

NOW GmbH

Technische Universität Hamburg – Institut für Umwelt-
technik und Energiewirtschaft

Umwelt und Energie (UE) GmbH

Substitutionspotenziale für erneuerbares Methan bei schweren Lkw und Schiffen



Erstellt im Rahmen des Projektes „Potenzialstudie für erneuerbares Methan in Deutschland als Kraftstoff für Schiffe und schwere Nutzfahrzeuge“

Im Auftrag und in Koordination der NOW GmbH

Koordination: Dr.-Ing. Christopher Stanik

IMPRESSUM

AutorInnen: Dr.-Ing. Sebastian Timmerberg^{1,2}, Tjerk Zitscher¹, Alexander Kirsten¹,
Dr.-Ing. Ulf Neuling¹, Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt¹

¹ Technische Universität Hamburg – Institut für Umwelttechnik und
Energiewirtschaft

² ab Oktober 2021: Hochschule für Angewandte Wissenschaften Ham-
burg

Herausgeber: NOW GmbH
Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
Fasanenstr. 5, 10623 Berlin
www.now-gmbh.de

Technische Universität Hamburg
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft
Eissendorfer Str. 40, 21073 Hamburg
www.tuhh.de/iue

Beauftragung: Umwelt und Energie (UE) GmbH

Veröffentlicht: Oktober 2021

Für die Inhalte dieser Studie und deren Qualität sind ausschließlich die AutorInnen verant-
wortlich

Bildquellen zum Deckblatt: Dr.-Ing. Christopher Stanik (Bild 1-3 von links); Nordic Hamburg
Shipmanagement GmbH & Co. KG (Bild 4 von links)

Inhalt

Executive Summary EN.....	i
Executive Summary DE.....	v
1 Einleitung.....	1
2 Einsatz von fossilem CNG und LNG	3
2.1 Straßengüterverkehr (Lkw).....	5
2.2 Seeschifffahrt (Schiffe).....	7
3 Bereitstellung erneuerbares CNG/LNG (3-5)	10
3.1 Erzeugung.....	10
3.1.1 Biomassebasiertes Methan (Biometan).....	11
3.1.2 Strombasiertes Methan	12
3.2 Logistik bis zum Tank.....	14
4 THG-Emissionen	16
4.1 Well-to-Tank (WTT).....	18
4.2 Tank-to-Wheel/Wake (TTW).....	21
4.2.1 Straßengüterverkehr (Lkw).....	23
4.2.2 Schiffe	26
4.3 Zusammenfassung (WTW).....	34
4.3.1 Straßengüterverkehr (Lkw).....	34
4.3.2 Schiffe	35
5 Substitutionspotenzial durch erneuerbares Methan	38
5.1 Technisches Substitutionspotenzial.....	38
5.2 Wirtschaftliches Substitutionspotenzial und THG-Emissionen	42
5.2.1 Lkw	43
5.2.2 Seeschiffe	47
6 Einordnung internationaler Kontext.....	48
7 Schlussbetrachtung	52
8 Literaturverzeichnis.....	54
9 Anhang	64

Executive Summary EN

The use of CNG or LNG in transport is the subject of a controversial debate. There are various arguments in favor of and against an increased use in freight transport. This study aims to investigate the potential contribution of CNG / LNG vehicles to reduce greenhouse gas emissions in road freight (i. e. truck) transport and shipping. The study focuses on the uptake of renewable methane (bio- or electricity-based) under existing framework conditions and the potential contribution of renewable methane towards lowering GHG emissions of CNG / LNG vehicles and ships.

CNG and LNG are fuels that differ in their respective storage properties, but both can be provided on the basis of fossil natural gas or renewable methane. CNG is stored compressed at pressures of about 200 bar and LNG is liquefied at temperatures of about -161 °C in the vehicle. CNG refueling stations are largely supplied by the German gas grid, which is widely available except for some local supply gaps. LNG refueling stations in Germany can basically be supplied with LNG already imported as cryogenic liquid or by liquefying methane to LNG within Germany.

