen den Ländern zeigen sich dabei große Unterschiede, die nicht unbedingt mit dem Umfang der Erdgasproduktion korrelieren. Während die Satelliten über Saudi-Arabien nur etwa 10.000 Tonnen Methan aus großen Methanlecks entdecken konnten, waren es über Irak 100.000 Tonnen und über Turkmenistan sogar 2 Mio. Tonnen (vgl. Kayrros 2020a).

Aber der Ansatz hat auch Grenzen (vgl. Stern 2020): Offshore-Lecks sind nur schwer aus dem Orbit erkennbar. Dasselbe gilt für schneebedeckte oder sehr feuchte Regionen.

Fast täglich entdecken Satelliten große Methanwolken, die bei der Öl- und Gasförderung weltweit ungehindert in die Atmosphäre entweichen (vgl. Bukold 2021).

1. Kayrros zählte seit 2019 bis heute entlang eines kurzen Abschnitts (60 km) der Brotherhood Pipeline, die auch Deutschland mit Gas versorgt, 44 große Methanwolken. Weitere 33 Methanwolken wurden entlang der Northern Lights und Yamal Pipeline entdeckt. Wenn man unterstellt, dass jede dieser Störungen nur 6 Stunden dauerte, wurden allein bei diesen Vorfällen 40.000 Tonnen Methan frei. Das entspricht der Klimawirkung von 3,2 Mio. Tonnen CO₂e (vgl. Bloomberg 2021a)

2. Reparaturarbeiten von Gazprom Anfang Juni führten zur Freisetzung einer riesigen Methanwolke. Dabei wurden 395 Tonnen Methan pro Stunde frei. Sie hatte die dieselbe Treibhausgaswirkung wie die Verbrennung von 350.000 Fass Öl (vgl. Bloomberg 2021a).

Large methane emissions from oil and gas operations detected by satellite, 2020



Source: Kayrros analysis based on modified Copernicus data.

