



---

## Sachstand

---

### **Treibhausgasemissionen von Erdgas**

Exemplarischer Vergleich von Flüssiggas und anderen Erdgasqualitäten abhängig vom Förderland

**Treibhausgasemissionen von Erdgas**

Exemplarischer Vergleich von Flüssiggas und anderen Erdgasqualitäten abhängig vom Förderland

Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 014/23  
Abschluss der Arbeit: 24.03.2023  
Fachbereich: WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung

---

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

---

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>1.</b>	<b>Einleitung</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>Herkunft der weltweiten Flüssiggasexporte</b>	<b>4</b>
<b>3.</b>	<b>Verfahrensschritte zur Gewinnung, Erzeugung und Verwendung von Flüssiggas</b>	<b>5</b>
<b>4.</b>	<b>Treibhausgasemissionen von der Erdgaslagerstättenerschließung bis zur Bereitstellung</b>	<b>6</b>
<b>5.</b>	<b>Konventionelle Erdgasförderung und Förderung mittels unkonventionellem Fracking</b>	<b>9</b>
<b>6.</b>	<b>Vergleich der Treibhausgasbilanz zwischen Flüssiggas und konventionellem Erdgas verschiedener Herkünfte</b>	<b>11</b>
<b>7.</b>	<b>Fazit</b>	<b>13</b>
<b>8.</b>	<b>Literatur- und Quellennachweise</b>	<b>14</b>

## 1. Einleitung

Erdgas hatte 2021 in Deutschland einen Anteil von 12,6 Prozent an der Stromerzeugung. Die Stromproduktion aus Erdgas war 5,8 Prozent geringer als im Vorjahr. Der Rückgang ist mit den stark gestiegenen Energiepreisen seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine zu erklären (Statistisches Bundesamt 2022). Der Anteil soll künftig mit dem Fortschritt des Ausbaus Erneuerbarer Energien weiter zurückgehen. Mit Blick auf die Klimaschutzziele wird die Frage gestellt, inwiefern sich Treibhausgasemissionen je nach Herkunft, Produktionsmethode und Art (Flüssiggas, gasförmiges Erdgas) unterscheiden. Im Speziellen wird nach den Emissionen von der Förderung bis zur Verwendung - den so genannten Emissionen der Vorkette - für Flüssiggas aus den USA, Katar und Algerien gefragt.

Verflüssigtes Erdgas entsteht durch Abkühlung von gasförmigem Erdgas auf eine Temperatur von etwa -163 Grad Celsius. Da das Gas in seinem flüssigen Aggregatzustand nur etwa 0,2 Prozent des Raumvolumens einnimmt wie im gasförmigen Zustand, lässt es sich auf diese Weise kompakter und in größeren Mengen bei geringerem Platzbedarf transportieren. Der weltweite Handel mit flüssigem Erdgas ist laut Internationaler Gasvereinigung (International Gas Union) von 2020 bis 2021 um 4,5 Prozent gewachsen und hat einen allzeitigen Höchststand von 372,3 Millionen Tonnen erreicht. Auch die Kapazitäten von Verflüssigungs- und Gasifikationsanlagen sowie von Terminals haben weltweit zugenommen (International Gas Union 2022).

Neben Flüssiggas steht auch über Pipelines transportiertes Erdgas zur Energie- und Rohstoffversorgung zur Verfügung. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird auch der Frage nachgegangen, wie hoch die Treibhausgasemissionen bei Pipelinebelieferung aus Russland im Vergleich zu inländischer Erzeugung sind. Die Treibhausgasemissionen bei der Förderung hängen sowohl von geologischen Gegebenheiten als auch von der Art der Förderung ab. Neben der konventionellen Förderung kommt die Erschließung von unterirdischen Gasvorkommen mittels hydraulischer Stimulation mit Frackfluiden, auch laiensprachlich: Fracking genannt, in einigen Förderländern zum Zug (Wissenschaftliche Dienste 2022, WD 8 - 034/22). In Deutschland ist das Fracking derzeit verboten. Nichtsdestotrotz sollen beide Fördermethoden hinsichtlich ihrer Klimawirkung verglichen werden.

## 2. Herkunft der weltweiten Flüssiggasexporte

Gefragt wird nach den Treibhausgasemissionen bei Import von Flüssiggas aus Algerien, den USA und Katar. Einordnend hierzu stellt die nachfolgende Grafik die wichtigsten LNG-Exportländer gemäß International Gas Union dar:

