

CLIMATE CHANGE

21/2019

Wie klimafreundlich ist LNG?

Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei
Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG)

CLIMATE CHANGE 21/2019

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und nukleare Sicherheit

Studie im Rahmen des Vorhabens „Roadmap Gas für die Energiewende –
Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“,
Forschungskennzahl 3716 43 100 0

UBA-FB FB000040/KURZ

Wie klimafreundlich ist LNG?

Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von
verflüssigtem Erdgas (LNG)

von

Jakob Wachsmuth, Stella Oberle
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe


Asif Zubair, Wolfgang Köppel
DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für
Technologie (KIT), Karlsruhe

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)
Engler-Bunte-Ring 1
76131 Karlsruhe

Abschlussdatum:

Mai 2019

Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Energiestrategien und -szenarien
Dr.-Ing. Katja Purr

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Mai 2019

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis.....	3
Abkürzungsverzeichnis.....	4
1 Einleitung	5
2 Hintergrund.....	6
2.1 Was ist LNG?.....	6
2.2 Weltweiter LNG-Markt und LNG-Importe in Europa	6
2.3 Prozesskette von LNG.....	7
2.4 Emissionstypen entlang der Prozesskette.....	8
2.5 Wie unterscheidet sich konventionelle von unkonventioneller Erdgasförderung?.....	9
3 Abschätzung der Vorkettenemissionen von LNG.....	10
3.1 Förderung und Aufbereitung (konventionell/unkonventionell).....	10
3.1.1 Treibhausgasemissionen.....	10
3.1.2 Einordnung der verfügbaren Daten	14
3.2 Verflüssigung und Transport.....	15
3.2.1 Treibhausgasemissionen.....	15
3.2.2 Einordnung der verfügbaren Daten	16
3.3 Regasifizierung.....	16
3.4 Zusammenfassung.....	17
4 Bewertung der Vorkettenemissionen von LNG.....	19
4.1.1 Wie sind die Vorkettenemissionen von LNG im Vergleich mit leitungsgebundener Gasversorgung zu bewerten?	19
4.1.2 Wie stehen die ermittelten Vorkettenemissionen von LNG im Verhältnis zu den Emissionen der Verbrennung fossiler Energieträger?.....	20
4.1.3 Welche Relevanz haben die Vorkettenemissionen von LNG für den Transformationspfad des Energiesystems?	21
4.2 Welche Kosten entstehen entlang der Vorkette bei LNG und wie verhalten sich diese im Vergleich zu leitungsgebundenem Gas?.....	22
5 Schlussbemerkung	24
6 Quellenverzeichnis	25
7 ANHANG.....	27
7.1 Investitionsaufwendungen entlang der LNG-Vorkette	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Globaler LNG-Marktanteil nach Ländern	6
Abbildung 2:	Prozesskette von LNG vor der Einspeisung in das Gasnetz	7
Abbildung 3:	Spezifische Treibhausgasemissionen für konventionelle Gasförderungs- und aufbereitungsprozesse in verschiedenen Ländern aus der Literatur	10
Abbildung 4:	Spezifische Treibhausgasemissionen für unkonventionelle Erdgasförderungs- und Aufbereitungsprozesse in verschiedenen Ländern aus der Literatur	12
Abbildung 5:	Emissionen für die Förderung und Aufbereitung aus konventionellen und unkonventionellen Quellen in den USA	13
Abbildung 6:	Einflussfaktoren der spezifischen Vorkettenemissionen von LNG	18
Abbildung 7:	Vorkettenemissionen von LNG im Vergleich mit leitungsgebundener Gasversorgung*	20
Abbildung 8:	Vergleich der THG-Emissionen von LNG inklusive der Vorkette mit der Verbrennung anderer fossiler Energieträger	21
Abbildung 9:	Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas nach Deutschland und der LNG-Anlandungspreise in verschiedenen EU-Ländern	23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht Emissionen durch Verflüssigung und Transport	15
Tabelle 2:	Anfallende THG-Emissionen durch Verflüssigung und Transport bei Import von LNG verschiedenen Herkunftsländern nach Rotterdam, Niederlande	15
Tabelle 3:	Länder und das betrachtete Schiefergasbecken in M4ShaleGas Project	27
Tabelle 4:	Normalisierte Abschätzungen des CO ₂ -Fußabdrucks von konventioneller und unkonventioneller Gasförderung in den USA (in g CO ₂ eq./MJ)	28

Abkürzungsverzeichnis

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CF	Carbon Footprint (CO ₂ -Fußabdruck)
LNG	Verflüssigtes Erdgas („Liquefied natural gas“)
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen

1 Einleitung

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“ (UFOPLAN 2016 – FKZ 3716 43 100) erfolgt nachfolgend eine Kurzbewertung und Einordnung der Klimafreundlichkeit von verflüssigtem Erdgas (liquefied natural gas, kurz LNG). Ziel dieser Kurzstudie ist es, die Emissionen von Treibhausgasen (THG) bei einer Nutzung von LNG in Deutschland entlang der gesamten Vorkette zu betrachten und mit denen der leitungsgebundenen Gasversorgung zu vergleichen. Außerdem wird die Relevanz dieser THG-Emissionen im Gesamtkontext der Klimaschutzziele beurteilt. Genauer werden folgende Fragen adressiert.

- ▶ Wie hoch sind die spezifischen Vorkettenemissionen von LNG (konventionell/unkonventionell)? Welche Ursachen haben die Vorkettenemissionen und welche Unsicherheiten in den Einflussfaktoren wirken auf das Ergebnis?
- ▶ Wie sind die Vorkettenemissionen von LNG im Vergleich mit leitungsgebundener Gasversorgung und anderen fossilen Energieträgern zu beurteilen?
- ▶ Welche Einflussfaktoren tragen zu den ermittelten Ergebnissen für die spezifischen Vorkettenemissionen maßgeblich bei?
- ▶ Welche Kosten sind bei stärkerer Nutzung von LNG gegenüber leitungsgebunden transportierten Erdgas verbunden und zu erwarten?
- ▶ Welche Relevanz haben die Vorkettenemissionen von LNG auf den Transformationspfad des Energiesystems?

Im ersten Kapitel wird zunächst der Hintergrund dargestellt. Im folgenden Kapitel werden die benannten Fragestellungen detailliert betrachtet. Dabei werden keine eigenen Analysen durchgeführt, sondern die in einer Recherche als am relevantesten ermittelten Literaturquellen gegenübergestellt und zum einem Gesamtbild synthetisiert. Im letzten Abschnitt werden schließlich die zentralen Erkenntnisse zusammengefasst.

2 Hintergrund

In diesem Abschnitt wird kurz erläutert, worum es sich bei LNG handelt, wie die Prozesskette zur Herstellung und Lieferung bis nach Deutschland aussieht und welche Typen von THG-Emissionen auftreten.

2.1 Was ist LNG?

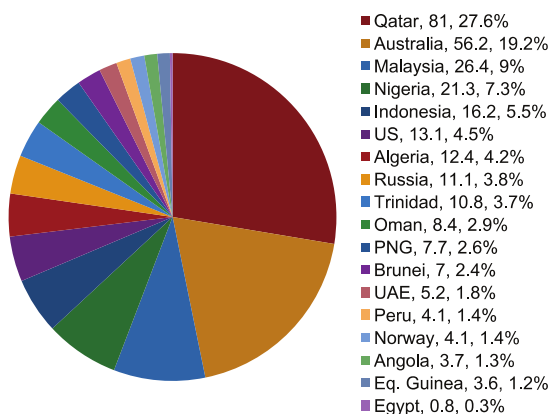
Bei verflüssigtem Erdgas (LNG) liegt das Erdgas bei einer Temperatur von ca. -163 °C kryogen vor. Das Volumen von LNG beträgt weniger als 0,2% des Gasvolumens, sodass es effizient und mit einer hohen Energiedichte gelagert und/oder transportiert (Schiffen bzw. Landfahrzeugen) werden kann. Vor der Verflüssigung werden Verunreinigungen wie Wasser, Säuren, schwerere Flüssigkeiten, Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff (H₂S), Stickstoff und Helium entfernt und das Gas getrocknet. LNG ist ungiftig und nicht korrosiv, erfordert aber einen höheren Aufwand bei der Lagerung in Kryo-Tanks als z. B. gasförmiges Methan.

2.2 Weltweiter LNG-Markt und LNG-Importe in Europa

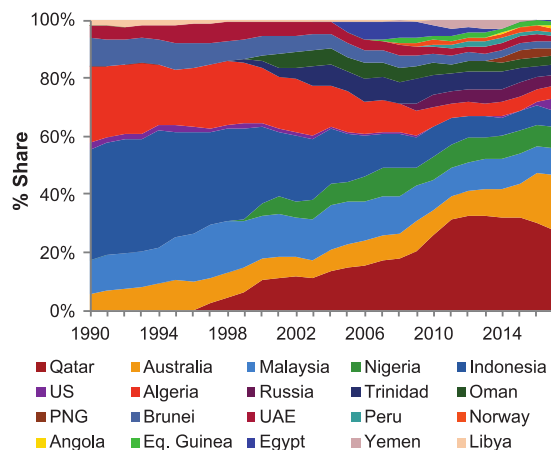
Im Jahr 2017 gab es 18 LNG-Exportländer. Australien und die USA sind mit Wachstumsraten von +11,9 Millionen Tonnen (Mt) bzw. +10,2 Mt für fast 60 % der im Jahr 2017 neu hinzugekommenen LNG-Exporte verantwortlich. Katar war mit 81,0 Mt weiterhin der größte LNG-Exporteur, eine Position, die es seit über einem Jahrzehnt innehat. Der Weltmarktanteil Katars sank jedoch auf 28 %, da die Produktion weitgehend stabil bleibt, während andere Länder gewachsen sind. Abbildung 1 zeigt die LNG-Exporte verschiedener Länder in Mt im Jahr 2017 (links) und die globalen LNG-Exporte nach Ländern von 1990 bis 2017 (rechts).

Abbildung 1: Globaler LNG-Marktanteil nach Ländern

a) LNG Exports and Market Share by Country



b) Share of Global LNG Exports by Country, 1990 - 2017



Hinweis: Die Zahlen in der Legende stellen die Summe der Exporte 2017 in MT dar, gefolgt von den Marktanteilen

Quellen: IGU (2018)

Der Gasbedarf der EU liegt bei rund 480 Milliarden Kubikmetern. Die Erdgasproduktion in der EU deckt weniger als die Hälfte des Gasbedarfs. Der Rest wird importiert, hauptsächlich aus Russland (39 %), Norwegen (30 %) und Algerien (13 %). In den letzten Jahren ist der Anteil von LNG an den Erdgasimporten in die EU gestiegen und machte im Jahr 2017 14 % der Erdgasimporte aus. Im Jahr 2017 war Katar der wichtigste Lieferant der EU (41 %), gefolgt von Nigeria (19 %), Algerien (17 %),

Peru (7 %), Norwegen (7 %), den USA (4 %) und Trinidad & Tobago (3 %) European Commission 2019a). Im Oktober 2018 gingen 24 % der US-LNG-Exporte in die EU, was 9 % der EU-LNG-Importe entspricht (European Commission 2019b). Der Hauptteil davon wurde in Spanien und Portugal angelandet. Wieviel des in die EU importierten LNG nach Deutschland transportiert wird, wird nicht offiziell erhoben.

2.3 Prozesskette von LNG

Die Prozesskette für die Bereitstellung von LNG ist in Abbildung 2 dargestellt. Die LNG-Prozesskette kann in die folgenden sechs Hauptprozessschritte unterteilt werden, denen jeweils unterschiedliche THG-Emissionen zuzuordnen sind. Die folgenden Erläuterungen wurden aus Eenergy API (2015) und GIIGNL zusammengestellt.

Abbildung 2: Prozesskette von LNG vor der Einspeisung in das Gasnetz



* Vor und nach der Erdgasaufbereitung erfolgt je nach Standort zum Teil ein Gastransport über Pipelines.

** Die Regasifizierung erfolgt optional, falls keine direkte Nutzung des verflüssigten Gases vorgesehen ist.

Quelle: eigene Darstellung

Gasförderung: Die Gasförderung ist der erste Schritt der LNG-Prozesskette. Gasvorkommen können konventionell oder unkonventionell sein, wofür entsprechende Fördermethoden eingesetzt werden (s.u.). Sobald die Gasressourcen identifiziert und Probebohrungen durchgeführt wurden, werden Förderbohrungen abgeteuft und Erdgas gefördert.