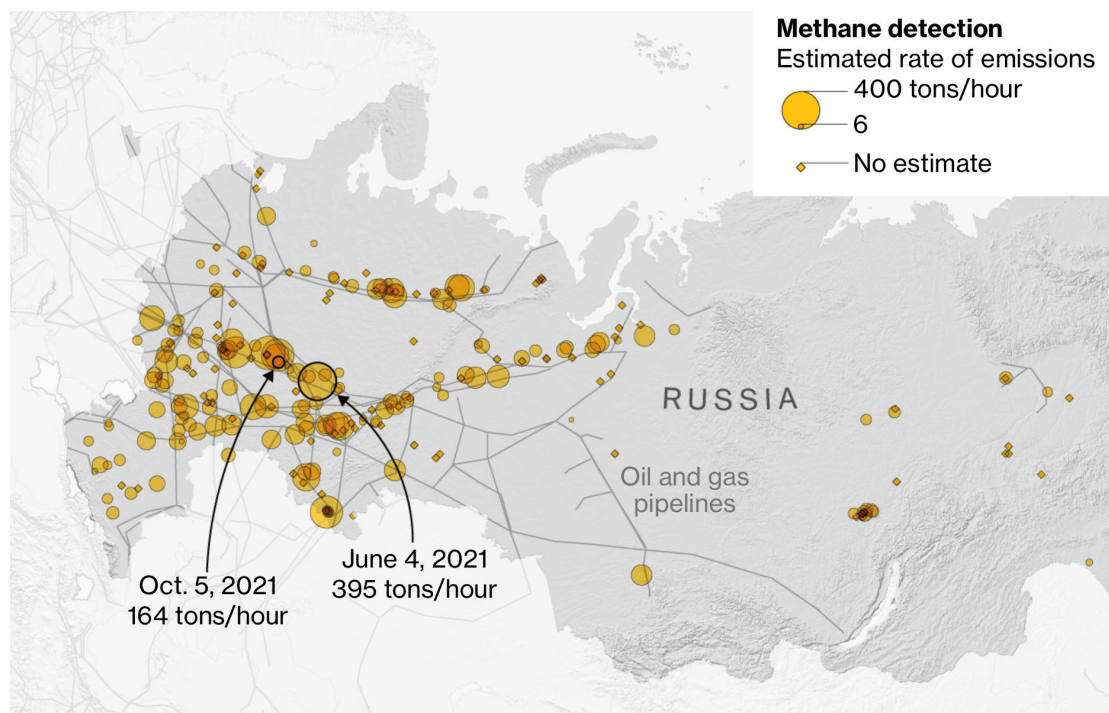
Quelle: IEA 2021b

3. Im September wurde ein Methanleck nördlich von Basra im Irak. Dabei entwichen 130 Tonnen Methan pro Stunde in die Atmosphäre. Legt man einen Wirkungszeitraum von 20 Jahren an (Faktor 87 CH₄/CO₂), entspricht das dem Treibhausgasereffekt von 271.000 Tonnen CO₂ pro Tag. Zum Vergleich: Das entspricht etwa 13% der gesamten deutschen CO₂-Emissionen. Oder anders formuliert: Acht dieser Lecks verursachen dieselben Klimaschäden wie ganz Deutschland (vgl. Bukold 2021).

4. Im August identifizierten die Geoanalytiker von Kayrros eine ganze Serie von Methanlecks etwa 500 km südlich von Algiers. Das größte Leck entließ geschätzt 121 Tonnen Methan pro Stunde, also eine ähnliche Größenordnung wie im Irak.

Russia's Polluting Pipelines

Natural gas used in European electricity grids and factories comes at a cost for the climate



Note: Data show methane concentrations from oil and gas sources observed by satellite between Jan. 2019 and Oct. 2021. Size reflects estimated emissions rates and not the scale of plumes. This is a sampling of Russian emissions and not comprehensive.

Source: Kayrros SAS; Oil and Gas Infrastructure

Quelle: Bloomberg 2021a

5. Im Oktober 2021 entdeckte Kayrros eine große Methanwolke in West-Russland (vgl. Bloomberg 2021). Sie entstand offenbar während der Reparatur einer Pipeline, wie Gazprom mitteilte. Dabei wurden 164 Tonnen Methan pro Stunde frei (vgl. Bukold 2021).

6. Genauere Satellitendaten, die flächendeckend Öl- und Gasregionen in den USA und Kanada analysieren, erfassten weit aus höhere Methanemissionen der Öl- und Gaskonzerne als den Behörden gemeldet wurden. Die größte Klimabelastung ging dabei von Shell und Chevron aus, gefolgt von ConocoPhillips, Marathon Oil and ExxonMobil (vgl. Bukold 2021).

Die größte spezifische Belastung wird jedoch von privaten, kleineren Öl- und Gasfirmen verursacht, die ohne Aktionäre und oftmals unter dem Radar der Medien arbeiten.

Besonders die Daten über Shell überraschten jedoch, da der Konzern ein ambitioniertes Methanemissionsziel verkündet hatte. In einer ersten Reaktion insistierte der Konzern, dass er diesen Richtwert einhält. Die Forscher führen einen Teil der Diskrepanz auf Emissionen aus stillgelegten Bohrlöchern zurück und eventuell auf zeitliche Probleme bei der Erfassung, da Shell einige Assets an kleinere Firmen verkauft hat.

7. Das Problem der „Abandoned Wells“ bleibt jedoch bestehen: In den USA gibt es Hunderttausende stillgelegter Bohrlöcher, insbesondere in den Schiefergas- und Schieferölregionen. Erst allmählich wird die damit verbundene Klimabelastung deutlich (vgl. Bloomberg 2021c).

Für die Klimabilanz des Blauen Wasserstoffs, der auf Erdgasimporte angewiesen ist, verheißt das nichts Gutes: Die genaue Erfassung der Upstream-Emissionen ist mühsam, wenn nicht sogar unmöglich, wenn z.B. am LNG-Exportterminal die Gasmengen aus unterschiedlichen Gasfeldern und ggf. noch aus Ölfeldern als Associated Gas vermischt werden. Eine verlässliche Klima-Zertifizierung wird wohl nur bei den wenigsten Upstream-Ketten gelingen. Nur bei norwegischen Gaslieferungen erscheinen die Probleme vergleichsweise übersichtlich.

