Branchenfokus: Liquefied Natural Gas (LNG)

Mai 2022

ESG-Risiken im Überblick

Treibhausgasemissionen	●●●●○
Energieaufwand	●●●●○
Sicherheitsaspekte	●●●○○
Luftschadstoffe	●○○○○

Übersicht

Zusammenfassung	1
Fakten	2
ESG-Risiken	5
Quellen	7

LNG-Import und -Exporte weltweit

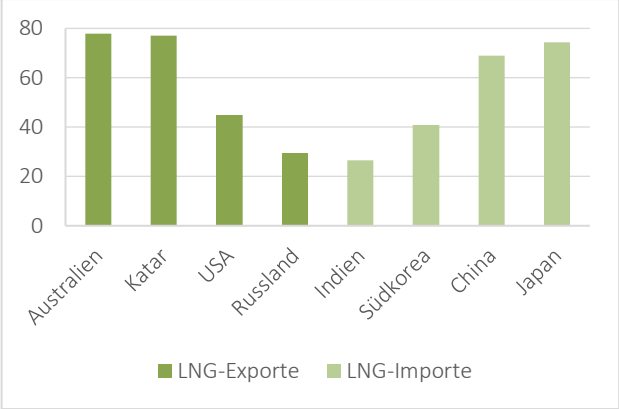


Abb. 1: Größte LNG-Exporteure und -Importeure nach Ländern in MT (2020) (1)

Sektoraler Fokus

- Energiesektor
- Transportsektor
- Gasbranche
- Industrie
- Kommunen
- Private Haushalte

Zusammenfassung: Argumente im Zusammenhang mit der Nutzung von LNG

Pro

- Sicherstellung einer ausreichenden Gasversorgung durch Diversifikation der Bezugsquellen.
- Stärkung der Autonomie und Verringerung der Abhängigkeit von Pipeline-Gas-Importen. im Falle von Deutschland insbesondere die Abhängigkeit von Russland.
- LNG gilt, genauso wie Erdgas, als Brückentechnologie der Energiewende, da im Vergleich zu anderen fossilen Energien bei der Verbrennung weniger CO_2 und Schadstoffe emittiert werden.
- LNG kann einen Beitrag zur Reduktion der Schadstoff- und Lärmemissionen im Schiffs- und Lastverkehr leisten.
- Verbesserung der CO_2-Bilanz von LNG durch die Nutzung von LNG aus erneuerbaren Quellen (Bio-LNG, LBG, LRG) und/oder erneuerbarem Strom für die Verflüssigung und Kompression von LNG.

Contra

- LNG wird überwiegend aus fossilem Erdgas hergestellt und ist daher mit hohen CO_2-Emissionen und Umweltauswirkungen verbunden (vgl. ESG Risiko Monitor Fracking).
- Die Verflüssigung zu LNG sowie Kühlung und Kompression vor und während des Transports ist sehr energieintensiv.
- Je nach Förderland und eingesetzter -technologie kann die CO_2-Bilanz im Vergleich zu Diesel und anderen fossilen Energien negativ ausfallen.
- LNG besteht zum weit überwiegenden Teil aus Methan, einem hoch klimawirksamen Gas, das entlang der gesamten Wertschöpfungskette entweichen kann.
- Bei unkontrolliertem Austritt von LNG besteht Brand- und Explosionsgefahr.

Fakten

Was ist LNG?

LNG steht für „Liquefied Natural Gas“. Es handelt sich dabei um verflüssigtes Erdgas. Das Gas wird durch Herunterkühlen auf eine Temperatur von circa -162 °C in einen flüssigen Zustand versetzt (2). Der Prozess der Verflüssigung ist mit erheblichem Energieaufwand verbunden. Im Gegensatz zu gasförmigem Erdgas ist LNG jedoch um den Faktor 600 stärker verdichtet. Die ökonomische Attraktivität von LNG liegt im effizienten Transport und der platzsparenden Lagerung großer Mengen Energie.

Abgrenzung zu CNG und LPG

CNG (Compressed Natural Gas, Druckerdgas) besteht wie LNG (Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas) überwiegend aus Methan. Es wird bei rund 200 Bar gasförmig gespeichert und erreicht dabei etwa 40 Prozent der Energiedichte von LNG. Dies entspricht einer 200-fachen Reduzierung seines Volumens im Vergleich zu Erdgas. Zum Einsatz kommt CNG primär als Kraftstoff in Fahrzeugen. Erdgas, das weltweit per Pipeline transportiert wird, steht im Vergleich zu CNG unter geringerem Druck (50-70 Bar).

LPG (Liquefied Petroleum Gas, Flüssiggas) ist ein Gemisch aus Propan und Butan, das als Nebenprodukt bei der Erdöl- und Erdgasgewinnung und -verarbeitung anfällt und bei Raumtemperatur und einem Druck von etwa 10 Bar flüssig gespeichert wird. Flüssiggas wird zum Heizen, Kochen, als Kältemittel oder Kraftstoff (Autogas) verwendet. Der Energiegehalt von LPG im Vergleich zu CNG beträgt etwa die Hälfte.