Gasaufbereitung: Erdgas, das aus Erdgasbohrungen gefördert wird, unterscheidet sich von Erdgas, das für Gasanwendungen genutzt werden kann. Das von den Endverbrauchern genutzte Erdgas besteht im Wesentlichen aus Methan. Das geförderte Erdgas, das zwar bereits schon hauptsächlich aus Methan besteht erfüllt noch nicht die Bedingungen für Gastransport und Gasanwendungen. Erdgas existiert in Mischungen mit anderen Kohlenwasserstoffen, hauptsächlich Ethan, Propan, Butan und Pentan. Darüber hinaus enthält Rohgas Wasserdampf, Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Helium, Stickstoff und andere Verbindungen in Konzentrationen, die mit den Lagerstätten variieren. Die Erdgasaufbereitung besteht aus der (teilweisen) Abscheidung langkettiger Kohlenwasserstoffe, sowie Flüssigkeiten, Verunreinigungen und unerwünschter Verbindungen aus dem Rohgas, wobei der Aufwand wiederum je nach Lagerstätte stark schwankt.

Verflüssigung: Erdgas wird über Rohrleitungen aus dem Gasfeld zur Verflüssigungsanlage transportiert. Erdgas, das in einer Verflüssigungsanlage ankommt, kann entweder Roh-Erdgas aus bestimmten Gasfeldern sein oder wurde in einigen Fällen bereits einer ersten Aufbereitung unterzogen. Im ersten Fall erfolgt die gesamte Aufbereitung in der Verflüssigungsanlage. Im späteren Fall erfolgt die Erstaufbereitung vor der Verflüssigungsanlage und der Rest der Aufbereitung in der Verflüssigungsanlage. Nachdem fast alle Verunreinigungen und unerwünschten Verbindungen aus dem Roh-Erdgas entfernt wurden, wird das Erdgas durch Absenken seiner Temperatur auf ca. -163 °C verflüssigt. Ein Volumenteil LNG entspricht etwa 600 Volumenteilen Erdgas bei Normbedingungen.

LNG-Transport: Der nächste Schritt in der LNG-Prozesskette ist der Transport von LNG mit Schiffen, Lastwagen und Zügen. Auf langen Strecken erfolgt der Transport üblicherweise mit Schiffen. Wenn LNG über eine große Entfernung transportiert werden soll, wird es am häufigsten auf dem Seeweg in speziellen LNG-Schiffen transportiert (GIIGNL).

Entladung und Speicherung: Wenn LNG-Tanker am Entladeterminal ankommen, werden Gelenkarme mit den LNG-Tankern verbunden, um ihre Ladung zu entladen und LNG in die Terminalspeichertanks zu überführen. Das LNG fließt durch Rohre, die speziell für sehr niedrige Temperaturen (-163 °C) ausgelegt sind. LNG wird in kryogenen Tanks gelagert, die Temperaturen von -163 °C gewährleisten können, sodass das LNG flüssig bleibt. Die Außenwände der Lagertanks bestehen aus vorgespanntem Stahlbeton. Sie sind isoliert, um die Verdampfung des LNG zu verhindern. Es gibt drei Arten von Anlagen, in denen LNG gelagert werden kann: Importterminals an Land, Importterminals auf See und Peak-Shaving-Anlagen.

Regasifizierung: Falls keine direkte Nutzung des verflüssigten Gases vorgesehen ist, wird das in den Tanks gespeicherte LNG mit Hilfe von Kryopumpen auf ca. 80 bar komprimiert und anschließend zu Verdampfern geleitet. Nach der Regasifizierung in den LNG-Terminals wird das Gas ins Gasnetz eingespeist und per Rohrleitung zu den Endverbrauchern transportiert.

2.4 Emissionstypen entlang der Prozesskette

Die THG-Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Gas haben die folgenden Ursachen.

Emissionen bei der Exploration und bei Erweiterungsbohrungen: Bei diesen Emissionen handelt es sich um Emissionen, die bei der Abteufung der Bohrungen und der Vorbereitung zur Förderung entstehen oder zu einem späteren Zeitpunkt, wenn das Gasfeld aufgrund abnehmender Gasförderung durch weitere Bohrungen erweitert werden muss. Dazu zählen die Emissionen, die durch die Antriebe der Bohrer und der Pumpen benötigt werden. Auch zählen hierzu die Emissionen, die aus den auf die Erdoberfläche geleiteten Flüssigkeiten wie z. B. Verpressungsflüssigkeiten, Bohrabwasser, dem Abraum der Bohrungen sowie über das noch nicht abgedichtete Bohrloch z. B. während des Bohrvorgangs und während der Einfahrphase in den ersten Wochen entweichen. Dabei wird zwar versucht die entweichenden Gase aufzufangen und abzufackeln, was jedoch nicht vollständig möglich ist.

Herstellung und Inbetriebnahme der Förderbohrung: Zur Förderung von Öl und Gas werden Bohrgeräte eingesetzt, um Bohrungen von der Erdoberfläche bis in die Tiefe von Kohlenwasserstofflagerstätten zu bohren. Für den Betrieb dieser großen Bohrgeräte wird viel Energie benötigt, und dieser Betrieb trägt zu den Treibhausgasen im Förderprozess bei. Für die Förderung von unkonventionellem Schiefergas wird zusätzliche Energie benötigt, um die Pumpen zu betreiben, die gegen hohen Druck große Mengen an Wasser, Sand, Glas und Chemikalien in Bohrlöcher pumpen, um den Schiefer hydraulisch zu stimulieren, um Erdgas freizusetzen. Eine signifikante Wassermenge zusammen mit Kohlenwasserstoffflüssigkeiten, Sand/Glas oder anderen Materialien kommt in den ersten Tagen bis Wochen nach der Injektion als Rückfluss an die Oberfläche (Back flows) und wird von großen Mengen Methan begleitet. Standardmäßig wird das Gas aus den Back flows abgeblasen oder abgefackelt und der Sand, das Wasser und andere Flüssigkeiten in Teiche oder Tanks geleitet. Die in diesem Zusammenhang anfallenden Emissionen sind sehr individuell von der Gasquelle und der Förderbohrtechnik vor Ort abhängig. Nach einiger Zeit wird das an die Oberfläche kommende Gemisch weitgehend frei von Wasser und Sand sein, so dass die Förderbohrung an die permanente Gassammelanlage an der Förderstelle angeschlossen wird.

Liquids Unloading: „Liquids Unloading“ sind intermittierende flüchtige Emissionen, die in der Regel zwar hauptsächlich bei der konventionellen Erdgasförderung auftreten, in der Literatur aber auch bei Schiefergasbohrungen erwähnt werden (Weber und Clavin 2012). Nach mehrjähriger Erdgasförderung aus konventionellen Bohrungen kommt es häufig vor, dass die Bohrlochbetreiber intermittierend Wasser und Kondensatansammlungen entfernen müssen, da diese den Gasfluss bei der Förderung behindern. Diese Vorgänge sind nicht Teil des täglichen, stationären Förderbetriebs, stellen aber signifikante Emissionen aus der gelegentlichen Wartung eines Bohrlochs dar.

Diffuse Emissionen bei Gasförderung, Aufbereitung und Transport: Die vierte große Kategorie von Emissionen ist auf flüchtige Emissionen in der Gasförderung und Aufbereitung zurückzuführen. Sie

entstehen in der Regel auf Ineffizienzen, Ausfälle in den Anlagen an den Brunnen- und Werksstandorten (z. B. pneumatische Geräte, Entfeuchter, Kompressoren) und Undichtigkeiten an Rohrleitungskomponenten und anderen Betriebsmitteln zurückzuführen. Ein erheblicher Teil der Emissionen aus der Gasförderung stammt von undichten Ventilen der Bohrstelle.

Energieeigenbedarf der Förderstätte: Eine weitere Emissionsquelle ist die Energienutzung im Förderungsbereich und in Erdgasaufbereitungsanlagen. Bei der nachfolgenden Analyse ist nicht immer eine bilanzielle Trennung des Anlagenbrennstoffverbrauchs von der routinemäßigen Abfackelung und dem Abblasen von CO₂ (Saugergasentfernung und Blowdowns) möglich.

Verbrennungsbedingte Emissionen bei der Verflüssigung und dem Transport von Gas: Diese Emissionen entstehen durch Verbrennung von Kraft- und Brennstoffen in stationären oder mobilen Anlagen. Innerhalb der Prozesskette „LNG-Bereitstellung“ treten verbrennungsbedingte Emissionen bei der Verflüssigung und beim Gastransport durch Verbrennung von Gas in Turbinen oder zur Erzeugung von Strom zum Betrieb von Kompressoren auf.

2.5 Wie unterscheidet sich konventionelle von unkonventioneller Erdgasförderung?

Die folgenden Erläuterungen wurden aus EPA-NSW (2015) entnommen. Konventionelles Öl und Erdgas finden sich in bestimmten Gesteinsformationen. Diese müssen eine hohe Porosität und Durchlässigkeit aufweisen und sich unterhalb von undurchlässigen Bodenschichten befinden. Diese undurchlässigen Schichten bilden Barrieren für die Kohlenwasserstoffmigration, sodass Öl und Gas unter ihnen eingeschlossen werden. Erdgas aus konventionellen Öl- und Gas-Vorkommen wird mit Bohrungen und minimaler Stimulation gewonnen. Die Gewinnung fossiler Brennstoffe aus diesen geologischen Vorkommen kann mit Standard-/konventionellen Methoden (die keine speziellen Technologien erfordern) erfolgen, mit denen der Brennstoff aus der Lagerstätte wirtschaftlich gewonnen werden kann. Jedoch können auch in Lagerstätten für konventionelles Erdgas Gesteinsschichten aufgebrochen werden, um bei zunehmender Ausbeutung des Gasvorkommens die Förderraten ausreichend hoch zu halten. Auch wird teilweise Wasser oder CO₂ in die Lagerstätten gepresst, um insbesondere bei weitestgehend erschöpften Lagerstätten die Nutzung zu verlängern.

Unkonventionelles Öl und Gas wird aus komplexeren geologischen Formationen oder in Lagerstätten mit nicht gasförmigem Erdgas gefördert. Einige dieser Ressourcen sind in Lagerstätten mit komplexen geologischen Formationen und zeichnen sich durch niedrige Durchlässigkeit (Permeabilität) sowie Porosität aus, so dass es für Öl oder Erdgas äußerst schwierig oder sogar unmöglich ist, durch die Poren und in eine Standardbohrung zu fließen. Um aus diesen schwierigen Lagerstätten Gas gewinnen zu können, wird häufig Fracking eingesetzt. So muss beispielsweise für die Gewinnung von Schieferöl, Tight Gas und Schiefergas das Gestein durch Verpressen einer Flüssigkeit aufgebrochen werden und so Risse erzeugt werden, durch die das Gas bzw. das Erdöl fließen kann. Diese Methode ist allerdings teurer als die konventionelle Förderung. Dennoch werden diese Verfahren wirtschaftlich bei steigenden Preisen. Die in diese Kategorie fallenden Gase werden je nach Fundort Tight Gas, Schiefergas und Kohleflözgas genannt.