- According to the current status, LNG terminals with a total import capacity of approx. 20.5 billion Nm³/a are planned in Germany. These are to be built in Rostock (0.5 billion Nm³/a), Brunsbüttel (8 billion Nm³/a) and Stade (12 billion Nm³/a). At the planned terminal in Rostock, the focus is on importing LNG for transport - among other things. At the planned terminals in Brunsbüttel and Stade, a large part of the capacity is to be available for re-gasification of LNG and injection into the natural gas grid. The planned capacity for transport exceeds the demand for LNG from transport in 2030 by several times of the current demand.
- Currently, three plants for liquefaction of methane to LNG already exist in Germany. Of these, two are operated as peak shavers or for peak load coverage. The liquefaction plants in operation have a capacity of 62,000 t/a (3.1 PJ/a). Furthermore, three liquefaction plants with a liquefaction capacity of 108,000 t/a (5.4 PJ/a) are planned. A large part of the liquefaction capacity obtains methane from the German gas grid. Liquefaction is also planned at the site of biogas plants. The liquefaction capacity planned in Germany is below the projected demand for renewable LNG by 2030; therefore, the liquefaction of gas to LNG could become a bottleneck in the supply of renewable LNG.

CNG refueling infrastructure is widely available and LNG refueling infrastructure is under development. As of early 2021, there are approximately 810 CNG refueling stations across Germany, of which approx. 195 are suitable for trucks. In addition, there are 66 public LNG filling stations. CNG / LNG sales for total transport amounted to about 5.2 PJ in 2019, out of a total transport fuel demand of about 2,500 PJ. LNG made a smaller contribution than CNG of about 0.7 PJ. However, a significant increase in LNG demand is evident and by September 2020, demand was already close to 1.5 PJ. Under the scenario developed in this study, by 2030 a CNG / LNG demand of about 37 PJ in road freight transport in Germany is assumed. The basis for this scenario is the existing support programs for the use of CNG/LNG in road freight

transport. For example, CNG / LNG use is stimulated by a toll exemption, a reduced energy tax for natural gas as a fuel, and the national fleet replacement program. Funding for LNG/CNG commercial vehicles in the "Energy efficient and/or low-CO₂ heavy commercial vehicles" (EEN) funding program was still available until the end of 2020.

There are no LNG terminals in Germany, and, therefore, no shore-to-ship bunkering of ships is possible. At the same time, this means that no local supply of LNG bunkering ships is possible, which can offer LNG in German seaports and provide it to ships docked there. So far, only individual LNG bunkering operations have been carried out in Germany. These include truck-to-ship bunkering and individual ship-to-ship bunkering using bunkering vessels from Rotterdam. Accordingly, Germany currently plays a minor role in LNG bunkering compared to other European countries such as the Netherlands. Based on current development, the LNG sales volume in German ports will increase only slightly by 2025. With the commissioning of an LNG terminal from around 2025, LNG sales for shipping will increase more significantly and reach around 12 PJ LNG in 2030. One reason for the increasing use of LNG-powered ships is the "LNGSeeschiffRL" funding program of the German Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure (BMVI), which funds up to 40 % of extra investment expenditures for LNG propulsion systems (with a funding bonus of 10-20% for small and medium-sized enterprises). One global driver in particular is pollution reduction targets that apply to maritime shipping, especially in Emission Control Areas (ECAs), which include the North and Baltic Seas.

CNG/LNG can be provided from fossil natural gas or alternatively from renewable methane produced from biomass or renewable electricity. The associated technologies for the production of renewable and electricity-based methane are available on the market. The production of electricity-based methane has so far been carried out only in demonstration plants. Biomethane, on the other hand, is produced in quantities that CNG / LNG could be used by truck and ship transport by 2030. So far, this biomethane has primarily been used to generate electricity and heat and has been incentivized via the Renewable Energy Sources Act (EEG, German: Erneuerbare-Energien-Gesetz). Due to the age distribution of the biogas plants, they are increasingly falling out of the EEG compensation, meaning that this biogas could be available for transport. Furthermore, there are still large untapped potentials of advanced biomethane (118 - 240 PJ/a), which can be produced from residual materials such as straw or liquid manure. In addition, large untapped potentials exist for electricity-based methane so that the technical potential for renewable methane significantly exceeds the demand from transport by 2030.

By using renewable instead of fossil CNG / LNG in road freight transport, greenhouse gas emissions can be reduced by approx. 50 to 80 % (Fig. 0-1). In this context, LNG vehicles with SI engines show slightly higher emissions compared to HDPI engines. When renewable CNG / LNG is used, GHG emissions are mainly determined by the upstream chain emissions in the production of electricity-based and biomass-based methane. For a greenhouse gas reduction of more than 80 %, upstream emissions must also be reduced in the future.