Prozesskette und Bereitstellungspfade von LNG

Die Prozesskette (3) für die Bereitstellung von LNG unterteilt sich in die Gasförderung, die Gasaufbereitung, die Verflüssigung, den Transport, die Entladung und Speicherung von LNG und letztlich die Regasifizierung. Im Folgenden werden die sechs Hauptprozessschritte näher erläutert.

1. Gasförderung

Erdgas ist ein fossiler Energieträger, der in unterirdischen Lagerstätten zu finden ist. Es werden die konventionelle und unkonventionelle Erdgasförderung unterschieden, wofür unterschiedliche Fördermethoden eingesetzt werden (vgl. ESG Risiko Monitor Fracking).

LNG aus erneuerbaren Quellen

Neben herkömmlichem LNG ist zunehmend von Bio-LNG, LBG (Liquefied Biogas) oder LRG (Liquefied Renewable Gas) die Rede (Abb. 2) (4). Dabei handelt es sich um verflüssigtes Methan, das durch Vergährung von Biomasse, z.B. landwirtschaftlichen Abfällen, Grünabfall, Schlamm oder Dung, in Biomethananlagen entsteht. Im Prozess muss es dabei von dem entstehenden Kohlendioxid (CO_2) getrennt werden. Bio-LNG kann lokal produziert werden und unterstützt dessen dezentrale Anwendung. Im Februar 2022 hat beispielsweise Shell mit dem Bau einer Bio-LNG-Anlage im Rheinland begonnen (5).

SNG kann aus Kohle und Biomasse (Bio-SNG, Biomethan) gewonnen oder mit regenerativen Energien über PtG-Prozesse (Methanisierung von Wasserstoff) synthetisiert werden (in Abb. 2 als E-LNG bezeichnet). Bio-LNG, das aus Bio-SNG hergestellt wurde, und E-LNG können zusammengefasst als LRG (Liquefied Renewable Gas) bezeichnet werden (6).

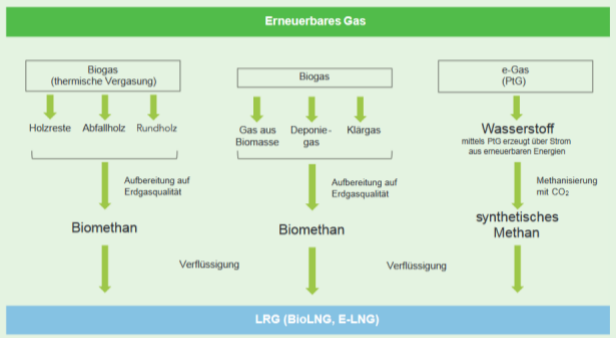


Abb. 2: Definitionen erneuerbarer Gase („Liquefied Renewable Gas“, LRG) (8)

2. Gasaufbereitung

Das vom Endverbraucher genutzte Erdgas besteht überwiegend aus Methan (zu etwa 95 Prozent bei LNG) (7). Gefördertes Erdgas existiert allerdings in Mischungen aus Methan mit anderen Kohlenwasserstoffen, etwa Ethan, Propan und Butan, sowie Kohlendioxid, Stickstoff, Schwefelwasserstoff und Wasserdampf. Die Gasaufbereitung umfasst vor diesem Hintergrund insbesondere die Abscheidung unerwünschter Verbindungen aus dem Rohgas.

3. Verflüssigung

Nach der Aufbereitung wird das Erdgas in einer Verflüssigungsanlage in mehreren Schritten durch Kompression und Abkühlung auf eine Temperatur von -162 °C verflüssigt. Dieser Prozess ist sehr energieintensiv, kann durch den Einsatz erneuerbarer Energien aber klimaverträglicher gestaltet werden.

Floating Liquefied Natural Gas (FLNG, 9)

Erdgaslagerstätten befinden sich häufig vor den Küsten (Off-shore). Das auf See geförderte Erdgas wird meist per Pipeline zu einer nahen Küste geleitet und dort in Flüssigerdgas umgewandelt. Das FLNG-Verfahren zielt darauf ab, das Erdgas, das auf hoher See gefördert wird, direkt vor Ort auf schwimmenden Plattformen oder Förderschiffen zu verflüssigen und auf Transportschiffe umzuschlagen. So können auch küstenferne Offshore-Gasfelder erschlossen werden. Man

spricht dabei auch von LNG-FPSO-Anlagen (Floating Production, Storage and Offloading).

4. LNG-Transport

Der Transport von LNG erfolgt mit Schiffen, Lastwagen und Zügen. Üblicherweise wird das LNG an einem LNG-Terminal auf spezielle LNG-Tanker gepumpt, um über große Entfernungen auf dem Seeweg transportiert werden zu können.