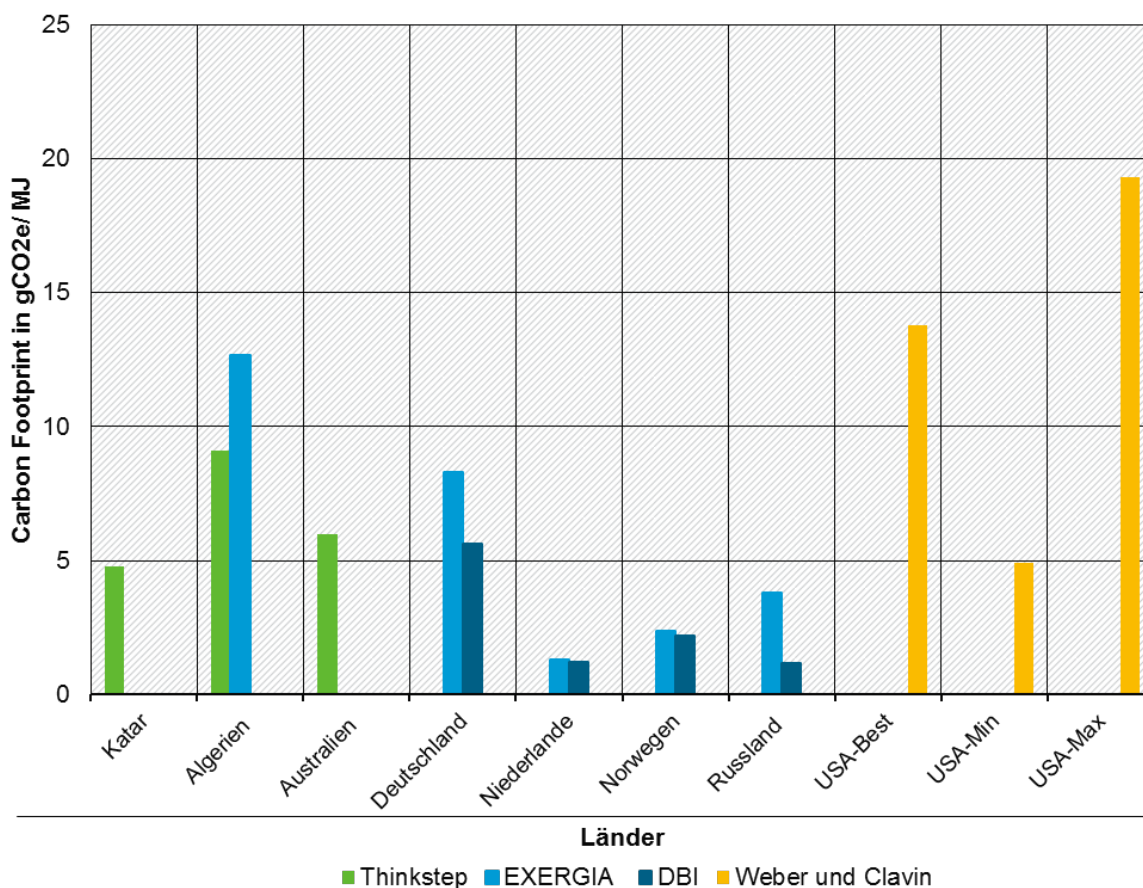
3 Abschätzung der Vorkettenemissionen von LNG

3.1 Förderung und Aufbereitung (konventionell/unkonventionell)

3.1.1 Treibhausgasemissionen

Die spezifischen Emissionen für die Förderung und Aufbereitung von konventionellem Erdgas für verschiedene Länder sind in Abbildung 3 dargestellt¹. Die Daten stammen aus den Studien Thinkstep (2017), DBI (2016), Exergia (2015) und Weber und Clavin (2012), die ihrerseits zum Teil auf mehreren Vorarbeiten bzw. Veröffentlichungen basieren. Es sei darauf hingewiesen, dass die Studien jeweils verschiedene Länder untersucht haben und es nur wenige gemeinsam betrachtete Länder zwischen den drei Studien gibt. Die in der Exergia-Studie dargestellten Emissionen sind höher als die in den anderen Studien veröffentlichten Emissionen. Wie in der Kurzstudie UBA (2018) bereits dargestellt, zeigt die Studie DBI (2018), dass die Exergia-Studie sich teilweise auf veraltete Daten oder Schätzungen stützte. Dies bedeutet, dass die neueren Daten entsprechend der DBI-Studie (und auch der Thinkstep-Studie) gesunkene Emissionen belegen. Dies wird darauf zurückgeführt, dass die Anlagen in der Zwischenzeit verbessert wurden und somit geringere THG-Emissionen abgegeben werden.

Abbildung 3: Spezifische Treibhausgasemissionen für konventionelle Gasförderungs- und aufbereitungsprozesse in verschiedenen Ländern aus der Literatur



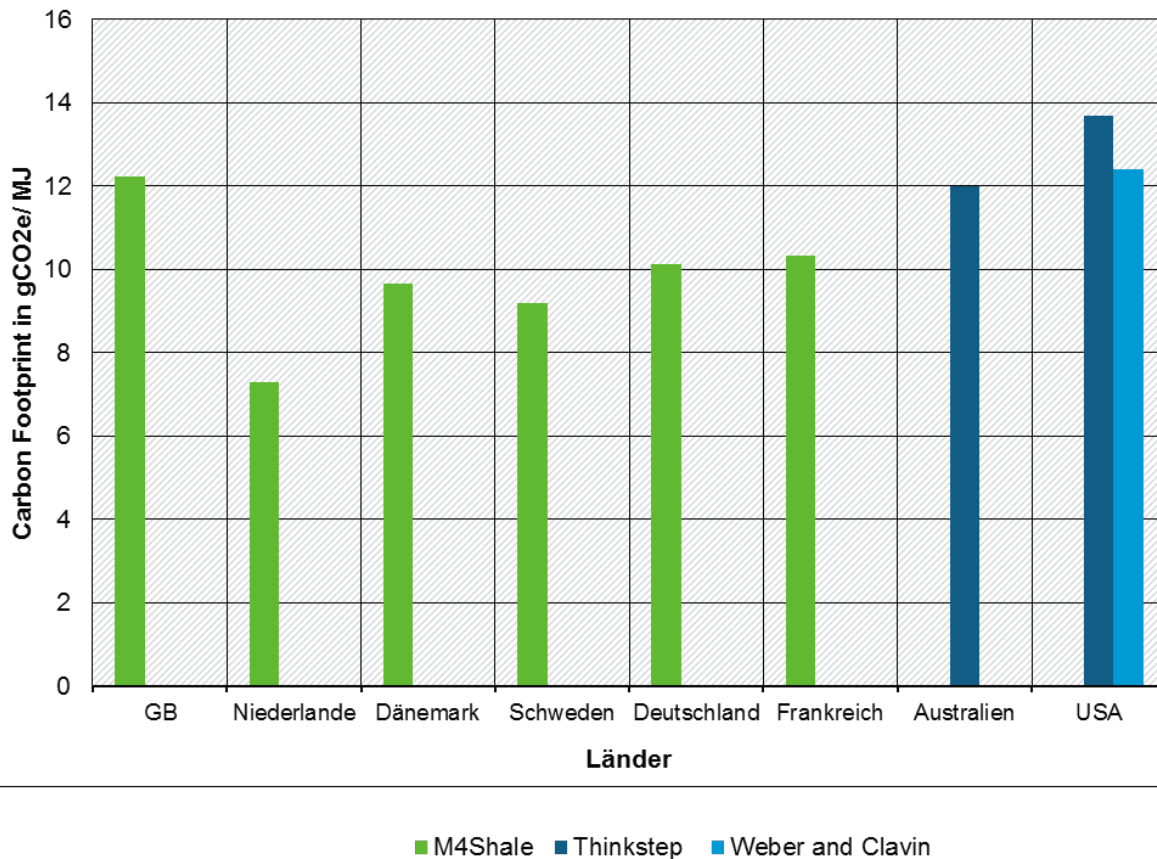
Quellen: Thinkstep (2017); DBI (2016); EXERGIA (2015), L. Weber und Clavin (2012)

¹ Die Emissionen bei Förderung und Aufbereitung von Pipeline-Gas wurden zum Teil bereits im Rahmen einer früheren Kurzanalyse (UBA 2018) näher betrachtet.

Insgesamt liegen die identifizierten Emissionen bei der konventionellen Förderung in einem weiten Bereich zwischen 1,24 gCO₂e/MJ für die Niederlande (DBI Studie) und 13,8 gCO₂e/MJ für die USA (Weber und Clavin (2012)), wobei die Emissionen in den USA am höchsten sind. Basierend auf den Studien, kann davon ausgegangen werden, dass Erdgas aus USA die höchsten Emissionen in diesen Prozessschritten aufweist, gefolgt von Algerien. Übereinstimmend ist auch, dass die Emissionen von Erdgas aus den Niederlanden und Norwegen die geringsten der untersuchten Länder sind. Mögliche Gründe für höheren Emissionen aus den USA werden in einem späteren Abschnitt ausführlich diskutiert.

Für die Bewertung der Emissionen aus unkonventionellem Schiefergas werden die Quellen M4ShaleGas (2017), Thinkstep (2017) und Weber und Clavin (2012) herangezogen. Die spezifischen Emissionsdaten für die europäischen Länder stammen M4ShaleGas (2017). Die in diesem Rahmen berücksichtigten Schiefergasbecken sind in Tabelle 3 im Anhang aufgeführt. Abbildung 4 zeigt die Treibhausgasemissionen aus der Förderung und Aufbereitung von unkonventionellem Erdgas aus verschiedenen Ländern auf der Grundlage verschiedener Studien. Mit Ausnahme von USA stehen Emissionsdaten für ein und dasselbe Land aus verschiedenen Quellen nicht zum direkten Vergleich zur Verfügung. Weiterhin muss an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die Daten für die USA aus der Thinkstep-Studie eine Mischung aus konventionellem und unkonventionellem Erdgas entsprechen, wobei der Anteil von unkonventionellem Gas 85% beträgt. Daher wird davon ausgegangen, dass die von der Thinkstep-Studie angegebenen Erdgasemissionen von den Emissionen aus unkonventionellem Gas dominiert werden. Außer für die USA zeigen alle Studien übereinstimmend, dass die Treibhausgasemissionen von unkonventionellem Erdgas höher sind als die Treibhausgasemissionen von konventionellem Erdgas. Die Emissionen für unkonventionelles Gas aus Großbritannien, Australien und die USA sind mit etwa 12 gCO₂e/MJ am höchsten und damit deutlich höher als die Emissionen für konventionelles Gas der meisten Länder (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Spezifische Treibhausgasemissionen für unkonventionelle Erdgasförderungs- und Aufbereitungsprozesse in verschiedenen Ländern aus der Literatur



Die Rohdaten von M4ShaleGas (2017) sind nicht verfügbar. Die hier gezeigten Werte sind Schätzwerte auf Basis der enthaltenen Grafiken. Quellen: Thinkstep (2017), M4ShaleGas (2017), Weber und Clavin (2012)

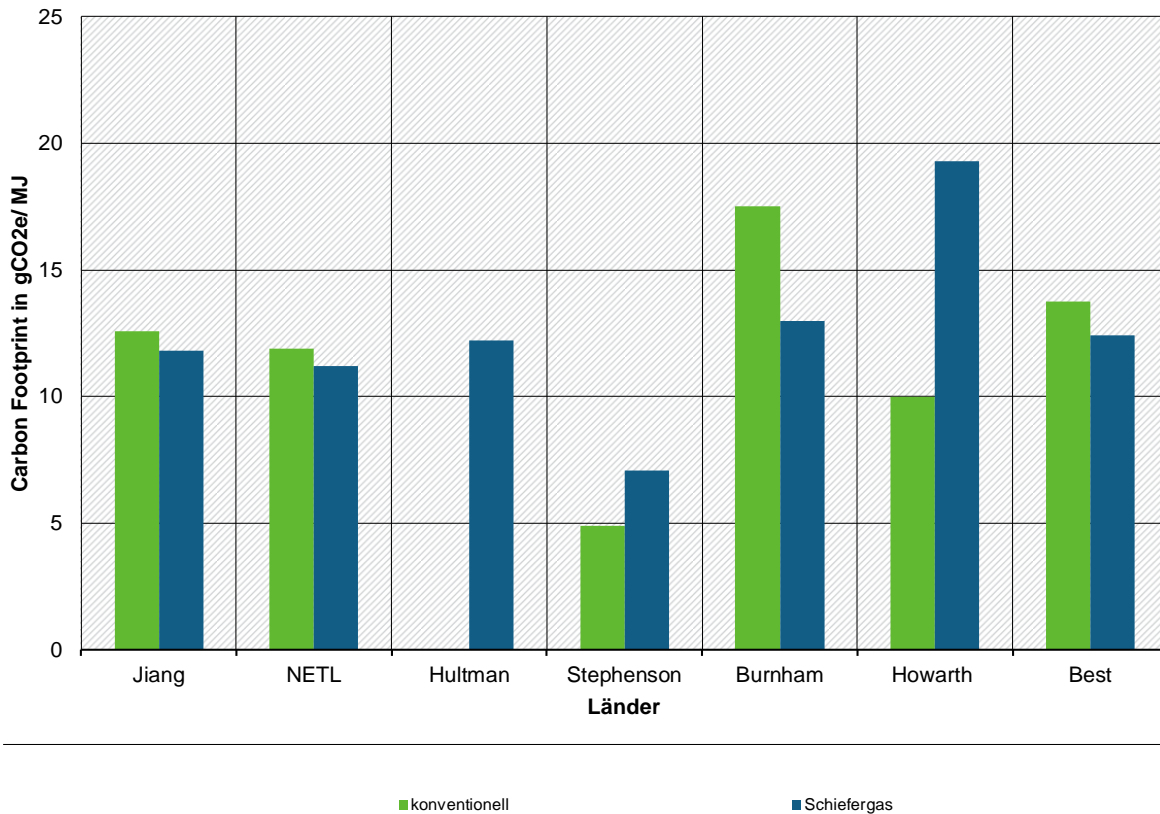
Der amerikanische Schiefergasboom hat den Weltenergiemarkt verändert. Die LNG-Importe der EU sind von 4 % im Jahr 2017 auf 12 % im Januar 2019 gestiegen (European Commission 2018b) und dieser Anteil wird sich in Zukunft voraussichtlich erhöhen. Daher ist es wichtig, die Treibhausgasemissionen aus der Gasförderung in den USA im Detail zu diskutieren. Hier wird die Studie von Weber und Clavin (2012) diskutiert, welche sechs frühere Studien² betrachtet und die Ergebnisse vergleicht, sowohl für konventionelles als auch für unkonventionelles Erdgas. Die Ergebnisse sind in wesentlichen Details nach Prozessen aufgeschlüsselt und finden sich in Tabelle 4 im Anhang.