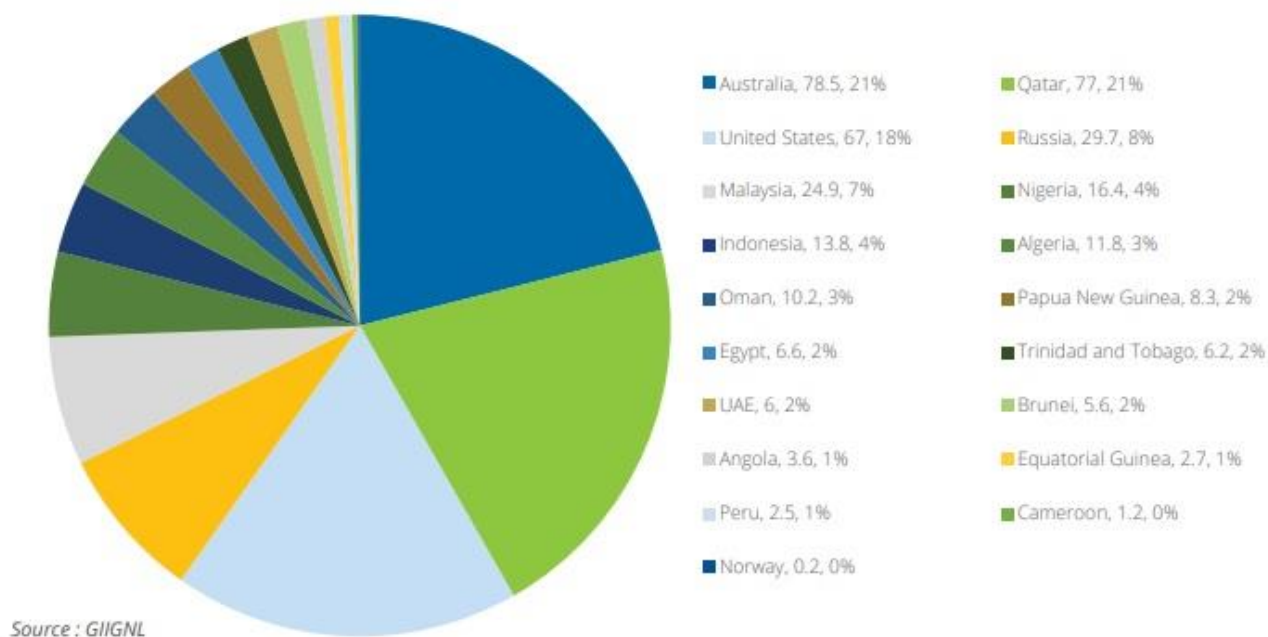


Abb. 1.: Exportländer für Flüssiggas bezogen auf das gesamte globale Handelsvolumen an Flüssiggas (Quelle: International Gas Union 2022: 17)

Der wichtigste Exporteur ist mit einem Anteil von 21 Prozent am gesamten Volumen des gehandelten Flüssiggases 2021 Australien gewesen: Fast Gleichauf liegt Katar, das eines der ersten Länder war, das sich im Sektor des LNG-Handels positionierte. Die drittgrößte Exportnation sind die USA mit einem Anteil von 18 Prozent. An vierter Stelle folgt Russland mit 8 Prozent an LNG-Exporten bezogen auf die weltweiten Exporte. Noch vor Algerien, das Platz 8 einnimmt, liegen Malaysia, Nigeria und Indonesien (International Gas Union 2022: 17).

### 3. Verfahrensschritte zur Gewinnung, Erzeugung und Verwendung von Flüssiggas

Die Herstellung von verflüssigtem Erdgas macht verschiedene Verfahrensschritte erforderlich, die jeweils mit Treibhausgasemissionen verbunden sind. Diese werden in der Fachliteratur wie folgt unterschieden:

- **Gasförderung:** Nachdem ein Gasvorkommen gefunden und über Probebohrungen exploriert ist, kann es erschlossen werden, sodass das Erdgas aus der Lagerstätte gefördert werden kann. Die Förderung kann je nach Wegsamkeit der unterirdischen Formationen auf konventionelle Weise oder unkonventionell mittels vermehrter hydraulischer Stimulation (laiensprachlich: Fracking) erfolgen. Bei Förderung von Erdgas wird regelhaft zum Ausgleich von Druckschwankungen nicht verwendbares Gas abgefackelt und damit überwiegend zu Kohlendioxid verbrannt. Dieses so genannte Flaring verursacht einen bedeutsamen Teil der Treibhausgasemissionen bei der Förderung (siehe auch Kapitel 4).

- 
- **Gasaufbereitung:** Das geförderte Rohgas enthält je nach Lagerstätte immer unterschiedliche Verunreinigungen, die in der Anwendung als Energieträger oder Ausgangsstoff der chemischen Industrie stören würden und daher entfernt werden müssen. Unerwünschte Begleitstoffe wie die flüchtigen Kohlenwasserstoffe Butan, Propan und Ethan müssen abgetrennt werden, genauso Kohlendioxid, Wasser, Schwefelwasserstoff und andere Verunreinigungen. Nachfolgend müssen auch flüssige Verunreinigungen, vornehmlich Kohlenwasserstoffe, abgetrennt werden, die zu Mineralölprodukten verarbeitet werden können. Diese Aufbereitung des Erdgases zum Hauptbestandteil Methan ist mit Energieaufwand und Treibhausgasemissionen verbunden.
  - **Verflüssigung:** Zum Transport von flüssigem Erdgas muss dieses bei etwa -163 Grad Celsius in den flüssigen Aggregatzustand überführt werden. Mitunter wird dieser Prozessschritt mit der Reinigung des Rohgases verknüpft. Die Energieaufwände und Methanverluste bei der Verflüssigung, beim Transport von Flüssiggas und bei der Entladung und Regasifizierung bedingen zusätzliche Emissionen der Treibhausgase Kohlendioxid und Methan verglichen mit dem Transport von gasförmigem Erdgas.
  - **Transport:** Flüssiges Erdgas wird mit speziellen LNG-Tankschiffen, ggf. per LKW oder Güterzug, zur weiteren Verwendung transportiert. Das Flüssiggas muss sich dabei in speziellen doppelwandigen vakuumisolierten Tanks befinden. Der Energieaufwand für den Transport ist im Wesentlichen von der Entfernung abhängig (BGR 2021: 7).
  - **Entladung und Speicherung:** Das flüssige Erdgas wird am LNG-Terminal in Tanks gepumpt, die ebenfalls auf einer Temperatur vor -164 Grad Celsius gehalten und damit entsprechend isoliert sein müssen.
  - **Regasifizierung:** Das flüssige Erdgas wird durch Komprimierung auf ca. 80 bar zunächst verdichtet, wobei die Temperatur steigt, sodass es schließlich wieder in den gasförmigen Zustand übergeht und in das Leitungsnetz eingespeist und seiner weiteren Verwendung zugeführt werden kann (Wachsmuth et al. 2019: 7).