8.5 Aktueller Stand - Methanemissionen im Zentrum der Klimapolitik

Zertifizierung von Lieferketten

Finanzdienstleister und Erdgasfirmen sehen mittlerweile die Reduzierung von Vorkettenemissionen als Chance, höhere Preise für "Premium"-Lieferungen im Markt durchzusetzen.

Dafür ist eine unabhängige Zertifizierung und Überwachung notwendig. Ansätze sind Project Canary oder die MiQ-Zertifizierung, eine Kooperation des Sustainability-Consultants Systemiq mit RMI, früher Rocky Mountain Institute (vgl. Bloomberg 2021b).

Die Gaslieferungen werden je nach Methanintensität in die Stufen A-F eingeteilt. Zertifiziertes Gas kann dann als RSP - Responsibly Sourced Gas - vermarktet werden (WoodMackenzie 2021).

Der große Finanzinformationskonzern S&P Global Platts und Xpansiv haben darauf aufbauend eine Benchmark und Zertifikate entwickelt (vgl. S&P Global 2021). Die Methane Performance Certificates (MPCs) machen emissionsarmes Erdgas (Zero Methan) seit Oktober 2021 handelbar. Mitte Oktober stand der Preis bei 3,9cent/MPC bzw. 6,29 \$/t CO_{2e}.

IMEO - Der Methane Watchdog

Die Vereinten Nationen und die EU haben Ende Oktober 2021 eine Monitoring-Behörde für Methaninvestitionen ins Leben gerufen (vgl. Reuters 2021e).

Das International Methane Emissions Observatory (IMEO) soll glaubwürdige und akkurate Daten über Methanemissionen sammeln und auswerten. Auch die Einhaltung der Ziele im Methan Pledge Abkommen (siehe unten) soll damit überwacht werden.

Global Methan Pledge

Einen großen Erfolg verbuchte die EU-US-Initiative eines globalen Methan Pledge, also einer Selbstverpflichtung der Staaten zur Reduzierung von Methanemissionen.

Bis Anfang November 2021 hatten sich diesem Pakt gut 90 Länder angeschlossen. Er trat am 2. November 2021 offiziell in Kraft.

Bis 2030 wollen diese Länder ihre Methanemissionen gegenüber 2020 um mindestens 30% reduzieren. Die schnellsten Erfolge können erreicht werden, wenn der Verbrauch von Öl und Gas insgesamt reduziert und die Infrastruktur der Öl- und Gasindustrie angepasst und besser überwacht wird (vgl. Reuters 2021d).