Abbildung 5 zeigt die in Weber und Clavin (2012) aufgeführten Ergebnisse aller dort betrachteten Studien sowie den daraus abgeleiteten besten Schätzwert. Dabei ist zunächst zu berücksichtigen, dass sich die Treibhausgasemissionen bei verschiedenen Studien sowohl für konventionelle als auch für unkonventionelle Förderung erheblich unterscheiden. In einigen der ausgewerteten Studien sind die

² Um die Referenzierung zu erleichtern, werden diese Studien in dieser Kurzstudie und auch in der Kurzstudie von Weber und Clavin (2012) als Jiang, NETL, Hultman, Stephenson, Burnham und Howarth bezeichnet. Diese Studien sind im Quellenverzeichnis im Anhang aufgeführt. Die Studien analysierten die Förderung in verschiedene Gaslagerstätten: NETL untersuchte nur das Barnett shale basin, Jiang nur das Marcellus shale basin, Stephenson und Burnham im Durchschnitt über nordamerikanische Lagerstätten und Hultman und Howarth im Durchschnitt über alle unkonventionellen Förderstätten einschließlich Tight Gas. Die Wahl der Lagerstätten betrifft sowohl die erwarteten Fördermengen der Förderbohrungen als auch den Methangehalt des produzierten Erdgases.

Emissionen aus konventioneller Förderung größer als die aus unkonventioneller Förderung, in anderen ist es umgekehrt.

Abbildung 5: Emissionen für die Förderung und Aufbereitung aus konventionellen und unkonventionellen Quellen in den USA



„Best“ bezeichnet die in Weber und Clavin (2012) aus dem Vergleich der Studien ermittelte beste Schätzung.
 Quelle: Ergebnisse der benannten Studien wie in Weber und Clavin (2012) aufgeführt

Aus Tabelle 4 im Anhang ist ersichtlich, dass die Vorproduktionsemissionen (welche in Abbildung 3 Teil der Emissionen bei der Produktion sind) für unkonventionelles Gas immer höher sind, wobei eine große Schwankung der Vorproduktionsemissionen für unkonventionelles Gas in verschiedenen Studien zu beobachten ist (1,4 gCO₂e/MJ bis 9,8 gCO₂e/MJ). Außerdem ersichtlich, dass bei den Studien, in denen die Emissionen aus konventioneller Gasförderung größer sind als die Emissionen aus unkonventioneller Förderung, vergleichsweise hohe Emissionen aus Liquid Unloading berücksichtigt werden (größer als 2,5 gCO₂e/MJ). Diese Emissionen des Liquid Unloading in konventionellem Gas übersteigen die Emissionen der „workovers“ und „well completion“ von Bohrungen für unkonventionelles Gas. An dieser Stelle kann nicht geklärt werden, ob und in welchem Ausmaß Liquid Unloading in den Studien von DBI, Thinkstep oder Exergia berücksichtigt sind, da in diesen Studien keine Informationen über Liquid Unloading zu finden sind. Es ist auch wichtig zu beachten, dass Liquid Unloading in der Regel zwar bei der konventionellen Gasförderung erfolgt, wohl aber auch bei Schiefergasbohrungen auftreten kann. Zumindest haben Jiang (2011) und Howarth (2011) in ihren eigenen Studien Liquid Unloading für Schiefergas berücksichtigt. Eigene Abschätzungen oder detaillierte Recherchen zu diesen möglichen Emissionen können im Rahmen dieser Kurzbewertung nicht erfolgen, so dass in diesem Bereich von hohen Unsicherheiten bei der Datenlage auszugehen ist.

Insgesamt kann aus den Daten der Literatur aber festgehalten werden, dass sowohl die Emissionen aus konventioneller und unkonventioneller Förderung aus den USA deutlich höher sind als die Emissionen

aus konventionellen Förderstätten anderen LNG-Exportländern, und zu meist auch gegenüber unkonventioneller Förderung anderer Länder (siehe Abbildung 3 bis Abbildung 5).

3.1.2 Einordnung der verfügbaren Daten

Wie bereits im Kapitel 3.1.1 erkennbar, variieren die Treibhausgasemissionen aus der Förderung und Aufbereitung in den einzelnen Ländern erheblich. Selbst für ein und dasselbe Land liefern verschiedene Studien unterschiedliche Ergebnisse. Weber und Clavin (2012) haben gezeigt, dass die Treibhausgasemissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Schiefergas etwa zwischen 6,5 gCO₂e/MJ und 19 gCO₂e/MJ und bei konventionellem Gas zwischen 3,5 gCO₂e/MJ und 17,5gCO₂e/MJ liegen.

Verschiedene Faktoren tragen zu diesen Unsicherheiten und den teilweise großen Unterschieden der Studien bei:

- ▶ Die Studien betrachten verschiedene Förderbecken, welche unterschiedliche Eigenschaften, wie bspw. Tiefe der Schiefergasformationen, Druck der Schiefergasformation, chemischen Zusammensetzung des Schiefergases, aufweisen. Einige Studien wie DBI (2016) und Exergia (2015) haben die Treibhausgasanalyse auf Länderebene durchgeführt, während andere Studien wie M4Shalegas (2017) und die meisten der in Weber und Clavin (2012) berücksichtigten Studien die Analyse auf Einzelbeckenebene durchgeführt haben. Unterschiedliche Analysezeiträume der Studien führen zu einer immensen Unsicherheit bei den geschätzten Gasrückführungen
- ▶ Die Wahl der Systemgrenzen und weiterer Annahmen und Modellierungsparameter sind in den verschiedenen Studien teilweise unterschiedlich bzw. nicht transparent nachvollziehbar. Die methodischen Ansätze der Studien unterscheiden sich. Einige Studien führen in mehreren Emissionskategorien eine Top-Down-Schätzung aus einer staatlichen Quelle (wie z.B. EIA oder EPA), während andere eine Bottom-Up-Schätzung unter Verwendung prozessspezifischer Berechnungen verwenden. In einigen Fällen sind genaue Betriebsbedingungen und andere Parameter für die beteiligten Prozesse nicht verfügbar, und die Studienautoren gehen von branchenüblichen Best Practices oder sogar in einigen Fällen von Verbesserungen gegenüber der Standardpraxis oder Branchenbenchmarks aus.
- ▶ Die Studie aus den USA von Weber und Clavin (2012) weisen im Vergleich zu anderen Studien eine deutlich höhere THG-Emission auf, was wahrscheinlich an teils veralteten Daten und methodischen Unterschieden liegt. Daher ist ein direkter Vergleich auf Prozessebene zwischen Weber und Clavin (2012) und anderen Studien nur bedingt möglich. Insbesondere das Liquid Unloading scheint eine starke Wirkung auf konventionelle Emissionen zu haben, zu welchem sich in den weiteren Studien keine Informationen finden.

Die Studie aus den USA von Weber und Clavin (2012) weisen im Vergleich zu anderen Studien eine deutlich höhere THG-Emission auf, was wahrscheinlich an teils veralteten Daten und methodischen Unterschieden liegt. Daher ist ein direkter Vergleich auf Prozessebene zwischen Weber und Clavin (2012) und anderen Studien nur bedingt möglich. Insbesondere das Liquid Unloading scheint eine starke Wirkung auf die Emissionen bei der konventionellen Förderung zu haben, zu welchem sich in den weiteren Studien keine Informationen finden.

3.2 Verflüssigung und Transport

3.2.1 Treibhausgasemissionen

Basierend auf einer Literaturrecherche, sowie Erfahrungswerten aus der Industrie, liefert die DVGW-Studie „Potenzialanalyse LNG“ (DVGW-EBI et al. 2016) einen Überblick über die Spannweite der entstehenden spezifischen Emissionen bei der Verflüssigung von Gas und dem Transport über Pipelines oder mit Schiffen (siehe Tabelle 1). Es ist deutlich zu erkennen, dass große Verflüssigungsanlagen wesentlich weniger spezifische Emissionen freisetzen als kleine Anlagen. Bei den unteren Grenzen der Emissionswerte in Tabelle 1 handelt es sich um Techniken bei denen die Annahme getroffen wurde, dass es moderne und somit dichtere Anlagen sind, sodass der Methanschluß vernachlässigbar gering ist (DVGW-EBI et al. 2016).

Tabelle 1: Übersicht Emissionen durch Verflüssigung und Transport

Prozessschritt	Einheit	Literatur
Verflüssigung klein	g CO ₂ äqui/GJ	8.167 - 16.667
Verflüssigung groß	g CO ₂ äqui/GJ	4.167 - 8.333
Pipeline	g CO ₂ äqui/km/GJ	0,64 - 5,28
Seeschiff	g CO ₂ äqui/GJ	2.500 und 5.250

Quelle: DVGW-EBI et al. 2016

Die Thinkstep-Studie (Thinkstep 2017)³ betrachtet die Emissionen der einzelnen Prozessschritte in verschiedenen erdgasfördernden Ländern (siehe Tabelle 2). Dort wird davon ausgegangen, dass großen Verflüssigungsanlagen im Hafen betrieben werden. Dementsprechend korrespondieren diese Werte zur Verflüssigung mit der in der Literatur auffindbaren Spannweite für große Verflüssigungsanlagen. Für die nachfolgenden Betrachtungen werden die Daten aus Tabelle 2 weiterverwendet.

Tabelle 2: Anfallende THG-Emissionen durch Verflüssigung und Transport bei Import von LNG verschiedenen Herkunftsländern nach Rotterdam, Niederlande

g CO ₂ äq./GJ	Pipeline-Transport ⁴	Verflüssigung	LNG-Transport
Algerien	1.200	4.900	1.400
Australien (NWS)	600	5.600	7.500

³ Thinkstep (2017) ist eine der wenigen Studien, die die Emissionswerte auf die verschiedenen Prozessschritte und die verschiedenen LNG-produzierenden Ländern aufteilt. Das Referenzjahr der Daten ist 2015 und zukünftige Projektionen der Studie fließen nicht in dieses Papier mit ein. Um eine möglichst zuverlässige Erhebung zu gewähren, beinhaltet die thinkstep-Studie Industriedaten aus erster Hand mit Hintergrunddaten aus der GaBi 2016 Datenbank. Weitere Annahmen sind die Mengen des Boil-Off Gases und die daraus resultierenden Methanemissionen bei Verflüssigungsanlagen, welche bereits diskutiert wurden. Des Weiteren wird angenommen, dass die LNG-Tanker für alle LNG-Importrouten eine 100%ige Auslastung haben. Insgesamt betrachtet diese Studie lediglich die Treibhausgas-Emissionen ohne weitere Umweltbeeinträchtigungen zu berücksichtigen und endet bei der Regasifizierung des LNG im Hafen in Rotterdam.