Boil-Off-Gas

LNG wird unter ständiger Kühlung in speziellen Tanks gelagert und transportiert. Obwohl die Tanks isoliert sind, treten geringe Erwärmungen z. B. durch den mechanischen Wärmeeintrag von Pumpen oder eine Änderung des Luftdrucks auf, wodurch die LNG-Ladung verdampft. Diese Verdunstung, die als Boil-Off bezeichnet wird, ist unvermeidbar. Das entstehende Boil-Off-Gas muss entfernt werden, um den Druck der Tanks aufrechtzuerhalten. Das Boil-Off-Gas kann an Bord von Schiffen als Kraftstoff verwendet oder in einer Vergasungsanlage verbrannt werden.

5. Entladung und Speicherung

Am Entladeterminal werden Gelenkarme mit den LNG-Tankern verbunden, um das LNG zu entladen und in die Terminalspeicherung zu überführen. Dort wird das LNG in kryogenen Tanks gelagert, die eine Temperatur von -162 °C gewährleisten. Sie bestehen aus Stahlbeton und sind isoliert, um eine Verdampfung des LNG möglichst zu verhindern.

Floating Storage and Regasification Units (FSRU, 10)

FSRU sind schwimmende, mobile Plattformen, auf denen LNG gelagert und bei Bedarf in Gas umgewandelt werden kann. Um die Abhängigkeit von russischen Erdgasimporten zu reduzieren, ist in Deutschland die Anmietung von drei FSRU zum Winter 2022 geplant. Als Standorte für die schwimmenden LNG-Terminals kommen u.a. Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade in Betracht.



Abb. 3: Schwimmendes LNG-Terminal (11)

6. Regasifizierung

In einer Verdampfungsanlage wird das LNG in den gasförmigen Zustand gebracht und komprimiert, um über Rohrleitungen weitertransportiert oder in das Gasnetz eingespeist zu werden.

Nutzung von LNG

LNG wird primär als Kraftstoff im Schiffs- und Schwerlastverkehr genutzt und gewinnt in diesen Mobilitätszweigen zunehmend an Bedeutung. Im Gegensatz zu den Schifffahrtstreibstoffen Marinediesel und Schweröl ist der LNG-Antrieb eine vergleichsweise emissionsarme Alternative, auf die immer mehr Reedereien setzen. Die meisten LNG-betriebenen Schiffe sind Flüssiggastanker. Zunehmend werden auch Container- und Kreuzfahrtschiffe mit LNG betrieben. Die „AIDAnova“, die Ende 2018 in Dienst gestellt wurde, ist das weltweit erste Kreuzfahrtschiff, das vollständig mit LNG betrieben werden kann.

Neben erdgasbetriebenen LKW im Schwerlastverkehr spielt der Einsatz von LNG im Langstreckentransport und in der städtischen Logistik, z.B. im ÖPNV oder der Müllabfuhr, zunehmend eine Rolle. Vorreiter bei der Herstellung oder Umrüstung auf LNG-betriebene Fahrzeuge sind die Unternehmen Iveco, Scania und MAN (12). Auch der Ausbau des Tankstellennetzes entwickelt sich dynamisch. Während es in Deutschland im Jahr 2016 lediglich zwei LNG-Tankstellen gab, sind im Frühjahr 2022 insgesamt 110 LNG-Tankstellen in Betrieb und weitere 51 in Planung (13). Wegen der Nutzung von LNG im Transportbereich beziehen sich zahlreiche Studien, z. B. zur relativen Klimaverträglichkeit und zu Luftschadstoffen, auf andere fossile Kraftstoffe, wie z. B. Diesel.

Über die Nutzung von LNG als Kraftstoff hinaus, kommt LNG auch als Basisbrennstoff im Kraftwerksbereich oder für die Wärmeerzeugung zum Einsatz. Versorgungsunternehmen können aus Flüssigerdgas gewonnenes Gas in das Erdgasnetz einspeisen, um Lastspitzen und Versorgungsengpässe auszugleichen. Synergieeffekte können geschaffen werden, wenn Abwärme, z.B. von Kraftwerken, zur Regasifizierung des LNG genutzt wird oder der Prozess der Regasifizierung von LNG Kühlzwecken dient. Zudem liefert LNG auch Prozessenergie für industrielle Anwendungen.

Wirtschaftliche Bedeutung

Erdgas ist einer der wichtigsten fossilen Brennstoffe in Industrieländern. Verschiedene Konzepte zur Nutzung von Erdgas gelten als Übergangstechnologien zur Absicherung der Versorgungssicherheit im Prozess der Energiewende.

Nach Angaben der International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL, 14) wurden im Jahr 2020 weltweit 356,1 Mio. Tonnen (MT) LNG gehandelt. Verflüssigtes Erdgas wird primär in Ländern mit großen Erdgasreserven produziert, so etwa in Katar, Australien, Malaysia, Nigeria, Indonesien, den USA, Algerien und Russland. Die weltweite Verflüssigungskapazität lag 2020 bei 452,6 MT. Im Jahr 2020 exportierten insgesamt 20 Länder weltweit LNG und 43 Länder importierten das flüssige Erdgas.