Quellenverzeichnis

- Adams-Heard,R./Rathi,A. 2020: When the Flames Go Out, the Permian's Methane Problem Worsens, Bloomberg 30.4.2020.
- AG Energiebilanzen 2019: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019, Stand März 2020.
- AG Energiebilanzen 2020: Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal 2020, Stand Dezember 2020.
- Alvarez,R., Zavala-Araiza,D. et al. 2018: Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain, in: Science 361 (6398), 186-188, 21. Juni.
- Appunn,K., Eriksen,F., Wettengel,J. 2020: Germany's greenhouse gas emissions and energy transition targets. Climate & CO₂; CLEW 21.12.2020.
- Argus 2020: Biden under pressure to quickly regulate methane; <https://www.argusmedia.com/en/news/2167546-biden-under-pressure-to-quickly-regulate-methane>, 9.12.2020.
- Balcombe,P., Anderson,K. et al. 2017: The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions; ACS Sustainable Chem. Eng. 2017, Issue 5.
- Balcombe,P., Speirs,J. et al. 2018: Methane emissions: choosing the right climate metric and time horizon; Environmental Science: Processes & Impacts, 10/2018.
- Bazilian 2019: The United States 'Gas Flare-Up'; <https://foreignpolicy.com/2019/07/28/the-united-states-gas-flare-up/>; Download am 18.12.2020.
- BDEW 2020: Daten und Grafiken, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-wohnungsneubau/> sowie <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-beheizungsstruktur-wohnungsbestand/> (abgerufen am 15.Dez.2020).
- BGR 2020: Klimabilanz von Erdgas, Hannover.
- Bloomberg 2020: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-10-22/engie-pushes-back-7-billion-u-s-lng-decision-on-green-concerns>, Bloomberg 22.10.2020.
- Bloomberg 2020a: Fall in US gas flaring gives cause for optimism, 12.8.2020.
- Bloomberg 2020b: Exxon Knows Its Carbon Future And Keeps the Data From View, 23.12.2020.
- Bloomberg 2020c: EPA Estimate Undercounts Methane Emissions, Environmentalists Say, 17.4.2020.
- Bloomberg 2020d: Big Oil Has a Long Way to Go on Setting Emissions Targets, 11.11.2020.
- Bloomberg 2021: Big Methane Plume Seen From Space On Day Of Russian Pipe Repair, 25.10.2021.
- Bloomberg 2021a: Russia's Gas Pipelines May Save Europe This Winter But Worsen Climate Change, 1.11.2021.
- Bloomberg 2021b: Exxon to Have Gas Graded for Methane Leaks Amid Climate Push, 7.9.2021.
- Bloomberg 2021c: An Empire of Dying Wells, 12.10.2021.
- Bukold, Steffen 2020a: Verbraucherpreise für Erdgas. Trends und Daten 2014-2021, Hamburg.
- Bukold, Steffen 2020b: Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades, Hamburg.
- Bukold, Steffen 2020c: 25 Jahre nach Brent Spar. Offshore Öl- und Gasförderung in der Nordsee - eine Bestandsaufnahme, Hamburg.
- Bukold 2021: Methanemissionen und Blauer Wasserstoff, 2.9.2021 (<https://www.energycomment.de/methanemissionen-und-blauer-wasserstoff/>).
- Bukold,S./Claußner,M./Huneke,F. 2020: Grün oder Blau? Wege in die Wasserstoff-Wirtschaft 2020 bis 2040, Hamburg.

BVEG 2020: Statistischer Bericht 2019, Hannover/Berlin.

Chandler, David 2019: The uncertain role of natural gas in the transition to clean energy, MIT News Office. <https://news.mit.edu/2019/role-natural-gas-transition-electricity-1216>, Download am 23. Dez. 2020.

Crow,D., Balcombe,P. et al. 2019: Assessing the impact of future greenhouse gas emissions from natural gas production; Sustainable Gas Institute, Imperial College London, London (Juni 2019).

EIA 2020: Natural gas venting and flaring in North Dakota and Texas increased in 2019; www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46176; 8.12.2020.

Energate 2018: Methanschlupf: Südlicher Gaskorridor nicht besser als Kohle, energate 1.2.2018.

Energate 2018a: Umstieg auf LNG teuer und ohne große Wirkung, energate 27.06.2018.

Energate 2019a: Evaluierungsbericht: KWK-Förderung an Treibhausgasemissionen koppeln, energate 1.7.2019.

Energate 2019b: Deloitte-Studie: Steinkohlekraftwerke können Erneuerbare unterstützen, energate 5.11.2019.

Energate 2019c: Die Klimabilanz von LNG-LKW im Praxistest, energate 24.9.2019.

Energate 2020a: Förderindustrie betont Potenzial von Erdgas; energate 16.3.2020 (Thorsten Czechanowsky)

Energate 2020b: Alte Bohrlöcher sorgen für Methanlecks in der Nordsee, 31.7.2020.

Energate 2020c: Rodewaldt: "Die Branche nimmt das Thema Methanschlupf sehr ernst", energate 26.02.2020.

Energate 2020d: US-Wahl ändert wenig an Erdgas-Handelsbeziehungen, energate 6.1.2020.

Energate 2020e: Gastkommentar von Constantin Zerger: "Freiwillige Initiativen der Gaswirtschaft zur Methan-Reduktion reichen nicht", energate 28.9. 2020.

Energate 2020f: Interview mit Christian Bussau, Greenpeace: "Methanlecks in der Nordsee sind besorgniserregend", energate 19.8.2020.

EU Commission 2020: Communication on an EU strategy to reduce methane emissions, COM(2020) 663 final, Brussels 14.10.2020.