⁴ Der Pipeline-Transport betrachtet lediglich den Transport von der Förderstätte bis zum Terminal im Hafen des Erzeugerlandes.

g CO ₂ äq./GJ	Pipeline-Transport ⁴	Verflüssigung	LNG-Transport
Australien (QL)	600	5.700	10.000
Katar	200	5.900	3.700
USA	1.100	4.800	3.700

Quelle: Thinkstep (2017)

3.2.2 Einordnung der verfügbaren Daten

Folgende Faktoren haben Einfluss auf die Treibhausgasemissionen bei der Verflüssigung und dem Transport, können jedoch nur begrenzt abgebildet werden:

- ▶ Ein großer Einflussparameter auf die Treibhausgasemissionen ist die zurückzulegende Transportstrecke. Das ist einmal der Pipelinetransport zum LNG-Terminal, der Transport per Schiff und dann der Weitertransport per Lkw oder Pipeline. In Thinkstep (2017) stellt der Pipeline-Transport die Strecke von der Erdgasförderung bis zum Hafen dar. Nach der Verflüssigung im Hafen wird das LNG mit einem Überseeschiff nach Rotterdam geliefert und wieder in den gasförmigen Zustand umgewandelt.
- ▶ Die beim Pipeline-Transport anfallenden Emissionen variieren nicht nur durch die unterschiedlichen Entfernungen, sondern auch durch unterschiedliche Gasverlustraten der Pipelines. Neuere Pipelines weisen einen geringeren Gasverlust auf (Thinkstep 2017).
- ▶ Beim LNG-Transport mit dem Hochseeschiff sind zusätzlich die Antriebsart des Dampfers und die Tankergröße Einflussfaktoren für die Emissionen (Thinkstep 2017). Des Weiteren zeigt Tabelle 2 Abweichungen von ca. 10% der anfallenden spezifischen Emissionen bei der Verflüssigung in den verschiedenen Ländern. Diese werden durch die Umgebungstemperatur und den Wirkungsgrad der Anlage beeinflusst. In der thinkstep-Studie weist Katar mit 5.900 g CO₂äq./GJ die höchsten spezifischen Emissionswerte bei der Verflüssigung auf, da von einem Einsatz älterer Anlagen mit einem niedrigeren Wirkungsgrad ausgegangen wird und die jährliche Durchschnittstemperatur von 27 °C die höchste im Vergleich zu den anderen Ländern ist (Thinkstep 2017). Die Umgebungstemperatur beeinflusst die Drucksteigerung in großen Terminals, sowie kleineren Anlagen und Speichern. Durch eine höhere Umgebungstemperatur dringt Wärmeenergie in den LNG-Speicherbehälter und bewirkt eine Verdampfung. Wird über einen längeren Zeitraum kein LNG aus dem Speicher entnommen, steigt der Druck zu einem kritischen Level und führt zum Öffnen eines Sicherheitsventils, wodurch Gas in die Atmosphäre gelangt (DVGW-EBI et al. 2016). Um das Überschreiten des Auslegungsdrucks des Speichers zu verhindern, kann Druck durch das Nutzen oder Rückverflüssigen des Gases abgelassen werden (DVGW-EBI et al. 2016). Hierzu sind keine Angaben in der Literatur auffindbar bzw. werden vernachlässigt.

3.3 Regasifizierung

Die Regasifizierung des LNG findet bei den fünf Versorgungsrouten in Rotterdam statt, sodass die anfallenden Emissionen gleich sind. Bei diesem Prozessschritt wird über eine Wärmezufuhr das LNG in den gasförmigen Zustand umgewandelt und kann danach in die Erdgasfernleitung eingespeist werden. Die Wärme kann entweder aus der Umgebung, also aus der Umgebungsluft (Ambient Air Vaporiser - AAV) oder dem Meerwasser (Open Rack Vaporiser - ORV) gewonnen werden, oder in der An-

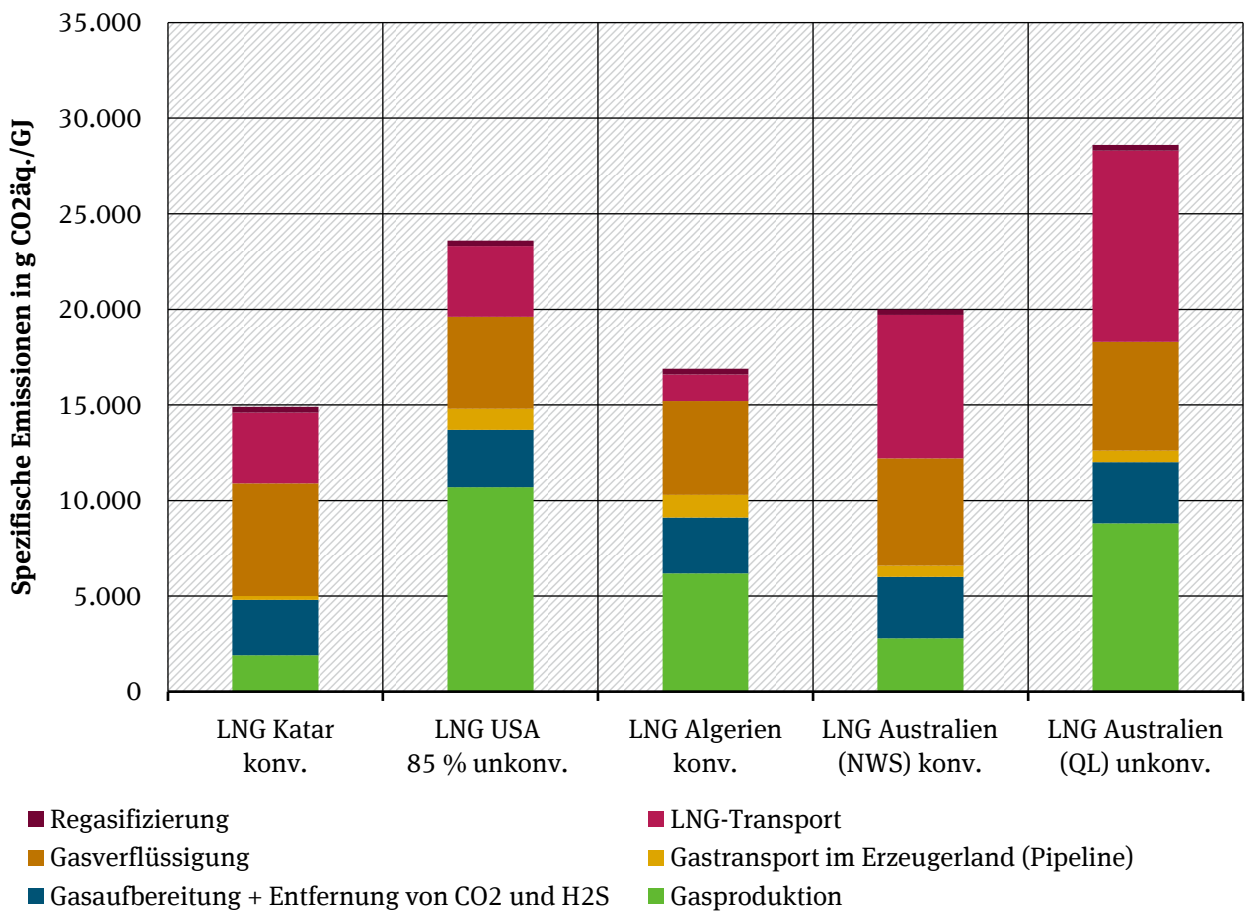
lage selbst (Submerged Combustion Vaporisers - SCV) durch Verbrennung von Erdgas erzeugt werden (Thinkstep 2017). Der Großteil der Regasifizierungsanlagen verwenden Meerwasser zur Wärmezufuhr (70 % laut Petal et al. 2013), da hier weniger Energie verbraucht wird. Diese Anlagen, kurz auch ORV-Anlagen genannt, haben einen geringeren Energiebedarf, da lediglich Energie für den Antrieb der Pumpe, die Wasser durch den Wärmetauscher pumpt, benötigt wird. Die Studie Thinkstep (2017) nimmt an, dass die Regasifizierung im Hafen von Rotterdam mit ORV-Anlagen durchgeführt wird und somit lediglich Emissionen von 300 g CO₂äq./GJ anfallen.

3.4 Zusammenfassung

Die THG-Emissionen der einzelnen Prozessschritte der Vorkette werden in Abbildung 6 dargestellt. Der Anteil der einzelnen Prozessschritte zu den Gesamtvorkettenemissionen einer LNG-Versorgungsrouten unterscheidet sich für die Länder sehr deutlich. So wirkt sich beispielsweise die Verflüssigung bei LNG aus Katar stärker auf die gesamten Vorkettenemissionen aus als in den restlichen Ländern, bei denen wiederum die Produktion oder der LNG-Transport höhere Emissionswerte aufweisen.

Insgesamt wird deutlich, dass bei unkonventionellem LNG die Gasförderung den Großteil der Vorkettenemissionen ausmachen. Für die unkonventionelle Gasförderung in Australien (Queensland) erkennt man, dass nichtsdestotrotz die bei der Förderung anfallenden Emissionen etwas geringer sind als die durch den weiten LNG-Transport nach Rotterdam. Damit wird offenkundig, dass die Entfernung des Produktionslandes, einen großen Einfluss auf die vorgelagerten Emissionen hat. Schließlich ist zu beachten, dass es insbesondere in Bezug auf die Emissionen bei der Förderung wie in Abschnitt 3.1.2 dargestellt größere Unsicherheiten gibt, wobei in modernen Förderstätten und Ländern mit hohen Umweltstandards eher von einem geringen Beitrag in der Förderung, in älteren Stätten eher von einem größeren Beitrag auszugehen ist.

Abbildung 6: Einflussfaktoren der spezifischen Vorkettenemissionen von LNG⁵



Quelle: eigene Berechnung (Fraunhofer ISI) basierend auf DBI (2016) und Thinkstep (2017)

⁵ Wie bereits in Abschnitt 3.1.2 verdeutlicht wurde, gibt es verschiedene Annahmen in der Literatur zu den spezifischen Emissionen der konventionellen und unkonventionellen Erdgasförderung in den verschiedenen Ländern. Die hier betrachteten Werte für LNG stammen überwiegend aus Thinkstep (2017). Ein Vergleich der Thinkstep-Studie mit der Studie von Weber und Clavin (2012) zeigt, dass die Annahmen der beiden Studien ähnlich hohe Emissionswerte für die unkonventionelle Förderung in den USA ergeben und somit vergleichbar sind.

4 Bewertung der Vorkettenemissionen von LNG

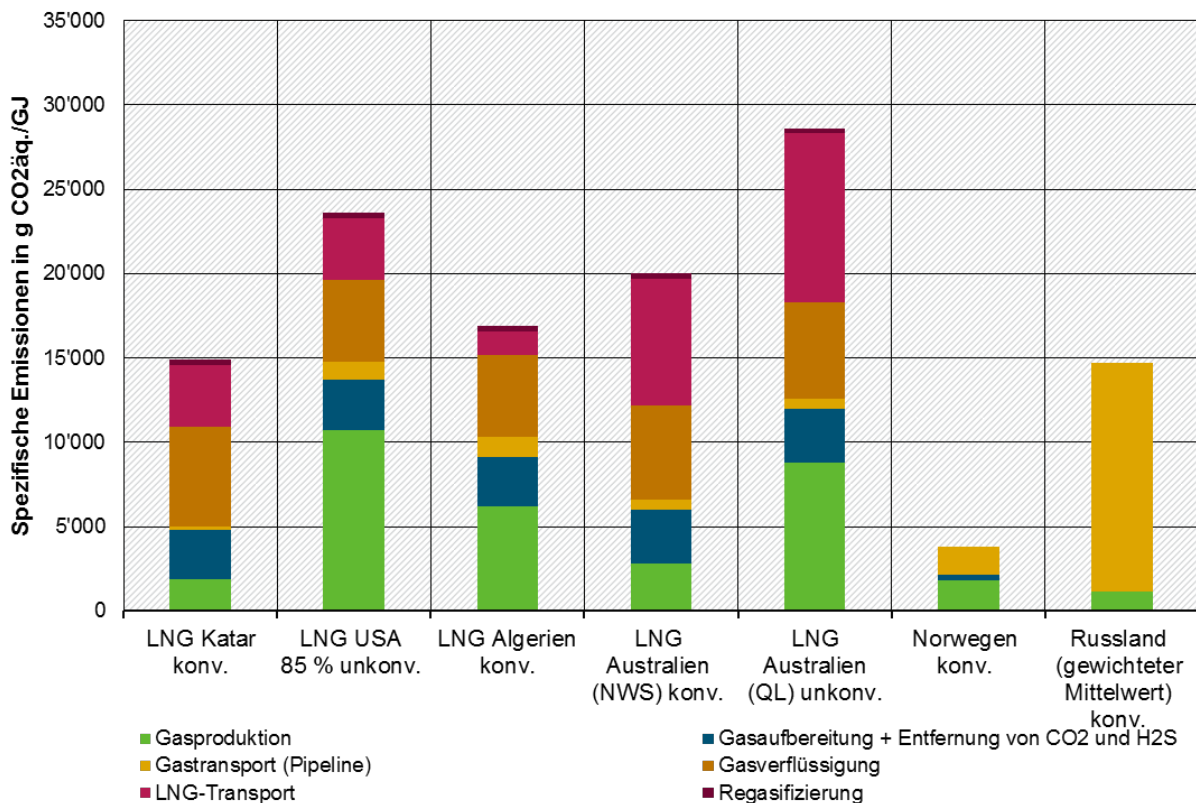
4.1.1 Wie sind die Vorkettenemissionen von LNG im Vergleich mit leitungsgebundener Gasversorgung zu bewerten?