Bis 2026 soll LNG im Umfang von 592 MT bereitgestellt werden können. Die zusätzlichen Kapazitäten in Höhe von 139 MT sollen durch neue LNG Projekte u.a. in Katar, Russland, den USA und Malaysia sowie durch neue Exporteure von LNG, etwa

Mauretanien, Mosambik, Kanada und Mexiko, erreicht werden (Abb. 4).

Dem Jahresbericht der International Gas Union (IGU, 16) ist zu entnehmen, dass Australien mit 77,8 MT erstmals seit über einem Jahrzehnt Katar (77,1 MT) als größten Exporteur überholt hat. Es folgen die USA mit 44,8 MT und Russland mit 29,6 MT an LNG-Exporten. Die größten Importeure sind die EU (81,6 MT), Japan (74,4 MT) und China (68,9 MT).

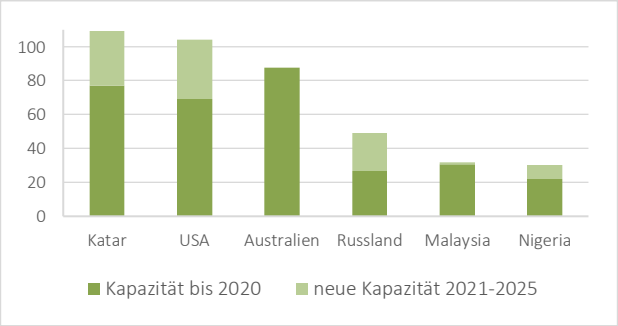


Abb. 4: Verflüssigungskapazität nach Ländern in MT pro Jahr (2020) (15)

Die EU importierte das flüssige Erdgas zu wesentlichen Teilen aus den USA (28 Prozent), Katar und Russland (je 20 Prozent), Nigeria (14 Prozent) und Algerien (11 Prozent). LNG Importe, die im Wesentlichen nach Spanien und Frankreich und zu einem kleineren Teil auch in die Niederlande, nach Italien und Belgien erfolgen, machen etwa 20 Prozent der gesamten Gas-Importe der EU aus (17). Die größte LNG-Handelsroute verläuft im asiatisch-pazifischen Raum, vor allem von Australien – zu einem kleineren Teil auch von Malaysia und Indonesien – nach Japan, China und Südkorea (18).

Gasvorkommen in Deutschland

Gasvorkommen gibt es in der norddeutschen Tiefebene. Dieses ist nur mit Fracking förderbar (siehe dazu ESG-Monitor Fracking). Während sich beispielsweise Markus Söder und Andreas Pinkwart für eine „ergebnisoffene Prüfung“ für heimisches Fracking aussprechen, hat Wirtschaftsminister Robert Habeck trotz der Bemühungen um eine schnelle Energieunabhängigkeit seine ablehnende Haltung gegenüber Fracking in Deutschland bekräftigt. Fracking sei nicht mit dem deutschen Wasserrecht vereinbar. (19)

Politische Bedeutung

Die europäische Energieversorgung ist in hohem Maße auf Energieimporte angewiesen. In Deutschland werden knapp drei Viertel des Energiebedarfs durch Importe gedeckt. Bei Erdgas liegt die Importquote mit 94 Prozent besonders hoch, wobei Russland mit einem Anteil von 50 Prozent dominiert. (20)

In Deutschland soll LNG zukünftig maßgeblich zur Versorgungssicherheit beitragen und die Abhängigkeit von russischem Erdgas reduzieren. Derzeit gibt es in Deutschland noch kein LNG-Terminal. Zugang zu Erdgasimporten auf Basis von LNG besteht primär über die Häfen in Zeebrugge (Belgien) und Rotterdam (Niederlande). Von dort kann das regasifizierte LNG über das Gasnetz nach Deutschland exportiert werden. (21)

Das Bundeswirtschaftsministerium hat im März 2022 Uniper und RWE mit der Anmietung von drei FSRU-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 27 Mrd. Kubikmeter Gas beauftragt, rund der Hälfte der russischen Gasimporte. Derzeit prüfen Stade, Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Hamburg den Einsatz einer FSRU-Anlage. Entscheidend für die Standortauswahl ist die Anbindung an das Ferngasnetz. Schon Ende 2022 soll in Wilhelmshaven (Betreiber Uniper) der erste schwimmende LNG-Terminal ans Netz gehen. Bis 2025 sollen die provisorischen, schwimmenden LNG-Terminals durch zwei feste Anlagen an Land ersetzt werden. (22)