#### **4. Treibhausgasemissionen von der Erdgaslagerstättenerschließung bis zur Bereitstellung**

Die Erdgasförderung, -aufbereitung sowie der Transport bis zum Einsatzort sind komplex und erfordern eine Vielzahl von Prozessschritten und Anlagen von Förderpumpen bis zu Kompressoren, die wiederum mit Energie - meist mit unterschiedlichen Energieträgern oder einem lokal unterschiedlichen Strommix - betrieben werden. Die Maschinen und Anlagen selbst haben standort-spezifische unterschiedliche Betriebsparameter, die zu abweichenden Verbräuchen führen. Auch erstreckt sich die Exploration, Förderung und Lieferung von Erdgas aus einem Feld über viele Jahre. Entsprechend lange Zeiträume und sich verändernde Bedingungen sind zu berücksichtigen. Daraus ergibt sich schon, dass die Treibhausgasemissionen für Erdgas aus einem bestimmten Land keine objektivierbare und allgemein messbare Größe darstellen. Vielmehr handelt es sich um eine rechnerische Abschätzung, der immer verschiedene Annahmen und Verallgemeinerungen zu Grunde liegen. Für einzelne Daten zu Treibhausgasemissionen bei den verschiedenen Wirtschaftstätigkeiten (etwa den Methanverlusten bei einer Bohrung) sind Behörden wie For-

schende auf Angaben der beteiligten Unternehmen angewiesen. Nur vereinzelt lassen sich Emissionen messen, etwa mit Sensoren am Bohrloch selbst. Diese Messungen selbst liefern aber keine absolute Größe der emittierten Menge an Treibhausgasen, vielmehr ermöglichen sie eine quantitative Abschätzung. Etwa wird die Methankonzentration üblicherweise in 20 bis 200 Metern Entfernung von einer Emissionsquelle in Windrichtung gemessen. Aus den gemessenen Signalen wird rechnerisch unter Berücksichtigung von Windrichtung und -geschwindigkeit, Turbulenzen, Feuchtigkeit und Temperatur etc. auf die emittierte Menge an Treibhausgasen extrapoliert. Die Fehler dieser Methodik betragen bis zu 300 Prozent. Der tatsächliche Wert emittierten Methans kann also drei Mal höher oder drei Mal niedriger liegen wie errechnet (vgl. BGR 2016: 20).

In diesem Kapitel geht es darum, verschiedene Einflussfaktoren der Klimawirksamkeit der Erdgasbereitstellung inklusive der Vorkette qualitativ zu beschreiben, um ein Bewusstsein für die Komplexität der Wirtschaftstätigkeit zu schaffen und auch notwendiges Rüstzeug zur Einordnung von in der Literatur vorkommenden Zahlen bereitzustellen.

Von der Aufsuchung einer Lagerstätte bis zu ihrer Erschließung und der Bereitstellung von Erdgas gibt es eine Fülle von Emissionsquellen für Treibhausgase, wobei meist auf die beiden Treibhausgase Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas selbst, und Kohlendioxid infolge des Energieverbrauchs oder dem Verbrennen von Methan fokussiert wird. Methan selbst wird derzeit als 28- bis 34-Mal so klimawirksam erachtet wie Kohlendioxid bezogen auf einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren. Es ist ein stärkeres Treibhausgas als Kohlendioxid, das in der Atmosphäre allerdings auch kurzlebiger ist und damit weniger langanhaltende Erwärmungseffekte hervorruft. Wie viel Methan über die Vorkette entweicht, ist damit für die Klimaschädlichkeit von hoher Relevanz und kann laut Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe im schlechtesten Fall sogar den Klimavorteil gegenüber dem Energieträger Kohle zu Nichte machen (BGR 2020: 1).

Die Treibhausgasemissionen, die bei der Erschließung, Förderung, Produktion und Bereitstellung von fossilen Brennstoffen auftreten, werden als **indirekte Treibhausgasemissionen** bezeichnet - im Unterschied zu direkten Emissionen, die bei der Verbrennung des fossilen Brennstoffs entstehen und leicht gemessen werden können. Über die Höhe der indirekten Treibhausgasemissionen, nach denen in diesem Gutachten gefragt wird, gibt es einen erheblich geringeren wissenschaftlichen Konsens, schreibt die Internationale Energie Behörde IEA (Internationale Energie Behörde 2020). Alle Angaben sind mit einer **hohen Unsicherheit** behaftet und schwanken in der Fachliteratur erheblich. Schlüsse aus den Daten würden eine profunde Kenntnis der Unsicherheiten voraussetzen. Die Internationale Energie Behörde gibt die indirekten Treibhausgasemissionen für die Erdgasgewinnung und -bereitstellung mit zehn bis vierzig Prozent der Gesamtemissionen des geförderten Erdgases über den gesamten Lebenszyklus an (IEA 2020). Wird also ein Kubikmeter Erdgas gefördert und als Brennstoff verfeuert, sind die realen Emissionen in der Höhe, als wären bis zu 1,4 Kubikmeter Erdgas gefördert und verbrannt worden.