In Abbildung 7 werden die Vorkettenemissionen von leitungsgebundener Gasversorgung aus Russland und Norwegen, als Hauptimporteure nach Deutschland, mit denen von LNG aus Katar, den USA, Algerien und Australien verglichen. Die Vorkettenemissionen bei einer leitungsgebundenen Gasversorgung aus Norwegen zu den zentral europäischen Außengrenzen sind mit 3.805 g CO₂eq./GJ am geringsten. Auch bei dem leitungsgebundenen Transport hat die zu transportierenden Entfernungen einen großen Einfluss. So liegen die Emissionen beim Transport aus Russland deutlich über denen aus Norwegen (vgl. UBA 2018). Damit liegen die Vorketten aus russischem Erdgas in etwa bei denen einer LNG-Versorgung aus Katar, mit einer Differenz von lediglich 200 g CO₂eq./GJ.

Eine LNG-Versorgung aus Australien Queensland (QL) hat mit 28.600 g CO₂eq./GJ die höchsten Emissionswerte durch eine unkonventionelle Förderung über Fracking und einen langen Transportweg zum Hafen nach Europa. Die Erdgasförderung in den USA wird ebenfalls vorwiegend mit unkonventionellen Methoden durchgeführt (in der Thinkstep-Studie als 85% angesetzt), sodass hier Emissionen in der Höhe von 23.600 g CO₂eq./GJ anfallen.

Insgesamt fallen die Vorkettenemissionen für in die EU importiertes LNG stets höher aus als die der leitungsgebundenen Gasversorgung. Im Extremfall sind sie mehr als siebenmal so hoch. Die Vorteilhaftigkeit von Pipeline-Gas gilt überwiegend auch, wenn die in Abschnitt 3.1.2 dargestellten Unsicherheiten in Bezug auf die Emissionen bei der Produktion berücksichtigt werden. In bestimmten Fällen wie der Kombination erhöhter Emissionen bei der konventionellen Förderung und eines langen Pipeline-Transports von Russland aus, kann sich aber ein Vorteil für LNG aus weniger weit entfernten Fördergebieten ergeben.

Abbildung 7: Vorkettenemissionen von LNG im Vergleich mit leitungsgebundener Gasversorgung*



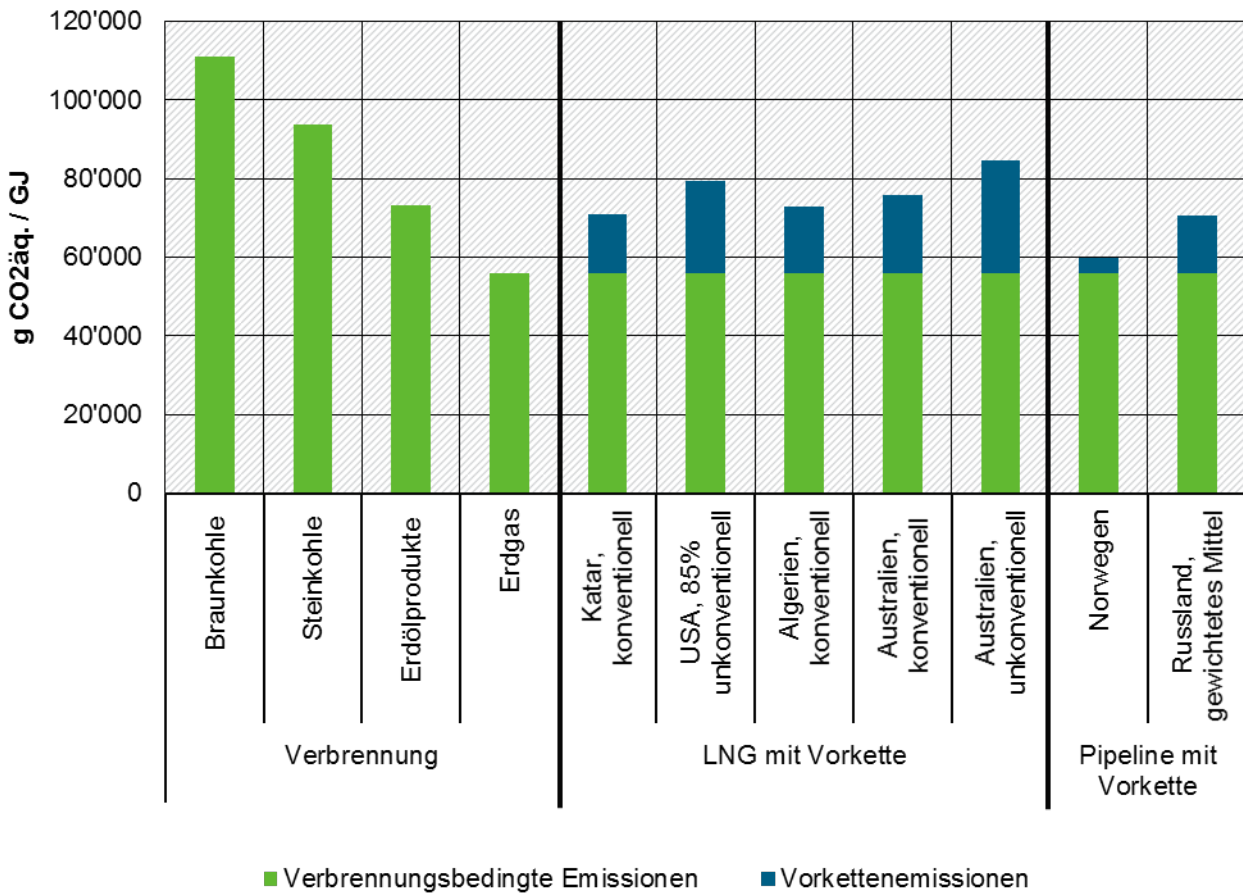
* Wie bereits in Abschnitt 3.1.2 dargestellt gibt es verschiedene Aussagen in der Literatur zu den spezifischen Emissionen der konventionellen und unkonventionellen Erdgasförderung. Die hier betrachteten Werte für LNG stammen wiederum aus Thinkstep (2017), während die Emissionen für leitungsgebundenen Import auf DBI (2016) basieren.

Quelle: eigene Berechnung (Fraunhofer ISI) basierend auf DBI (2016) und Thinkstep (2017)

4.1.2 Wie stehen die ermittelten Vorkettenemissionen von LNG im Verhältnis zu den Emissionen der Verbrennung fossiler Energieträger?

Vorkettenemissionen sind nicht Teil der offiziellen Emissionsberichterstattung unter der UNFCCC und werden auch nicht in den Klimaschutzzielen der Bundesregierung berücksichtigt. Aus klimapolitischer Sicht macht es aber durchaus Sinn den Einfluss der Vorketten auf die Gesamtemissionen zu betrachten. Im Rahmen dieser Studie können allerdings abgesehen von Erdgas die Vorkettenemissionen der verschiedenen fossilen Energieträger nicht ermittelt werden, was bei der Interpretation zu beachten ist. In Abbildung 8 sind zu den bei der Verbrennung von Erdgas entstehenden Emissionen noch die Vorkettenemissionen von LNG addiert. Vergleicht man diese Emissionen mit den Verbrennungsemissionen aus Braun- und Steinkohle (ohne deren Vorketten), erkennt man, dass die Emissionen des LNG-Pfades wesentlich geringer sind. LNG, das in Katar und Algerien produziert wird, ist auf einem ähnlichen Emissionslevel wie die Verbrennungsemissionen von Erdölprodukten. Da die Vorkettenemissionen bei einem solchen Vergleich den anderen fossilen Energieträgern noch hinzuaddiert werden sollten, ist zu erwarten, dass die LNG-Prozesskette geringere Emissionen aufweist als die der anderen fossilen Energieträger. Wie schon in Abschnitt 4.1.1 erläutert, ist jedoch der leitungsgebundene Gastransport aus Emissionssicht vorteilhafter als LNG-Transport.

Abbildung 8: Vergleich der THG-Emissionen von LNG inklusive der Vorkette mit der Verbrennung anderer fossiler Energieträger



Quelle: eigene Berechnung (Fraunhofer ISI) basierend auf IPCC (2006), DBI (2014) und Thinkstep (2017)

4.1.3 Welche Relevanz haben die Vorkettenemissionen von LNG für den Transformationspfad des Energiesystems?

Um den globalen Temperaturanstieg auf deutlich unter 2°C seit der Industrialisierung zu begrenzen bzw. einen Anstieg auf nur 1,5°C anzustreben, wie es das Pariser Abkommen vorsieht, gilt es langfristig alle THG-Emissionen soweit möglich zu vermeiden. Die für Deutschland erstellten Ziel-Szenarien, wie das „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) und die „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Fraunhofer ISI et al. 2017), bilden dennoch bis 2030 einen erheblichen Erdgasbedarf von ca. 1.900 bis 2.400 PJ ab. In den Szenarien sinkt der Bedarf im Gebäudebereich und in der Industrie kontinuierlich, aber steigt u.U. im Transportsektor und in der Energiewirtschaft temporär an.

Wie sich aus dem obigen Vergleich von leitungsgebundener Gasversorgung mit LNG ergibt, ist es dabei in der Regel vorteilhaft auf Pipeline-Gas zu setzen. Anders stellt sich dies nur dort dar, wo verflüssigtes Gas direkt zur Anwendung kommt, wie in der Schifffahrt, wo aus Gründen der Transportkapazität ein Energieträger mit hoher Energiedichte benötigt wird. Darüber hinaus kann der Aufbau einer LNG-Infrastruktur zur Diversifizierung der Importländer und -routen beitragen und damit zu einer höheren Versorgungssicherheit führen.

Langfristig wird es nötig, auch auf fossile Gase vollständig zu verzichten. Diesbezüglich besteht die Möglichkeit, erneuerbare Gase (Biogas oder mittels erneuerbarem Strom synthetisierte Gase) zu nutzen. Werden auch entlang der Prozesskette nur erneuerbare Energie eingesetzt, verschwindet der Vorteil von leitungsgebundener Versorgung in Bezug auf Vorkettenemissionen, wobei dieser Transportweg energetisch effizienter bleibt und daher einen geringeren Bedarf an erneuerbarer Energie. Generell besteht allerdings bei den Gasinfrastrukturen die Gefahr eines Lock-Ins. Denn in den Hauptanwendungsfeldern von Gas gibt es günstigere erneuerbare Vermeidungsoptionen, so dass die Nutzung von erneuerbaren Gasen aus volkswirtschaftlicher Sicht stark limitiert sein sollte (vgl. Wachsmuth et al. 2019).

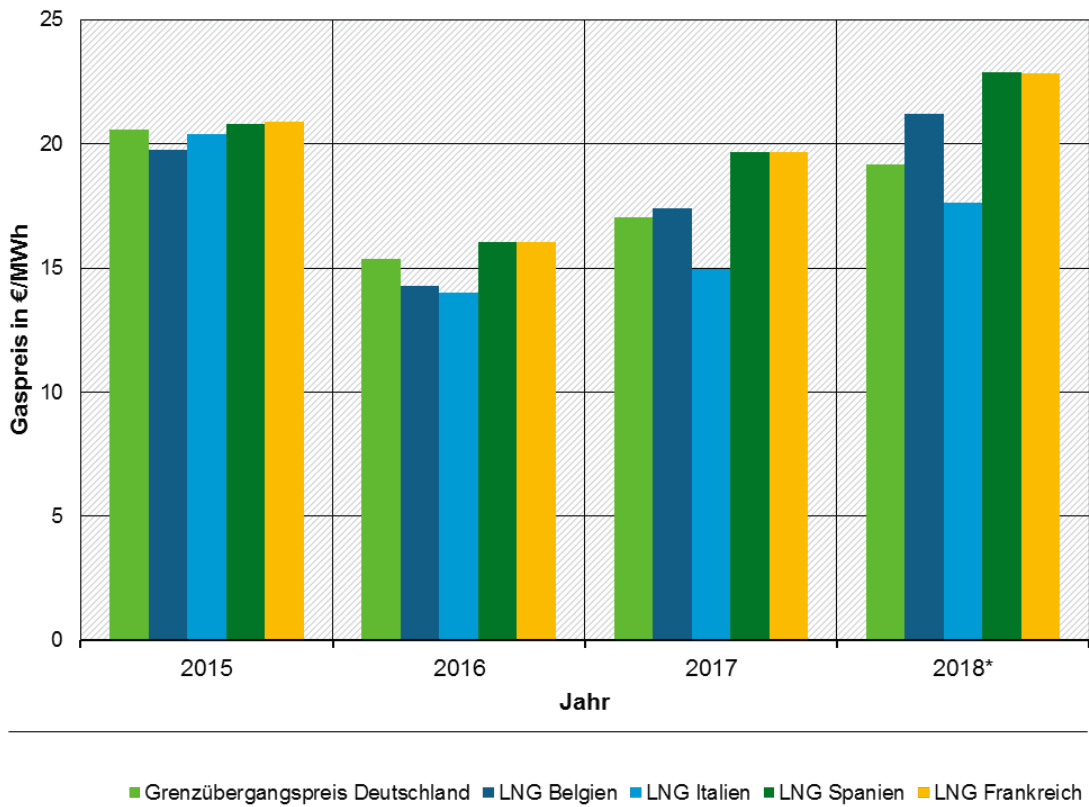
4.2 Welche Kosten entstehen entlang der Vorkette bei LNG und wie verhalten sich diese im Vergleich zu leitungsgebundenem Gas?