Um die Wirtschaftlichkeit der Terminals auch langfristig zu gewährleisten, ist vorgesehen, diese so zu konzipieren, dass sie auch für eine zukünftige Wasserstoffversorgung (z.B. Import von grünen Wasserstoffderivaten) genutzt werden können (23). Die Deutsche Umwelthilfe bezweifelt allerdings die Sinnhaftigkeit dieser Ausrichtung: „LNG-Terminals sowie die Tanker, die sie anlaufen, sind ungeeignet, um Wasserstoff zu handhaben. Weltweit gibt es derzeit nur ein einziges, kleineres Schiff, das Wasserstoff in flüssiger Form transportieren kann. Ob das Terminal nach einer Umrüstung auch Wasserstoff anlanden kann, und wie aufwendig dieser Prozess wäre, ist zurzeit völlig ungeklärt.“ (24)

Nachdem am 26. April 2022 Russland seine Gaslieferungen nach Polen und Bulgarien gestoppt hat, bereitet sich auch Deutschland auf dieses Szenario vor. Die deutsche Regierung arbeitet derzeit (Stand: 1. Mai 2022) an einem Gesetz, das den Bau von Importterminals für LNG schneller vorantreiben soll.

Auf Basis des am 19. Mai 2022 vom Bundestag beschlossenen LNG-Beschleunigungsgesetzes sollen Genehmigungsbehörden bestimmte Anforderungen etwa bei der Umweltverträglichkeitsprüfung vorübergehend aussetzen dürfen (25). Verbände wie der BUND oder die Deutsche Umwelthilfe kritisieren die Vorhaben und geplanten Gesetzesänderung. Diese seien „klimapolitisch verheerend und verfassungsrechtlich zweifelhaft“ und würden etwa das im EU-Recht verbriefte bürgerliche Mitbestimmungsrecht beschneiden (26).

EU-Taxonomie: Gas- und Atomkraft

Am 2. Februar 2022 hat die EU-Kommissionen einen ergänzenden delegierten Rechtsakt zur EU-Taxonomie vorgelegt. Damit gelten auch Investitionen in neue Gas- und Atomkraftwerke unter bestimmten Bedingungen als „grün“. Zu den Kriterien bzw. Voraussetzungen für die Taxonomiefähigkeit neuer Gaskraftwerke zählen insbesondere die Höhe des Ausstoßes von Treibhausgasen, der Ersatz „schmutziger“ Kraftwerke und die Möglichkeit, die Anlagen spätestens 2035 auch mit grünem Wasserstoff oder kohlenstoffarmem Gas betreiben zu können (27). Umweltverbände üben deutliche Kritik an den Plänen (28).

ESG-Risiken

Vorbemerkung

Folgende Aspekte werden im Zusammenhang mit LNG diskutiert.

Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasbilanz von LNG, betrachtet entlang der gesamten Prozesskette, kann gegenüber Schweröl, Kohle und Diesel um bis zu 30 Prozent besser sein oder auch negativer ausfallen, dies hängt von verschiedenen Faktoren ab. So sind die Gesamtemissionen von LNG je nach Erdgasförderung (konventionell oder unkonventionell, z.B. über Fracking), angewendeter Verflüssigungstechnologie, Länge des Seetransports sowie Einsatzgebiet und Methanschlupf sehr unterschiedlich.

Die Klimabilanz gegenüber Erdgas, das per Pipeline transportiert wird, fällt in der Regel schlechter aus, da der Prozess der Verflüssigung, die Kühlung beim Transport, der Transport selbst und die Regasifizierung sehr energieaufwändig sind.

Einer Studie (29) des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) und des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung im Auftrag des Umweltbundesamtes zur Bewertung der Vorkettenemissionen entlang der sechs oben erwähnten Prozessschritte aus dem Jahr 2019 zufolge ist die konventionelle Gasförderung und der Transport per Pipeline von Norwegen nach Deutschland mit den geringsten Vorkettenemissionen verbunden (3.805 gCO_2e/GJ).

Die Emissionen beim Gastransport aus Russland liegen deutlich höher und dabei nur geringfügig unter denen einer LNG-Versorgung aus Katar (~15.000 gCO_2e/GJ). Eine LNG-Versorgung aus Australien hat aufgrund unkonventioneller Förderung, z.B. Fracking, und eines langen Transportweges die schlechteste Treibhausgasbilanz (28.600 gCO_2e/GJ). Die USA, die verstärkt als Exporteur von LNG auf dem Markt aktiv sind, weisen aufgrund unkonventioneller Fördermethoden Vorkettenemissionen bei LNG in Höhe von 23.600 gCO_2e/GJ auf.

Die Vorkettenemissionen variieren stark nach Fördergebiet und eingesetzter Fördertechnik und unterliegen hohen Unsicherheiten (für die USA wurde in dieser Studie eine unkonventionelle Förderquote von 85 Prozent angenommen). Trotz der Vorkettenemissionen von LNG sind die Gesamtemissionen in der Regel geringer als die von erdöl- und kohlebasierten Energieträgern.