Die tatsächlichen Treibhausgasemissionen lassen sich wissenschaftlich nur **am konkreten Fall**, also entweder einer spezifischen Förderstätte und über Hochrechnungen an einem bestimmten Land diskutieren, da sie von konkreten geologischen Gegebenheiten und Praktiken abhängen. Eine Prognose von Treibhausgasemissionen an einem hypothetischen Förderstandort gemäß der Vorstellung, wie viele Treibhausgasemissionen bei Erschließung einer noch nicht erschlossenen Förderstätte mit oder ohne Fracking entstehen würden, ist mit noch größeren Unsicherheiten behaftet als Klimabilanzen an einem realen Standort. Aus diesen Erwägungen ist nachvollziehbar,

dass zu Prognosen an hypothetischen Standorten im Rahmen der Recherche für dieses Gutachten keine wissenschaftlichen Studien identifiziert werden konnten.

Das Gutachten der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe erörtert die Frage der Methanemissionen am Beispiel der USA. Es betrachtet damit ausdrücklich nicht alle Treibhausgasemissionen, zu denen auch Kohlendioxid gehören würde. Der überwiegende Teil des Erdgases in den USA wird als so genanntes Schiefergas mittels hydraulischer Stimulation gefördert (laut BGR 2016: 73 Prozent (BGR 2016: 12)). Selbst bei dieser bewusst verengten Perspektive zeigt sich die wissenschaftlich kaum fassbare Komplexität der Abschätzung der Methanemissionen. Die US-amerikanische Umweltbehörde verpflichtet alle bedeutenden Erdöl- und Erdgasproduzenten zu jährlichen Berichten über ihre Treibhausgasemissionen. Die Angaben sollen die gesamte Vorkette von der Exploration, der Produktion, der Aufbereitung und der Verteilung abdecken. Die Methanverluste belaufen sich den Unternehmensangaben gegenüber der Behörde zufolge auf 1,3 Prozent der insgesamt geförderten Menge. Gerade für die USA existieren jedoch auch zahlreiche wissenschaftliche Studien, die die Methanemissionen bei der Erdgasförderung abschätzen (BGR 2016: 18). Nach 2009 vorgelegte Studien schätzen die Methanverluste oft auf 1,3 bis 2,5 Prozent und damit höher als die gegenüber der EPA getätigten Angaben (BGR 2016: 24). Einige Arbeiten vermuten jedoch Verluste bis zu 10 Prozent; die höchste Angabe für den Methanverlust beträgt in einer Studie sogar 20 Prozent. Die große Spannweite in der Fachliteratur verdeutlicht das Kernproblem, das die BGR selbst kritisch einordnet: Die Angaben variieren stark. Die meisten Studien konzentrieren sich auf einzelne Anlagen und Förderregionen, wobei die Messmethoden und betrachteten Zeiträume erheblich abweichen. Dies kann zu Fehleinschätzungen bei Hochrechnung auf die gesamte USA führen.

„Ungeachtet der großen Anzahl an Studien in den USA adressieren nur wenige derartige Schwierigkeiten und versuchen diese durch statistische Verfahren zu handhaben.“ (BGR 2016: 24).

Schlussfolgernd kann von einer geringen Validität und Belastbarkeit der Daten gesprochen werden.

Zur Verdeutlichung, welche Veränderung schon allein einzelne Einflussfaktoren bewirken können, seien nur zwei Beispiele angeführt:

Erst kürzlich wurden erste Emissionsdaten bei Verschiffung von Flüssiggas aus den USA nach Belgien vorlegt, die auf einer Messung von Kohlendioxid und Methanemissionen während des Transports beruhen. Bisherige Emissionsbilanzen waren indes Abschätzungen. Die neue Studie zeigt, dass der Methanverlust beim Transport größer ist als angenommen und in der Folge das Erderwärmungspotenzial des Transports mittels LNG-Tanker größer als vermutet ist (Balcombe et al. 2022).

Ein weiteres Beispiel: Die Internationale Energie Behörde veröffentlicht Emissionsangaben aufgeschlüsselt nach Produktion, Transport und Aufbereitung von Erdgas und führt den Prozessschritt des **Flaring**, zu Deutsch: des Abfackelns von Erdgas an der Förderstätte gesondert auf. Das Abbrennen überschüssigen oder bei Druckschwankungen nicht verarbeitbaren Erdgases ist weltweit gängige Praxis. Ein Großteil des Methans wird dabei zu Kohlendioxid oxidiert. Wie hoch der Anteil unverbrannten Methans und damit wiederum die Klimawirkung des Flarings ist, ist Gegen-



stand wissenschaftlicher Diskussion. Die Unternehmen geben eine Effizienz des Verbrennungsvorgangs von 98 Prozent an, das heißt, 98 Prozent des Methans würden in Kohlendioxid umgewandelt. Eine im Fachjournal Science auf Basis von Messungen in 300 Flares veröffentlichte Studie kam jedoch nur auf eine Effizienz von 91 Prozent. Es könnte als marginaler Zahlendisput anmuten, aber sollte die in der Studie veröffentlichte Analyse zutreffen, erhöhen sich die Methanemissionen aus der Öl- und Gasförderung der USA insgesamt um 4 bis 10 Prozent und damit ganz erheblich mit einem signifikanten Effekt auf das globale Erdklima (Plant et al. 2022: 1566-1571).