Beim Import von LNG entstehen in den verschiedenen Stufen der Prozesskette zusätzliche Kosten. Die Investitionsaufwendungen innerhalb der verschiedenen Stufen der Vorkette variieren stark, wobei der größte Anteil durch die Verflüssigung verursacht wird (vgl. Anhang). Die Anteile hängen von verschiedenen Einflussfaktoren ab, wie z.B. der Entfernung zwischen exportierender und importierender Region, verwendeten Technologien oder den Produktionsmaßstab. Da sich diese Kosten von denen für den Import von Pipeline-Gas unterscheiden, erfolgt hier eine Betrachtung des Preisunterschieds zwischen LNG-Importen und den Preisen von Pipeline-Gas für die Jahre 2015 bis 2018.

Für Deutschland veröffentlicht die BAFA mittlere Grenzübergangspreise von Erdgas, welche die spezifischen Aufwendungen für den Import von Erdgas nach Deutschland vor Steuern unabhängig von Art oder Herkunft des Gases darstellen. Dabei ist zu beachten, dass Deutschland Erdgas aus verschiedenen Ländern importiert. Der Preis für importiertes Erdgas ist je nach Land und Vertrag unterschiedlich. Die angegebenen Preise sind die durchschnittlichen Grenzübergangspreise, die aus dem Gesamtwert der Erdgasimporte (in Euro) und der eingeführten Erdgasmenge (in MWh) berechnet werden. Da der Import von Gas nach Deutschland fast ausschließlich leitungsgebunden erfolgt, sind die Preise entsprechend durch die Preise von Pipeline-Gas dominiert. Als Vergleich werden die LNG-Preise an den Hauptterminals in der EU herangezogen, weil Deutschland aktuell über kein eigenes LNG-Terminal verfügt.

Die Entwicklungen des Grenzübergangspreises für Erdgas nach Deutschland (gemäß BAFA 2019) und der LNG-Preise für Belgien, Frankreich, Spanien und Italien (gemäß European Commission 2015-2018) sind in Abbildung 9 dargestellt. Zu beobachten ist, dass sich die LNG-Preise, nachdem sie im Jahr 2015 EU-weit mit dem deutschen Grenzübergangspreis nahezu gleichauf lagen, sich danach voneinander differenziert haben. Dabei ist der Preis für LNG im Vergleich zum deutschen Grenzübergangspreis überwiegend gestiegen. Nur für Italien zeigt sich im Jahr 2018 noch ein geringerer LNG-Preis. Diesbezüglich ist zu beachten, dass es sich dabei im Gegensatz zu den anderen LNG-Preisen um Schätzungen auf der Grundlage von Zolldaten handelt. Aufgrund fehlender Vergleichsquellen ist es im Moment ungewiss, ob die relativ großen Unterschiede zwischen den LNG-Preisen Italiens und den LNG-Preisen Frankreichs, Spaniens und Belgiens auf die unterschiedlichen Berichtsquellen oder auf einen anderen Effekt zurückzuführen sind.

Abbildung 9: Entwicklung des Grenzübergangspreises für Erdgas nach Deutschland und der LNG-Anlandungspreise in verschiedenen EU-Ländern



* Die LNG-Preise für 2018 beziehen sich nur auf die ersten drei Quartale.
Quelle: BAFA (2019), European Commission (2015-2018)

5 Schlussbemerkung

In dieser Kurzstudie ist eine Einordnung der THG-Emissionen entlang der Prozesskette für den Import von LNG erfolgt. Andere Umwelteffekte die im Kontext zunehmender Anteile an unkonventionellen Gasen aus umweltpolitischer Sicht zu berücksichtigen wären, konnten nicht mitbetrachtet werden.

Vorkettenemissionen treten sowohl bei der Produktion und Aufbereitung des Ausgangsgases als auch bei Verflüssigung, Transport und Regasifizierung von LNG auf. Emissionen bei der Produktion und Aufbereitung treten analog auch bei Pipeline-Gas auf. Trotzdem gibt es wesentliche Unterschiede, welche durch die unterschiedlichen Quellländer und die dortigen Gegebenheiten bedingt sind. Insbesondere drängt in den letzten Jahren die USA verstärkt als Exporteur von LNG auf den Markt. Eine Auswertung der Literatur hat gezeigt, dass dort in der Regel höhere THG-Emissionen bei der Produktion auftreten, u.a. weil stark und weiter zunehmend auf die unkonventionelle Förderung von Gas gesetzt wird. Diese Vorkettenemissionen variieren jedoch stark nach Fördergebiet und eingesetzter Fördertechnik und unterliegen hohen Unsicherheiten.

Die THG-Emissionen bei Verflüssigung, Transport und Regasifizierung werden überwiegend durch den Energieaufwand für Verflüssigung und Kompression während des Transports verursacht. Diese sorgen dafür, dass die Vorkettenemissionen von LNG auch bei gleichen Herkunftsländern typischerweise höher ausfallen als die von Pipeline-Gas. Aus Klimaschutzsicht ist daher aktuell die Nutzung von leitungsgebunden transportiertem Gas gegenüber LNG wegen der geringeren Vorkettenemissionen zu bevorzugen, wobei mit zunehmender Transportstrecke auch die Vorkettenemissionen des Pipelinetransports steigen. Trotz der Vorkettenemissionen von LNG sind die Gesamtemissionen in der Regel geringer als die von erdöl- und kohlebasierten Energieträgern, so dass in einzelnen Anwendungsbereichen der Einsatz auch langfristig zweckmäßig sein kann. Insbesondere gilt dies im Schiffsverkehr, wo aktuell nur wenig klimafreundlichere Alternativen diskutiert werden.

Mit Blick auf die langfristigen Ziele des Pariser Klimaabkommens, insbesondere das Erreichen von Netto-Nullemissionen, sind langfristig alle energiebedingten THG-Emissionen zu vermeiden. Erneuerbare gasförmige Energieträger werden dabei zumindest in gewissem Umfang eine Rolle spielen. Generell gilt es aber im Zuge der Energiewende bei der Nutzung gasförmiger Energieträger einen Lock-In zu vermeiden, weil die Nutzung erneuerbarer Gase in der Regel mit höheren Kosten verbunden ist als eine direktelektrische Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen. In einem vollständigen erneuerbaren Energiesystem werden entlang der Prozesskette nur noch erneuerbare Energieträger genutzt, so dass keine THG-Emissionen mehr auftreten. Der Transport von Gas mittels Gasleitungen weist dann zwar keinen Emissionsvorteil mehr auf, bleibt im Vergleich zu LNG jedoch der energetisch effizientere Pfad, so dass insgesamt entsprechend weniger erneuerbare Energie benötigt wird.

Aus klimapolitischer Sicht und unter Energieeffizienzaspekten ist also ein verstärkter Einsatz von LNG insbesondere im Vergleich zu per Pipeline transportiertem Gas nicht begründbar. Zur Diversifizierung der Exportländer auch hinsichtlich eines zukünftigen Marktes für strombasierte erneuerbare Gase, verbesserter Versorgungssicherheit sowie mehr Wettbewerb kann ein Ausbau der LNG-Infrastruktur im Zuge der Energiewende hingegen beitragen.

6 Quellenverzeichnis

- BAFA (2019): BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung des Grenzübergangspreises seit 1991. Online verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html, zuletzt aufgerufen am 19.03.2019
- Burnham, A.; Han, J.; E. Clark, C.; Wang, M.; B. Dunn, J.; Palou-Rivera, I. (2011): Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental Science & Technology*, 2012, 46 (2), 619-627. DOI: 10.1021/es201942m. Online verfügbar unter: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es201942m>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019
- DBI (2016): DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas. Abschlussbericht. Dezember 2016. Online verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=i&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKewjrhP62nLnhA-hULKewKHTjxDIUQfjAAegQIARAC&url=https%3A%2F%2Fwww.dbi-gut.de%2Femissionen.html%3Ffile%3Dfiles%2FHIPS_net%2FEmissionen%2FFinale%2520Dokumente%2FReport_german.pdf&usq=AOvVaw3RL1pY-NEEL71veemuK1UNa, zuletzt aufgerufen am 19.03.2019
- DVGW-EBI et al. (2016): „Potenzialanalyse LNG“ Einsatz von LNG in der Mobilität, Schwerpunkte und Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung; Abschlussbericht; Essen, Oktober 2016
- Energy API (2015): Energy API. Version 1.0. Liquefied Natural Gas (LNG) Operations. Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions. The LEVON Group, LLC. Mai 2015. Online verfügbar unter: <https://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/natural-gas/methodology-for-estimating-ghgs-from-lng>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- European Commission (2015-2018): Quarterly report on European Gas Markets. Market Observatory for Energy. Online verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>, zuletzt aufgerufen am 19.03.2019.
- European Commission (2019a): Liquefied Natural Gas. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas-lng>, zuletzt aufgerufen am 08.03.2019.
- European Commission (2019b): EU-U.S. LNG Trade - U.S. liquefied natural gas (LNG) has the potential to help match EU gas needs (2019). Online verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas-lng>, zuletzt aufgerufen am 08.03.2019.
- EXERGIA (2015): EXERGIA S.A., Energy-Economy-Environment Modelling Laboratory E3MLab, COWI A/S, „Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas - Final Report,“ European Commission DG ENER, Brussels, 2015. Online verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study%20on%20Actual%20GHG%20Data%20Oil%20Gas%20Final%20Report.pdf>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- EPA-NSW (2015): EPA-NSW – New South Wales Environment Protection Authority. Conventional and Unconventional Gas. December 2015. Online verfügbar unter: <https://www.epa.nsw.gov.au/-/media/40B251DEC4B44D378CC4EC56B7116602.ashx?la=en>, zuletzt aufgerufen am 07.03.2019
- Fraunhofer ISI et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie erstellt von Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter: https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basissszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt aufgerufen am 19.01.2018.
- GIIGNL: GIIGNL - International Group of Liquefied Natural Gas Importers. LNG Information Paper No. 2 – The LNG Process Chain. Online verfügbar unter: <https://giignl.org/about-lng/lng-basics>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- Howarth, W.R.; Santoro, R; Ingraffea, A. (2011): Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change* (2011) 106:679–690. DOI 10.1007/s10584-011-0061-5. Online verfügbar unter: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-011-0061-5>, zuletzt aufgerufen am 05.01.2019.
- Hultman, N.; Rebois, D.; Scholten, M.; Ramig, C. (2011): The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation. *Environmental Research Letters* 6(2011) 049504. DOI 10.1088/1748-9326/6/4/049504. Online verfügbar