Der Naturschutzbund Deutschland (NABU) berechnet für LNG eine durchschnittliche Verbesserung der Treibhausgasbilanz um etwa acht Prozent gegenüber dem Einsatz von Diesel und Schweröl (30). Er betont dabei, dass das Risiko des Methanschlupf geringgehalten werden muss, da entweichendes Methan über 20 Jahre gerechnet eine 86 Mal stärkere Klimawirkung als CO_2 hat (Global Warming Potential). Die Klimabilanz von LNG verschlechtert sich durch diesen Effekt grundlegend und kann gemäß einer Studie des International Council for Clean Transportation (ICCT) dann doch wieder mit Schweröl und Marinediesel auf eine Stufe gestellt werden (31).

Methanfreisetzung

LNG besteht zum überwiegenden Teil aus Methan, einem hoch klimawirksamen Gas. Methan kann entlang der gesamten Wertschöpfungskette von LNG entweichen.

Der DVGW hat in einer Studie die Methanemissionen entlang der gesamten Bereitstellungskette (Well-to-Wheel) am Beispiel eines LNG-betriebenen LKW betrachtet (32). Danach entweicht 1,2 Prozent bezogen auf die Masse des verbrannten LNG bis zur Bereitstellung im Fahrzeugtank in die Atmosphäre (Abb. 5). Der weitaus größte Anteil (0,84 Prozent) entfällt auf die Gasproduktion, -aufbereitung und -verflüssigung. Diese Emissionen fallen auch bei einer Nutzung des Gases im Rahmen der Energieversorgung an.

Ebenso entweicht Methan bei der Tankstelle und Kraftstoffabgabe in die Atmosphäre (0,21 Prozent). Die Methanemissionen bei der Speicherung, Verteilung und dem Transport sind hingegen sehr gering. Bei LNG-betriebenen Motoren kann es durch das technisch bedingte Entweichen des flüchtigen Methans beim Verbrennungsprozess zusätzlich zu Methanemissionen kommen („Methanschlupf“, hier im Beispiel durchschnittlich 0,155 Prozent). Diese Emissionen können durch sogenannte Return-to-Tank-Technologien (RTT), bei der im Motor nicht verbranntes Methan zum Tank zurückgeführt wird, reduziert werden.



Abb. 5: Methanemissionen bei der Nutzung von LNG als Kraftstoff in LKW in Prozent Massenanteil

LNG kann nach Einschätzung von Experten grundsätzlich einen Beitrag zur Verbesserung der Treibhausgasbilanz und Reduktion von Luftschadstoffen gegenüber dem Einsatz von Schweröl und Diesel leisten. Voraussetzung ist allerdings, dass unerwünschte Trade-Offs, insbesondere durch Umweltschäden im Zusammenhang mit umstrittenen Fördermethoden wie dem Fracking oder dem Entweichen von Methan möglichst gering gehalten werden.

Energieaufwand

Die Treibhausgasemissionen entlang der Wertschöpfungskette von LNG werden überwiegend durch den Energieaufwand für die Verflüssigung von Erdgas zu LNG sowie die Kühlung und Kompression während des Transports verursacht. Der Energiebedarf liegt etwa bei 10 bis 25 Prozent des Energiegehaltes des Gases (33). Die Transportwirtschaftlichkeitsgrenze von LNG liegt damit bei etwa 2.500 Kilometern, darunter ist der Transport per Erdgas-Pipeline als verdichtetes Erdgas energetisch wirtschaftlicher.

Selbst wenn in einem vollständigen erneuerbaren Energiesystem entlang der Prozesskette nur noch erneuerbare Energieträger, z.B. für die Verflüssigung, genutzt werden, so dass keine Treibhausgasemissionen mehr auftreten, bleibt der Transport von Gas mittels Gasleitungen im Vergleich zu LNG der energetisch effizientere Pfad, da insgesamt weniger erneuerbare Energie benötigt wird (34).

Sicherheitsaspekte

LNG steht nicht unter Druck, ist geruchlos, nicht giftig und nicht korrosiv. Brand- und Explosionsgefahr kann dort entstehen, wo LNG in großen Mengen unkontrolliert freigesetzt wird und zu Gas verdampft. Das verdampfte Gas ist bei etwa 620 °C entflammbar. Je nach Freisetzungs- und Umgebungsbedingungen kann sich unter der LNG-Dampfwolke eine Lache bilden. Dies ist sowohl auf Land als auch auf Wasser möglich. In der Regel verdunstet das Methangas schnell. Beträgt der Gasgehalt in der Luft jedoch 5 bis 15 Prozent (Explosionsgrenze) und die Dampfwolke kommt mit einer Zündquelle in Kontakt, können Brände und Explosionen die Folge sein. (35)

Ein Vorteil von LNG bei maritimen Unfällen ist, dass es sich – sofern sich das Methan nicht entzündet – schnell verflüchtigt und im Gegensatz zu Unfällen mit Öltankern keine wesentlichen Rückstände im Wasser hinterlässt.