Financial Times 2020: Gas flaring hits highest level in a decade, FT 3.8.2020.

Financial Times 2020a: Trump administration overturns rules on methane leaks, FT 14.8.2020.

Fowlie, Meredith 2020: Satellite monitoring of Methane leaks makes policing them more effective; <https://energypost.eu/satellite-monitoring-of-methane-leaks-makes-policing-them-more-effective/>.

Gardarsdottir, Stefania 2021: Assumptions Matter When Assessing Blue & Green Hydrogen, SINTEF 25.8.2021 <https://blog.sintef.com/sintefenergy/assumptions-matter-when-assessing-blue-green-hydrogen/>

Gazprom 2020: Gazprom reduces greenhouse gas emissions in 2019, 10.10.2020 <https://www.gazprom.com/press/news/2020/june/article506967/>

Groom,N./Hiller,J. 2020: U.S. oil fields flared and vented more natural gas again in 2019, <https://news.trust.org/item/20200203112531-yoq0j/>; Download am 22.12.2020.

Hall, Marshall 2020: Net Zero Targets and GHG Emission Reduction in the UK and Norwegian Upstream Oil and Gas Industry: A Comparative Assessment, OIES NG 164, Oxford (UK).

Howarth R./Jacobson M. 2021: How green is blue hydrogen? Energy Sci Eng. 2021;00:1–12, April 2021.

IEA 2018: World Energy Outlook 2018, Paris.

IEA 2019: The Role of Gas in Today's Energy Transitions, Paris.

IEA 2019a: World Energy Outlook 2019, Paris.

IEA 2020a: Sustainable Recovery, Paris.

IEA 2020b: Global methane emissions from oil and gas, Paris.

IEA 2020c: World Energy Outlook 2020, Paris.

IEA 2020d: Methane Tracker 2020. Reducing the environmental impact of oil and gas supply is a pivotal element of global energy transitions, Paris (März-Version).

IEA 2020e: Interactive country and regional estimates; <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/interactive-country-and-regional-estimates#abstract>; Download am 12.1.2021.

IEA 2020f: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/indicative-co2-capture-costs-for-coal-and-gas-fired-power-plants-by-capture-rate>; Download am 15.1.2021

IEA 2021a: Methane Tracker 2021 (<https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2021>; <https://www.iea.org/articles/methane-tracker-database>); Download am 18.1.2021.

IEA 2021b: Driving Down Methane Leaks from the Oil and Gas Industry. A regulatory roadmap and toolkit, Paris.

IEA 2021c: Curtailing Methane Emissions from Fossil Fuel Operations - Pathways to a 75% cut by 2030, Paris.

IEA 2021d: Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector, Paris 2021.

IPCC 2014: Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change; Cambridge, MA: Cambridge University Press.

Kang, M., Regehr, A. et al. (2020): Methane Emissions from Abandoned Oil and Gas Wells in Canada and the United States, in: Environmental Science & Technology 2021, 55, 1, S.563–570 (15.12.2020).

Kayrros 2020a: Close the Valve: Methane Emissions from Pipeline Networks <https://www.kayrros.com/methane-watch/>; Download am 23.12.2020.

Kayrros 2020b: <https://www.kayrros.com/quantifying-methane-emissions-the-time-is-now/>; Download am 23.12.2020.

Kiesel, Florentine 2020: Entwicklungen in der deutschen Gaswirtschaft - das Jahr 2020, BDEW-AGEB Webkonferenz; <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>, Download am 23.12.2020.

Maazallahi, H., Fernandez, J. et al. 2020: Methane mapping, emission quantification, and attribution in two European cities: Utrecht (NL) and Hamburg (DE), <https://acp.copernicus.org/articles/20/14717/2020/>.

NETL 2019: Life Cycle Greenhouse Gas Perspective on Exporting Liquefied Natural Gas from the United States: 2019 Update (National Energy Technology Laboratory DOE/NETL-2019/2041).

Öko-Institut 2020: #VerkehrswendeMythen8: LNG ist eine saubere Brückentechnologie zur Klimaneutralität für Lkw, Blog 27.10.2020.