- unter: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/6/4/049504/meta> zuletzt aufgerufen am 05.01.2019.
- IGU (2018): IGU – International Gas Union. 2018 World LNG Report (27th World Gas Conference Edition). July 7, 2018. Online verfügbar unter: <https://www.igu.org/publications-page>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Erstellt von der National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., und Tanabe K. (Hrsg.). Veröffentlicht: IGES, Japan.
- Jiang, M.; Griffin W.M.; Hendrickson, C.; Jaramillo, P.; Van Briesen, J.; Venkatesh, A. (2011): Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental Research Letters* 6(2011) 034014. DOI: 10.1088/1748-9326/6/3/034014. Online verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/231017337_Life_Cycle_Greenhouse_Gas_Emissions_of_Marcellus_Shale_Gas, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- M4ShaleGas (2017): M4ShaleGas - Measuring, monitoring, mitigating and managing the environmental impact of shale gas (2017): Final report on CO2 footprint and climate forcing. December 2017. Online verfügbar unter: <http://www.m4shalegas.eu/reports3.html>. zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- NETL (2011): NETL – National Energy Technology Laboratory. Life Cycle Greenhouse Gas Inventory of Natural Gas Extraction, Delivery and Electricity Production. October 24, 2011. U.S. Department of Energy. DOE/NETL-2011/1522. Online verfügbar unter: <http://www.canadiancleanpowercoalition.com/files/4713/2630/3388/LA7%20-%20NG-GHG-LCI.pdf>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Zusammenfassung des 2. Endberichts. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2441/2015-598-de.pdf>, zuletzt aufgerufen am 19.01.2018.
- Stephenson, T.; Valle, J.E.; Riera-Palou, X. (2011): Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production. *Environmental Science & Technology*, 2011, 45 (24), pp 10757-10764. DOI: 10.1021/es2024115. Online verfügbar unter: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es2024115>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- Thinkstep (2017): Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte. Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen; erstellt von thinkstep AG im Auftrag von Nord Stream 2 AG; Abschlussbericht. März 2017. Online verfügbar unter: <https://www.nord-stream2.com/de/media-info/standpunkte-analysen/treibhausgas-profile-fur-erdgas-transporte-vergleich-zusatzlicher-erdgas-importe-nach-europa-durch-die-nord-stream-2-pipeline-und-lng-importalternativen-8/>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.
- UBA (2018): Kurzstudie - Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland im Rahmen des UFOPLAN-Vorhabens „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“; erstellt von DVGW-EBI und Fraunhofer ISI im Auftrag des Umweltbundesamtes; 2018
- Wachsmuth, J.; Michaelis, J.; Neumann, F.; Wietschel, M.; Duscha, V.; Degünther, Ch.; Köppel, W.; Zubair, A. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors; Abschlussbericht UFOPLAN 2016 – FKZ 3716 43 100 0; Veröffentlichung im April 2019 geplant.
- Wachsmuth, J.; Pakalkaite, V.; Breitschopf, B. (2017): The end of long-term contracts? Gas price and market dynamics in Central and Eastern Europe. 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Dresden.
- Weber, C.L.; Clavin, C. (2012): Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications. *Environmental Science & Technology*, 2012, 46 (11), pp 5688–5695. DOI: 10.1021/es300375n. Online verfügbar unter: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es300375n>, zuletzt aufgerufen am 05.04.2019.

7 ANHANG

Tabelle 3: Länder und das betrachtete Schiefergasbecken in M4ShaleGas Project

Land	Lagerstätte
GB	Bowland Basin
Niederlande	Geverik Member (Epen Formation)
Dänemark	Alum Shale
Schweden	Alum Shale
Deutschland	Posidonia Shale
Frankreich	Paris Basin

Quellen: M4ShaleGas (2017)

Tabelle 4: Normalisierte Abschätzungen des CO₂-Fußabdrucks von konventioneller und unkonventioneller Gasförderung in den USA (in g CO₂eq./MJ)

	Jiang/Venkatesh		NETL		Hultman	Stephenson		Burnham		Howarth ^a		Best ^b				
	Conv.	Shale	Conv.	Shale	Shale	Conv.	Shale	Conv.	Shale	Conv.	Shale	Conv.	Shale	Shale w/ Green comp.		
Preproduction	Well pad construction	*	0,1 (0,0-0,3)	0,2	0,1	*	*	*	1,6	1,0	*	1,5	0,16 (0,07-0,26)	0,16 (0,07-0,26)	0,16 (0,07-0,26)	
	Well drilling	*	0,2 (0,1-0,4)			*	0,3	0,3			0,23 (0,12-0,36)		0,2 (0,12-0,36)	0,2 (0,12-0,36)		
	Fracking water	—	0,3 (0,2-0,4)	-	*	*	—	0,3			-		0,26 (0,09-0,45)	0,26 (0,09-0,45)		
	Fracking chemicals	—	0,1 (0,0-0,1)	-	*	*	—	*	*	-	0,07 (0,05-0,09)		0,07 (0,05-0,09)			
	Well completion	*	1 (0,1-4,1)	0,0	1,3	4,7	0,4	1,6	0,0	0,8	0,0		8,6	0,18 (0,04-0,37)	1,2 (0,2-3,4)	0,2 (0,04-0,6)
	Subtotal	*	1,7 (0,4-5,3)	0,2	1,4	4,7	0,7	2,2	1,6	1,7	0,0		9,8	0,57 (0,35-0,81)	1,9 (0,9-4,1)	0,9 (0,6-1,3)
Production/Processing	Flaring	0,4 (0,0-1,3)		1,8	2,0	*	2,8		0,4	0,4	*	0,6 (0,1-1,1)				
	Lease/plant energy	3,7 (0,8-8,9)				*	4,3		4,1	4,1 ^c	3,2 (2,2-4)					
	Vented CO ₂ at plant	1,0 (0,0-2,8)		0,2		*	0,8		*		1,2 (0,4-2,4)					
	Fugitive at well	3,4 (2,8-5,0)		1,8		2,1	1,4		3,6		5,0		2,7 (1,1-4,5)			
	Fugitive at plant	1,5 (0,5-3,6)		1,2		0,6	0,8		0,8		0,4		1,8 (0,8-3,2)			
	Workovers	*	*	0,0	4,6	4,7	*	*	0,0	1,5	*		—	1,2 (0,0-4,8)	0,2 (0,0-0,9)	
	Liquids unloading	2,5 (1,0-4,0)	— ^d	6,6	—	*	*	—	5,9	—	0,6	— ^a	3,8 (1,3-6,0)	—	—	
	Subtotal	12,6 (8,3-17,6)	10,1 (6,1-14,9)	11,7	9,8	7,5	4,2		15,9	11,3	10,0	9,5	13,2 (9,6-16,7)	10,5 (7,2-15,3)	9,6 (7,0-12,2)	
Trans- mission	Compr. fuel	0,4 (0,1-0,9)		0,4		*	0,2		0,3		0,6		0,4 (0,2-0,6)			
	Fugitive	1,9 (0,0-2,7)		2,3		1,8	1,7		0,9		6,8		1,9 (1,2-2,5)			
	Subtotal	1,3 (0,1-3,6)		2,7		1,8	1,9		1,2		7,4		2,2 (1,6-2,9)			
Upstream subtotal	13,9 (9,5-18,9)	13 (7,4-16,2)	14,6	13,9	13,9	6,8	8,3	18,6	14,2	17,5	26,6	16 (12,4-19,5)	14,6 (11-21)	12,7 (9,9-15,6)		

Quelle: Weber und Clavin (2012)

* Die Studie berücksichtigte diese Emissionsquelle nicht.

— Die Emissionskategorie tritt für konventionelles Gas bzw. Schiefergas nicht auf.

^a Howarth enthält Ergebnisspannbreiten. Diese Schätzungen stellen den Mittelwert zwischen den niedrigen und hohen Schätzungen dar.

^b Die besten Schätzbereiche zeigen die 95. Perzentilbereiche aus den simulierten Input- oder Outputverteilungen, die in Weber und Clavin (2012) mit den sechs Studien erstellt wurden.

^c Howarth gibt hier eine Bandbreite von Emissionsfaktoren an. Weber und Clavin (2012) haben zwischen diesen Emissionen einen Durchschnitt gebildet.

^d Jiang/Venkatesh und Howarth beinhalten Liquid Unloading Emissionen auch für Schiefergas, aber diese Emissionen wurden von Weber und Clavin (2012) für den Vergleich herausgenommen, da sie nur für konventionelle Bohrungen auftreten.

7.1 Investitionsaufwendungen entlang der LNG-Vorkette

Verflüssigung: Die Verflüssigungskosten variieren von Projekt zu Projekt, sind aber im Durchschnitt in den letzten zehn Jahren deutlich gestiegen. Mehrere Projekte haben Kostensteigerungen von 30-50% gegenüber den Schätzungen bei der finalen Investitionsentscheidung (FID) erfahren. Da zahlreiche Projekte in ähnlicher Zeitspanne bei der FID eintrafen, führte die Nachfrage nach Dienstleistungen im Bereich Engineering, Procurement and Construction (EPC) zu erhöhten Input- und Arbeitskosten. Bauverzögerungen haben sich auch auf die Kosten ausgewirkt. Australien ist zum Teil durch Wechselkursschwankungen, die Verfügbarkeit von Fachkräften und die Projektdefinition zum Zeitpunkt der FID besonders betroffen (IGU 2018). Die durchschnittlichen Verflüssigungskosten stiegen in den Jahren 2009-2017 auf 1.005 \$/Tonne gegenüber 404 \$/Tonne in den Jahren 2000-2008. Der überwiegende Teil des Anstiegs kam von Greenfield-Projekten, in denen die Kosten im gleichen Zeitraum von 527 \$/Tonne auf 1.501 \$/Tonne stiegen. Bei Brownfield-Projekten, die von der bestehenden Infrastruktur profitieren, lagen die Kosten für Verflüssigungseinheiten in den Jahren 2009-2017 durchschnittlich bei 458 \$/Tonne gegenüber 321 \$/Tonne in den Jahren 2000-2008 (IGU 2018). Projekte im pazifischen Becken hatten die höchsten Kostensteigerungen. Die Kosten für Verflüssigungseinheiten beliefen sich in den Jahren 2009-2017 auf durchschnittlich 1.458 \$/Tonne und haben sich damit gegenüber dem Zeitraum 2000-2008 mehr als vervierfacht. Die Projekte im Atlantischen Becken verzeichneten ein etwas geringeres, aber immer noch bemerkenswertes Anstieg der Verflüssigungskosten, der 2009-2017 durchschnittlich 1.011 \$/Tonne betrug, gegenüber 480 \$/Tonne in den Jahren 2000-2008. Niedrigere Kosten für die Erweiterung der Brownfield in Katar ermöglichten es, die durchschnittlichen Verflüssigungskosten im Mittleren Osten in den Jahren 2009-2017 mit 385 \$/Tonne gegenüber 299 \$/Tonne im Zeitraum 2000-2008 auf niedrigem Niveau zu halten (IGU 2018).

Transport: In den 2000er Jahren blieben die durchschnittlichen LNG-Carrier-Kosten pro Kubikmeter in einem engen Bereich. Die schnell steigende Nachfrage nach innovativen Schiffen ab 2014, insbesondere nach Schiffen mit TFDE-Antriebssystemen, ließ die durchschnittlichen Schiffskosten von 1.300 \$/m³ (2851 \$/Tonne) im Jahr 2005 auf 1.770 \$/m³ (3882 \$/Tonne) im Jahr 2014 steigen. Dies ist vor allem auf die Eisbrecherschiffe von Yamal LNG zurückzuführen, die teurer sind als ein typischer Carrier. Im Jahr 2017 sanken die Kosten für TFDE- und ME-GI-Schiffe jedoch wieder auf 1.072 \$/m³ (2351 \$/Tonne) bzw. 1.082/m³(2373 \$/Tonne) (IGU 2018).

Regasifizierung: Die gewichteten durchschnittlichen CAPEX der Onshore-Regasifizierungsanlagen, die 2017 in Betrieb genommen wurden, betrugen 274 \$/Tonne (basierend auf einem gleitenden Dreijahresdurchschnitt). Dies liegt leicht unter dem Durchschnitt von 2016 (307 \$/Tonne), da die Projekte Hitachi (Japan) und Swinoujscie (Polen) beide im Jahr 2016 mit jeweils relativ höheren CAPEX ihre Arbeit aufgenommen haben (IGU 2018). Im Allgemeinen können die Investitionen für schwimmende Terminals niedriger sein als bei Onshore-Projekten, da FSRUs (floating storage and regasification units) typischerweise einen relativ geringen Infrastrukturaufbau erfordern, um mit dem Import zu beginnen. Die Investitionen für FSRUs sind in den letzten Jahren relativ konstant geblieben und haben sich gegenüber dem jüngsten Höchststand von 158 \$/Tonne im Jahr 2014 leicht verringert. Basierend auf einem dreijährigen gleitenden Durchschnitt betrugen die gewichteten durchschnittlichen CAPEX einer FSRU im Jahr 2017 129 \$/Tonne (IGU 2018).