LNG ist kryogen, also sehr kalt. Es verursacht bei direktem Hautkontakt schwere Hautkälteverbrennungen. LNG-Tanks bestehen aus Sicherheitsgründen aus einer inneren und äußeren Hülle. Tritt aus der inneren Hülle LNG aus, kann dies zu Sprödbrüchen an der Außenkonstruktion führen. Um solchen Risiken entgegenzuwirken, muss für LNG-Konstruktionen Stahl verwendet werden, der für niedrige Temperaturen geeignet ist.

Ein weiterer Sicherheitsaspekt ist, dass sich bei raschem Austritt von Methangas der Sauerstoffgehalt in der Luft reduziert. In geschlossenen Räumen kann Methan erstickend wirken, wenn der Sauerstoffgehalt unter 16 Prozent sinkt. LNG-betriebene Schiffen verfügen in Unterdecks zum Teil über spezielle Rückgewinnungssysteme, die das Gas aktiv aufnehmen und ableiten. (36)

Luftschadstoffe

Beim Einsatz von LNG als Kraftstoff werden im Vergleich zu Diesel wesentlich weniger Stickoxide und Feinstaub emittiert. Mehreren Quellen zufolge liegt die Reduktion der Stickoxide bei bis zu 85 Prozent, Feinstaubemissionen liegen um bis zu 95 Prozent und Schwefeloxide um bis zu 100 Prozent niedriger (37).

Eine Studie des DVGW zur Bewertung des Emissionsminderungspotenzials von LNG und Dieselmotoren im Vergleich zu den aktuell geltenden Abgasnormen (Euro VI-Grenzwerte) kommt auf ähnliche Werte (Abb. 6). Die Realwerte von Dieselmotoren neuester Generation für Feinstaubemissionen (6,4 mg/kWh) reduzieren sich im Vergleich zu LNG (0,5 mg/kWh) um 92 Prozent, die Lärmemissionen um 50 Prozent. Die Reduktion der Stickoxide ist in dieser Studie lediglich mit 23 Prozent beziffert (0,30 g/kWh bei Dieselmotoren und 0,23 g/kWh bei LNG-Schwerlast-LKW).

Der Einsatz von LNG oder Erdgas als Kraftstoff könnte somit zur Erreichung der Luftreinhaltungsvorgaben in Städten beitragen. LNG kommt zunehmend als Schiffstreibstoff zum Einsatz, da die Umweltbilanz im Bereich der Luftschadstoffe wie Schwefeldioxid, Stickoxide und Rußpartikel im Vergleich zu Schweröl und Marinediesel signifikant verbessert werden kann.

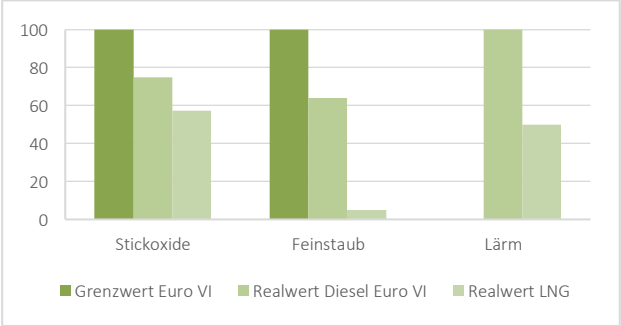


Abb. 6: Schadstoffemissionen vom Diesel- und LNG-betriebenen Schwerlast-LKW in Prozent vom Grenzwert Euro VI