## 5. Konventionelle Erdgasförderung und Förderung mittels unkonventionellem Fracking

Sind Gesteinsschichten nicht ausreichend durchlässig und beinhalten nicht ausreichend natürliche Wegsamkeiten, um im Untergrund befindliches Erdgas optimal zu fördern, nutzen Fachleute des Bergbauingenieurswesens das Verfahren der hydraulischen Stimulation, um Gesteinsschichten gezielt aufzubrechen und in horizontaler Ausdehnung zugänglich zu machen. Die hydraulische Stimulation erhöht in der Folge die Durchlässigkeit von geologischen Schichten und intensiviert auf diese Weise die Förderung von Erdgas oder ermöglicht sie in manchen Fällen überhaupt.

Nachdem vor rund zehn Jahren eine Diskussion über die ökologischen Folgen dieses Erschließungsverfahrens einsetzte, wurde im Laiensprachgebrauch und schließlich auch juristisch zwischen „konventionellem Fracking“ vor allem im Sandstein und „unkonventionellem Fracking“ in Schiefer-, Ton-, Mergel- und Kohleflözgestein unterschieden. Die Unterscheidung wird geologisch an der Permeabilität und Porosität des Untergrundes festgemacht. Das bedeutet: Auch bei konventioneller Erdölförderung kann es zur hydraulischen Stimulation des Untergrundes kommen, jedoch weniger häufig und/oder vereinfacht gesprochen weniger intensiv.

Für die hydraulische Stimulation wird in eine vorhandene Bohrung unter hohem Druck ein Frack-Fluid in Mengen von mehreren tausend Kubikmetern vertikal in den Untergrund eingepresst. Hauptbestandteil des Fluids ist Wasser, dem Stützmittel und weitere Zusätze und Chemikalien zugesetzt sein können, die für die ökotoxikologische und toxikologische Bewertung (Trink- und Grundwasser) äußerst relevant sind.

Konventionelles Fracking wurde in Deutschland über 50 Jahre bei Erdgaslagerstätten eingesetzt, um die Gasgewinnung anzuregen. Rund 320 Fracks sollen durchgeführt worden sein. Seit 2011 werde die Methode hierzulande jedoch nicht mehr angewandt (Exxon Mobil (unbekanntes Jahr)). In Deutschland hat die Erdgasförderung 1980 ihren Höhepunkt erreicht und ist seither rückläufig.

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Schiefergasgewinnung in den USA wird unkonventionelles Fracking dort intensiv genutzt. Im Zuge dessen setzte eine anhaltende und kontroverse Debatte ein. In ökologischer Hinsicht stehen dabei weniger Fragen des Klimaschutzes im Vordergrund als vielmehr negative Folgen für Grund- und Trinkwasser und Boden, die durch Frack-Fluide und aufsteigendes Lagerstättenwasser verunreinigt werden können. Hervorgehoben wird der enorme Wasserverbrauch zur Anmischung des Frackfluids vor Ort (vgl. BGR 2016: 26). Auch weiträumige Verunreinigungen von Böden und das Risiko der induzierten Beben werden in der

Fachwelt kontrovers diskutiert. Hintergrund der Befürchtungen ist der mit unkonventionellem Fracking verbundene enorme Wasserverbrauch und die immensen Mengen an behandlungsbedürftigen, verunreinigten Lagerstättenwässern, die in der Folge austreten (Flowback). Relevant sind schließlich auch die Zerstörung von Naturräumen sowie Schadstoffemissionen durch Maschinen und Verkehr infolge der Erschließung, wobei Kohlendioxid dann nur eine Emission neben Schwefel-, Stickoxiden, Feinstaub und flüchtigen organischen Verbindungen VOC ist.

Das verdeutlicht, dass die Frage der Folgewirkungen von Fracking wissenschaftlich gerade nicht nur auf das Klima beschränkt ist, sondern Risiken für den Gewässerhaushalt, den Boden, die Biodiversität und den Naturraum an sich umfasst. Die unmittelbaren ökologischen Folgen betreffen sogar in erster Linie Grund- und Trinkwasser wie auch den Boden. Während Hydrogeologen und Ökologen die Risiken des unkonventionellen Frackings im Vordergrund sehen, heben Geowissenschaftler und Geologen die Potenziale der so erschließbaren Ressourcen und deren wirtschaftliche Bedeutung hervor (vgl. BGR 2016, Meiners 2012).

Abschließend sei auf die rechtliche Situation hingewiesen: Das im Februar 2017 in Kraft getretene „Regelungspaket Fracking“ bewirkte eine Neuregelung des Frackings im Berg- und Wasserrecht in Deutschland, wobei ein Fokus auf den Schutz des Trinkwassers gelegt wurde. Die Erdgasgewinnung in Schiefer-, Ton-, Mergel- und Kohleflözgestein (= **unkonventionelles Fracking**) ist demnach in Deutschland grundsätzlich verboten. Lediglich zu **wissenschaftlichen Zwecken** können die Bundesländer bundesweit maximal vier Erprobungsmaßnahmen im Schiefer-, Ton-, Mergel- oder Kohleflözgestein zulassen. Die Regelungen für das sogenannte konventionelle Fracking in anderen Gesteinen wurden ebenfalls angepasst. Für Fracking zum Zweck der Gas- und Ölgewinnung besteht neben anderem eine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung (BMUV 2017).