Prager, Alicia 2020: Methan gerät in den Fokus der Politik, TSP Background 11.11.2020.

Reuters 2020: Quarter of forecast LNG supply needed by 2040 to meet 2C global warming limit - Wood Mac, Reuters 9.12.2020.

Reuters 2020a: Factbox - Big Oil's climate targets, Reuters 2.11.2020.

Reuters 2020b: Special Report: Millions of abandoned oil wells are leaking methane, a climate menace; <https://www.reuters.com/article/us-usa-drilling-abandoned-specialreport/special-report-millions-of-abandoned-oil-wells-are-leaking-methane-a-climate-menace-idUSKBN23N1NL>, 16.6.2020.

Reuters 2021: Global natural gas production down 3.6% in 2020, Reuters 11.1.2021.

Reuters 2021a: Norway's plans to raise carbon tax draw oil industry ire, Reuters 8.1.2021.

Reuters 2021b: Global LNG- Asian spot prices rise to record high, Reuters 8.1.2021.

Reuters 2021c: U.S. and Canada underestimating climate risk from abandoned oil and gas wells -study; <https://www.reuters.com/article/usa-drilling-study-idAFL1N2JV2B>, 20.1.2021.

Reuters 2021d: Nearly 90 countries join pact to slash planet-warming methane emissions, 2.11.2021.

Reuters 2021e: Global watchdog to track promised cuts to potent greenhouse gas methane, 31.10.2021.

Rystad Energy 2020: US tops upstream oil & gas CO₂ emitters list – Canada has highest intensity, Norway lowest, 28.5.2020.

S&P Global 2021: S&P Global Platts and Xpansiv Launch Methane Performance Benchmark in Natural Gas Market, 18.10.2021.

Schaudwet, Christian 2020: Gasunternehmen versprechen Methankontrolle, Tagesspiegel Background 24.11.2020.

Schulz,R./McGlade,C. et al. 2020: Putting Gas Flaring in the Spotlight, <https://www.iea.org/commentaries/putting-gas-flaring-in-the-spotlight>, Download am 22.Dez.2020.

Schütz,S., Große,C. u.a. (2015): Treibhausgas-Minderungspotenziale in der europäischen Gasinfrastruktur; DBI Gas- und Umwelttechnik, UBA Nov. 2015.

Speirs,J., Balcombe,P. et al. (2020): Natural gas fuel and greenhouse gas emissions in trucks and ships; in: Progress in Energy 2 (2020), 20.1.2020.

Stern, Jonathan 2020: Methane Emissions from Natural Gas and LNG Imports, OIES NG165, Oxford (UK).

The White House 2021: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/presidential-actions/2021/01/20/executive-order-protecting-public-health-and-environment-and-restoring-science-to-tackle-climate-crisis/>

Thinkstep AG 2017: GHG Intensity of Natural Gas Transport. Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives (Auftragsstudie für NS2 Consortium).

Traber,Thure/Fell,Hans-Josef 2019: Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz, Berlin.

UBA 2019: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018, Dessau-Roßlau.

3

UBA 2020: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2019, Dessau-Roßlau.

UBA 2021: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. Abschlussbericht, (UBA Climate Change 61/2021), Dessau-Roßlau Sep. 2021 (Auftragnehmer: Sphera Solutions).

Washington Post 2021: Russia allows methane leaks at planet's peril, 19.10.2021 <https://www.washingtonpost.com/climate-environment/interactive/2021/russia-greenhouse-gas-emissions/>

Weltbank 2020: Global Gas Flaring Tracker Report, Global Gas Flaring Reduction Partnership, Washington.

Wettengel, Julian 2020: Imported U.S. LNG: what's its true climate footprint? CLEW 10.6.2020.

WoodMackenzie 2019: How can Big Oil stay investible through the energy transition?, 28.8.2019.

WoodMackenzie 2020: The future of gas investment - lean, mean and going green, 12.11.2020.

WoodMackenzie 2021: Responsibly sourced gas (RSG): a primer, 18.10.2021.

Wuppertal 2020: CO₂-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze, Wuppertal-Institut.