Quellen

(1) https://incorrys.com/liquefied-natural-gas-lng-forecast/
(2) https://www.dvgw.de/themen/gas/gase-und-gasbeschaffenheit/liquefied-natural-gas-lng/
(3) https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf
(4) https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Mobilitaet/Initiative_Erdgasmobilitaet/LNG_Taskforce_LNG_kann_Gruen.pdf
(5) https://www.shell.de/ueber-uns/newsroom/pressemitteilungen-2022/shell-beginnt-mit-bau-der-groessten-bio-lng-anlage-deutschlands.html
(6) https://www.cng-club.de/was_ist_sng
(7) https://www.dvgw.de/themen/gas/gase-und-gasbeschaffenheit/liquefied-natural-gas-lng/; https://www.bundestag.de/resource/blob/565016/7aad8bfcffa7575b29130435b3de6bb5/wd-8-050-18-pdf-data.pdf
(8) https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Mobilitaet/Initiative_Erdgasmobilitaet/LNG_Taskforce_LNG_kann_Gruen.pdf
(9) https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/floating-liquefied-natural-gas
(10) https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/16035244/2022-03-30-bukea-schwimmendes-gas-terminal/; https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/LNG-Terminal-in-Brunsbuettel-Land-und-Bund-wollen-Tempo-machen,lng254.html
(11) https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-05-05-rwe-chartert-zwei-schimmende-lng-terminals-und-uebernimmt-die-betriebsverantwortung
(12) https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9125__Studie_LNG_in_Deutschland_Fluessigerdgas_und_erneuerbares_Methan_im_Schwerlastverkehr.pdf
(13) https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/mobilitaet/lng-taskforce-und-initiative-erdgasmobilitaet/
(14) https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/07/giignl_2021_annual_report_may4.pdf
(15) https://incorrys.com/liquefied-natural-gas-lng-forecast/liquefaction-capacity-by-country/
(16) https://www.igu.org/wp-content/uploads/2021/05/IGU_WorldLNG_2021.pdf
(17) https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en
(18) https://www.igu.org/wp-content/uploads/2021/05/IGU_WorldLNG_2021.pdf
(19) https://www.spiegel.de/politik/deutschland/ersatz-fuer-russische-gasimporte-wegen-urkainekrieg-habeck-haelt-fracking-in-deutschland-fuer-schwer-moeglich-a-a123d232-1796-4a21-9d1c-288fbe9634f2; https://www.rundschau-online.de/news/politik/energieunabhaengigkeit-pinkwart-fordert--ergebnisoffene-pruefung--fuer-fracking-39642254?cb=1650534593030&
(20) https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/energySupplyWithoutRussianGas/energySupplyWithoutRussianGas.html
(21) https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Fracking/LNG-Terminal_Steckbrief_2021-Stade_WEB.pdf
(22) https://www.tagesschau.de/wirtschaft/lng-terminal-fluessiggas-erdgas-ukraine-krieg-wilhelmshaven-bruensbuettel-stade-101.html
(23) https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220305-kreditanstalt-fuer-wiederaufbau-gasunie-und-rwe-unterzeichnen-mou-zur-errichtung-eines-lng-terminals-in-brunsbuettel.html
(24) https://www.duh.de/lng/
(25) https://www.tagesschau.de/inland/lng-gesetz-versorgungssicherheit-101.html
(26) https://www.zeit.de/news/2022-04/27/bund-regierung-will-fuer-lng-terminal-rechte-aushebeln
(27) https://ec.europa.eu/info/publications/220202-sustainable-finance-taxonomy-complementary-climate-delegated-act_de; https://www.oekotest.de/bauen-wohnen/EU-Taxonomie-Gas-und-Atomkraft-sollen-bald-als-gruene-Energien-gelten-_12375_1.html
(28) https://www.bund.net/themen/aktuelles/detail-aktuelles/news/eu-taxonomie-ampel-regierung-beteiligt-sich-am-erdgas-greenwashing/?tx_bundpoolnews_display%5Bfilter%5D%5Btopic%5D=4&cHash=e31da8a2bdbb4b96d05e0c8cbd63f918; http://www.umweltinstitut.org/aktuelle-meldungen/meldungen/2022/atom/protest-gegen-eu-greenwashing-von-fossilem-gas-und-atom.html; https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/klimapolitische-bankrotterklaerung-eu-kommission-legt-endgueltigen-taxonomie-text-vor-und-ignoriert/
(29) https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf
(30) https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/verkehr/schifffahrt/containerschifffahrt/20715.html
(31) https://theicct.org/publication/the-climate-implications-of-using-lng-as-a-marine-fuel/
(32) https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/lng-methanemissionen-dvgw-factsheet.pdf
(33) https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/l/lng.html
(34) https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf
(35) https://pnglng.com/media/PNG-LNG-Media/Files/Environment/EIS/eis_attachment01.pdf
(36) https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/Studie_zu_Not-_und_Unfall-rapport.pdf
(37) https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2021-06/Studie_zu_Not-_und_Unfall-rapport.pdf; https://www.knauber-lng.de/einsatz-liquified-natural-gas/lng-als-kraftstoff.html; https://www.liqvis.com/lng-antrieb.html

Disclaimer

1. Die vorliegende Unterlage und die darin zusammengestellten Daten und Fakten sind ausschließlich für den Verein für Umweltmanagement und Nachhaltigkeit in Finanzinstituten e.V. (VfU) und seine Mitglieder bestimmt und dürfen nicht ohne Rücksprache mit dem VfU an Dritte weitergegeben werden.

2. Die Unterlage wurde vom VfU in Kooperation mit dem NKI – Institut für nachhaltige Kapitalanlagen, München, erstellt. Die Daten und Fakten wurden mit größter Sorgfalt recherchiert und zusammengestellt. Das Institut weist dennoch darauf hin, dass sämtliche in dieser Unterlage dargestellten Informationen keinen Anspruch auf Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität erheben. Jegliche Haftung im Zusammenhang mit der Nutzung dieser Unterlage, der darin enthaltenen Informationen und ihrer Nutzung ist ausgeschlossen.

3. Der VfU weist darauf hin, dass diese Unterlage, insbesondere die darin befindlichen Bilder, Texte, Grafiken, das Layout und das Logo des VfU dem Urheber- und Markenrecht unterliegen.