Wird die Fragestellung trotz der bekannten anderen Folgewirkungen darauf verengt, wie sich die konventionelle und die unkonventionelle Erdgasförderung hinsichtlich ihrer Klimawirksamkeit unterscheiden könnten, wird dies meist exemplarisch anhand der USA erörtert. Aus den USA liegen eine Vielzahl von Studien wie auch partiell Abschätzungen und Messdaten unterschiedlicher Güte zu real existierenden Förderstätten vor, sodass die Frage anhand realer Daten und Gegebenheiten tatsächlich wissenschaftlich diskutiert werden kann. Da sich die geologischen, klimatischen Gegebenheiten, die Förderstätten und Fördertechniken unterscheiden, ist die Situation in den **USA von fraglicher Übertragbarkeit für Deutschland**.

Die Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe betrachtet ausschließlich die Methanemissionen der Vorkette, nicht alle Treibhausgasemissionen. Sie legt bereits dar, dass die Höhe der Methanemissionen, die bei den zusätzlichen Prozessschritten, die für das Fracking erforderlich sind, umstritten sind (BGR 2016: 26). Qualitativ lässt sich festhalten, dass für das Fracking zunächst mehrere unterschiedlich ausgedehnte horizontale Bohrungen angelegt werden. Diese können mit unterschiedlichem Gerät und verschiedenen Bergbautechniken ausgeführt werden. Das Frackfluid ist je nach lokalen Gegebenheiten unterschiedlich zusammengesetzt und wird mit hohem Druck eingepresst. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe hält fest, dass die Verlusten bei Gewinnung des Erdgases mithilfe von Fracking größer sein könnten als bei konventioneller Förderung und dass dies intensiv diskutiert werde. Mit Blick auf die Studien in den USA gäbe es sowohl solche, die höhere Methanemissionen als auch solche die Methanemissionen in vergleichbarer Größenordnung und in geringeren Mengen bei beiden Fördermethoden ermitteln. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass die Produktionsmethode für die

Frage des Methanverlustes jedenfalls in den USA eine untergeordnete Rolle spielen könnte, vielmehr das Alter und der Wartungszustand der Produktionsstätte relevant sein könnte (BGR 2016: 30).

Auch eine Dissertation weist auf die immensen Unsicherheiten der Treibhausgasbilanzen von Schiefergas im Vergleich zu konventionellem Erdgas hin und postuliert, dass die Treibhausgasemissionen für Schiefergas geringfügig höher seien (4,4 Prozent). Als größter Unsicherheitsfaktor wird die Frage benannt, wie viel Erdgas mit den Wässern austritt, die aus dem Bohrloch entfernt werden müssen (liquid unloading). Dazu gibt es nur wenige und uneinheitliche Daten. Und da liquid unloading sowohl bei konventioneller als auch bei unkonventioneller Förderung relevant sein kann, wären die Informationen für die Treibhausgasbilanzierung insgesamt bedeutsam (Louwen 2011).

## **6. Vergleich der Treibhausgasbilanz zwischen Flüssiggas und konventionellem Erdgas verschiedener Herkünfte**

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“ (UFOPLAN 2016 - FKZ 3716 43 100) führten Wachsmuth et al. im Auftrag des Umweltbundesamtes eine Kurzbewertung zur Frage der Klimafreundlichkeit von Flüssiggas durch, die einschlägig für die hier genannte Fragestellung ist (siehe Kapitel 1). Es wurden die Treibhausgasemissionen inklusive der Vorkette ab der Gewinnung des Erdgases verglichen. Dabei wurden Russland und Norwegen als Importländer für Erdgas via Pipeline ausgewählt und mit Flüssiggasimporten aus Katar, USA, Algerien und Australien verglichen.

Wachsmuth et al. weisen selbst darauf hin, dass die verwendeten Daten mit großen Unsicherheiten verbunden sind. Die Daten sind zum einen verschiedenen Quellen entnommen, zum anderen variieren sie oft um ein Vielfaches.

Nichtsdestotrotz halten die Experten den Schluss für zulässig, dass bei via Pipeline bezogenem Erdgas die Entfernung eine entscheidende Rolle spielt und deshalb aus Norwegen stammendes Erdgas eine bessere Treibhausgasbilanz aufweise als aus Russland stammendes Erdgas. Je länger die Pipeline und desto größer ihr Querschnitt, desto mehr muss das Gas tendenziell für den Transport komprimiert werden, um eine ausreichende Fließgeschwindigkeit aufrecht zu erhalten. Unter dem Meer verlaufende Pipelines benötigen jedoch relativ weniger Verdichterstationen, da der Wasserdruck den Gastransport unterstützt (Wissenschaftliche Dienste 2022b: 7).

Die Treibhausgasemissionen von via Pipeline angeliefertem Erdgas aus Russland liegen der Kurzbewertung von Wachsmuth et al. zufolge in einer ähnlichen Größenordnung wie für Flüssiggas aus Katar.

Weiterhin zeigt der exemplarische Vergleich, dass sich die Treibhausgasemissionen für Flüssiggas vornehmlich infolge der Verflüssigung, dem Transport und der Regasifizierung erhöhen. Unter den betrachteten Ländern schneidet Wachsmuth et al. zufolge Australien insgesamt am Schlechtesten ab, da die Treibhausgasemissionen aufgrund unkonventioneller Förderung mittels Fracking am höchsten seien und der Transport nach Europa fraglos am Längsten ist. Die Erdgasförderung aus den USA schlägt ebenfalls den Autoren nach mit höheren Treibhausgasemissionen

zu Buche, da das Erdgas dort mittlerweile zu einem Anteil von rund 85 Prozent aus unkonventionell gefördertem Gas bestehe. Die Kurzstudie selbst referiert auch die Treibhausgasemissionsangaben zu konventioneller und unkonventioneller Erdgasförderung in den USA und führt auf, dass sieben verschiedene Expertengruppen zu abweichenden Ergebnissen kommen, wonach konventionelle und unkonventioneller Erdgasgewinnung in der Größenordnung ähnliche und vor allem auch ähnlich unsichere Methanemissionen nach sich zögen (Wachsmuth et al. 2019: 13). Wachsmuth et al. gehen davon aus, dass importiertes Flüssiggas oft mit höheren Treibhausgasemissionen verbunden sein kann als via Pipeline bezogenes Gas, wenn dieses aus einem nahen Förderland stammt.

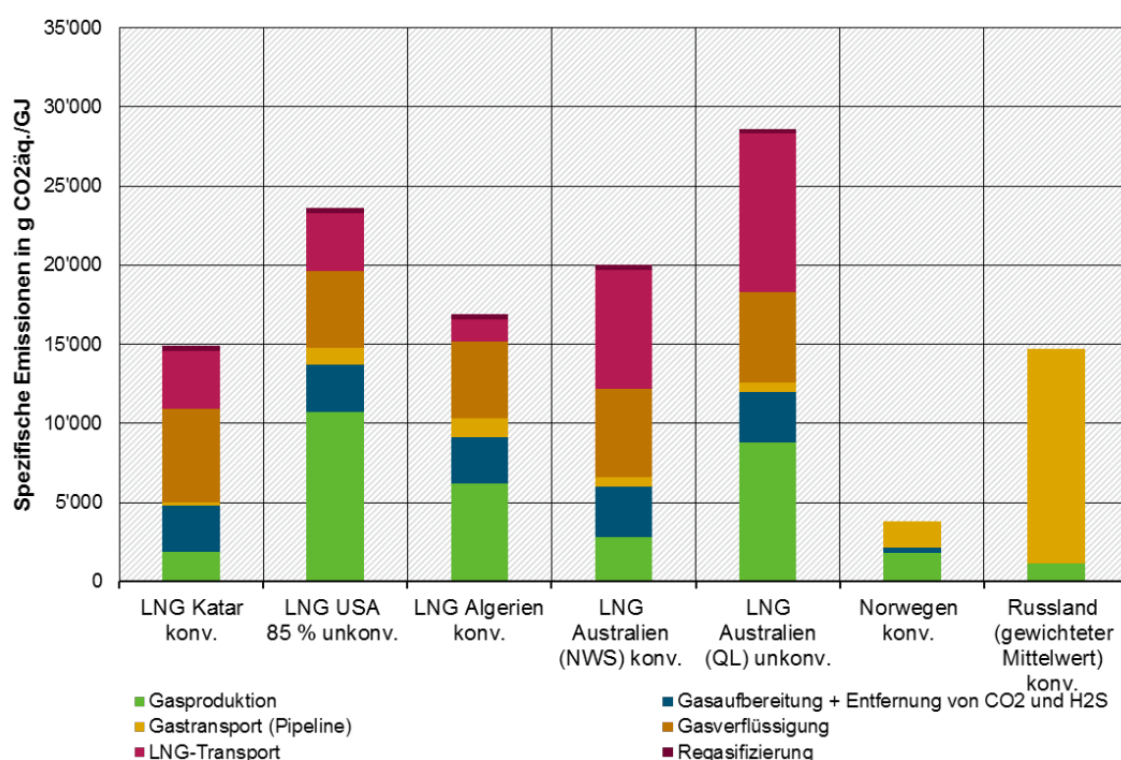


Abb. 2: Treibhausgasemissionen inklusive Vorkettenemissionen von Flüssiggas aus den Ländern Algerien, Katar, USA und Australien und via Pipeline antransportiertem Erdgas aus Norwegen und Russland. Die zu Grunde liegenden Daten stammen aus unterschiedlichen Quellen bei oft fraglichen Systemgrenzen und unterliegen ausdrücklich einer hohen Unsicherheit (Wachsmuth 2019: 18).

Solche Vergleiche, die auf Datensätze, die unter ganz spezifischen, im Detail darzustellenden Methoden entstanden sind, zurückgreifen, stellen eine schlaglichtartige Momentaufnahme des Forschungsstandes dar. Wie sehr die wissenschaftliche Diskussion in Bewegung ist, verdeutlicht beispielhaft eine Veröffentlichung, die auf Grundlage eines im Aufbau befindlichen Treibhausgasemissionskatasters wissenschaftlich darlegt, dass die wesentlichen Treibhausgasemissionen nicht bei der Gewinnung von Erdgas, sondern bei der Verarbeitung, Verflüssigung und Raffination auftreten würden. Dies würde der obigen Darstellung widersprechen (Waxman 2020).

## 7. Fazit

Die Treibhausgasemissionen der Erschließung, Gewinnung, Produktion und Bereitstellung von Erdgas werden als indirekte Treibhausgasemissionen bezeichnet. Die Abschätzung dieser Emissionen ist mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Die Abschätzungen in der wissenschaftlichen Literatur kommen zu sehr unterschiedlichen, mitunter widersprüchlichen Ergebnissen. Sie beziehen sich oftmals auf bestimmte Erdgasproduktionsstätten und extrapolieren vom Einzelfall auf eine gesamte Nation grob überschlagend. Zu vielen Wirtschaftstätigkeiten bei der Förderung von Erdgas (flaring, liquid unloading etc.) und Einflussgrößen liegen keine abschließenden Kenntnisse und Daten zur Höhe der Treibhausgasemissionen vor. Verallgemeinerungen und Schlussfolgerungen können nur vor dem Hintergrund des Standes der Forschung und des Ausmaßes an Unsicherheit erfolgen.

## 8. Literatur- und Quellennachweise

Balcombe, Paul et al. (2022). Total Methane and CO<sub>2</sub> Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements. In: Environmental Science and Technology 2022, 56, 13, 9632–9640, online abrufbar unter: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.2c01383>

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz - BMUV (2017): Fracking - Risiken für die Umwelt, 24. März 2017, online abrufbar unter: <https://www.bmu.de/themen/wasser-ressourcen-abfall/binnengewasser/grundwasser/grundwasserrisiken-hydraulic-fracturing>

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR (2016). Schieferöl und Schiefergas in Deutschland. Potenziale und Umweltaspekte. Hannover, Januar 2016, online abrufbar unter: [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht\\_13MB\\_Schieferoel-gaspotenzial\\_Deutschland\\_2016.pdf?blob=publicationFile&v=5](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoel-gaspotenzial_Deutschland_2016.pdf?blob=publicationFile&v=5)

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR (2020). Klimabilanz von Erdgas. Hannover Januar 2020, online abrufbar unter: [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/bgr\\_literaturstudie\\_methanemissionen\\_2020.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.html)

Exxon Mobil (2011). Wie funktioniert Fracking? Online abrufbar unter: <https://corporate.exxonmobil.de/Energie-und-Umwelt/Erdgas/Fracking>

International Gas Union (2022). World LNG Report 2022. 6. Juli 2022, online abrufbar unter: <https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2022/>

International Energy Agency (2020). Methan Tracker 2020, methane from oil and gas, online abrufbar unter: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/methane-from-oil-gas>

Louwen, Atse (2011). Comparison of the life cycle greenhouse gas emissions of shale gas, conventional fuels and renewable alternatives from a Dutch perspective. Online abrufbar unter: [https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2017/11/A-Louwen\\_thesis\\_Final\\_PDF.pdf](https://www.ebn.nl/wp-content/uploads/2017/11/A-Louwen_thesis_Final_PDF.pdf)

Meiners, Georg et al. (2012). Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. August 2012, in: UBA Texte 61/2012, online abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4346.pdf>

Plant, Genevieve et al. (2022). Inefficient and unlit natural Gas flares both emit large quantities of methane. In: Science, 29 September 2022, Band 377, Ausgabe 6614, S. 1566-1571, online abrufbar unter: <https://www.science.org/doi/10.1126/science.abq0385>

Statistisches Bundesamt (2022). Stromerzeugung 2021: Anteil konventioneller Energieträger deutlich gestiegen. Pressemitteilung Nr. 116 vom 17. März 2022, [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/03/PD22\\_116\\_43312.html#:~:text=Der%20Anteil%20von%20Erdgas%20an,vor%20allem%20auf%20das%203.](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/03/PD22_116_43312.html#:~:text=Der%20Anteil%20von%20Erdgas%20an,vor%20allem%20auf%20das%203.)

---

Wachsmuth, Jakob et al. (2019). Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG) im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau, Mai 2019, online abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wie-klimafreundlich-ist-lng#:~:text=Kurzstudie%20zur%20Bewertung%20der%20Vorkettenemissionen,Umwelteffekte%20konnten%20nicht%20betrachtet%20werden.>

Waxman, Andrew et al. (2020). Emissions in the stream: estimating the greenhouse gas impacts of an oil and gas boom. In: Environmental Research Letters, 15, 014004, online abrufbar unter: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab5e6f>

Wissenschaftliche Dienste (2022). Hydraulische Stimulation zur Erschließung geothermaler Ressourcen. Zur Frage der Zusammensetzung und Bedeutung von Frack-Fluiden WD 8 - 034/22.

Wissenschaftliche Dienste (2022a). Einzelfragen zu CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewählter Energieträger. Sachstand, WD 8 - 037/22 vom 7. Juli 2022, online abrufbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/906364/999d732a423a0b87386c0bd7b2f5f064/WD-8-037-22-pdf-data.pdf>

Wissenschaftliche Dienste (2022b). Einzelfragen zum CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von Flüssiggas und konventionellem Pipelinegas. WD 8 - 057/22 vom 22. August 2022, online abrufbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/915120/2440c29c1636a3a8366ea9bb71b982cb/WD-8-057-22-pdf-data.pdf>

\*\*\*