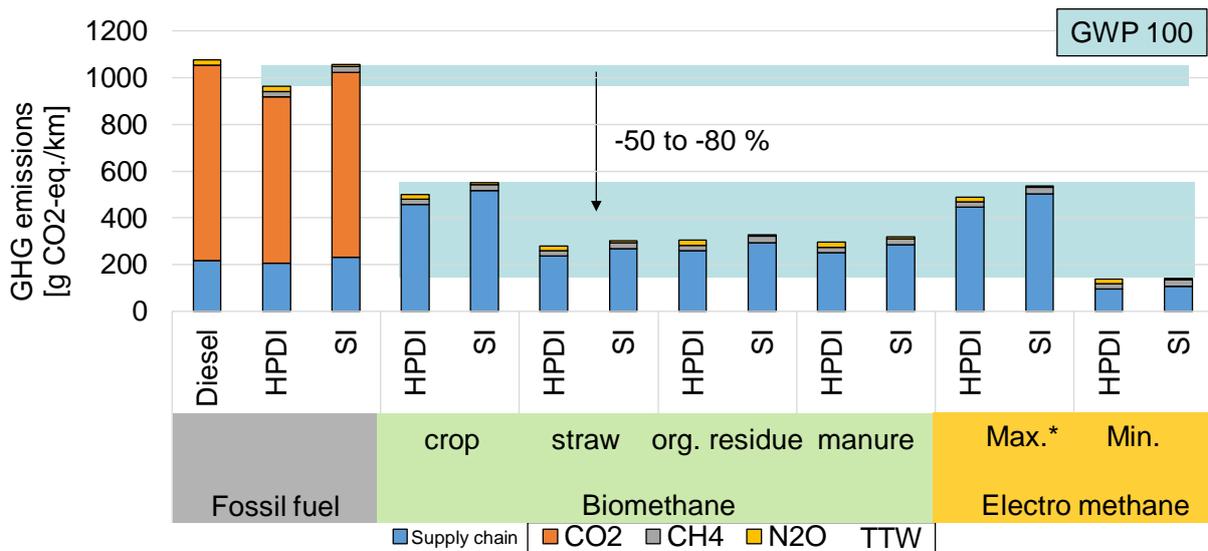


Fig. 0-1: GHG emissions from trucks powered by fossil and renewable methane (* Maximum permissible GHG emissions according to RED II; HPDI: High pressure direct injection; SI: spark ignition; TTW: tank-to-wheel/wake).

Renewable methane leads to higher costs than natural gas, therefore substitution will not happen based on costs. However, based on the requirements in the Federal Emission Control Act (BImSchG, German: Bundes-Immissionsschutzgesetz), it can be assumed that the demand for CNG / LNG expected here will be met by advanced biomethane. The BImSchG provides a minimum quota for advanced biofuels of which biomethane is not only the cheapest advanced fuel, but also the only one currently available on the market in necessary quantities. This means that from 2025 onwards, fossil CNG / LNG will be largely substituted by biomethane and the economic substitution potential is limited by the demand for CNG/LNG. Due to the substitution, GHG emissions in transport will be reduced by 1.6 to 1.9 Mt of CO₂-eq. from 2025 onwards. There is a possibility that even more LNG may be demanded from the transport sector to meet the minimum target for advanced biofuels than is assumed in this scenario.

For ships, substituting fossil methane with renewable methane in LNG-fueled ships can reduce GHG emissions by 35 to 80 %. The methane slip of the engines has a major influence on the amount of reduction. This differs significantly between different types of ship engines. A high methane slip leads to significant greenhouse gas emissions and these do not change by substituting fossil through renewable LNG. Therefore, for LNG-fueled ships to make a significant contribution to climate protection, the ship engines must have a low methane slip. Technical approaches exist or are currently being developed (e. g. methane oxidation catalysts) to reduce methane emissions. However, their development and use on ships has not yet been encouraged due to the lack of regulations in this area. If low methane emissions are achieved, such as HPDF 2-stroke engines already have today, the use of renewable methane would reduce greenhouse gas emissions by 60 to 88% (Fig. 0-2).

The substitution of fossil methane by renewable methane is currently not forced or encouraged by any existing regulation in maritime shipping. Thus, it cannot be assumed that fossil LNG will

be replaced to a large extent by renewable methane in the foreseeable future. However, the EU Commission's "Fit for 55" package and the draft for a maritime fuel regulation "Maritime FuelEU" aim to increasingly stimulate the use of renewable fuels such as renewable LNG in shipping after 2025 in order to achieve the EU's greenhouse gas reduction targets of 55% by 2030. The draft of measures within this package are currently assessed and the decision by the member states of the European Union is pending.

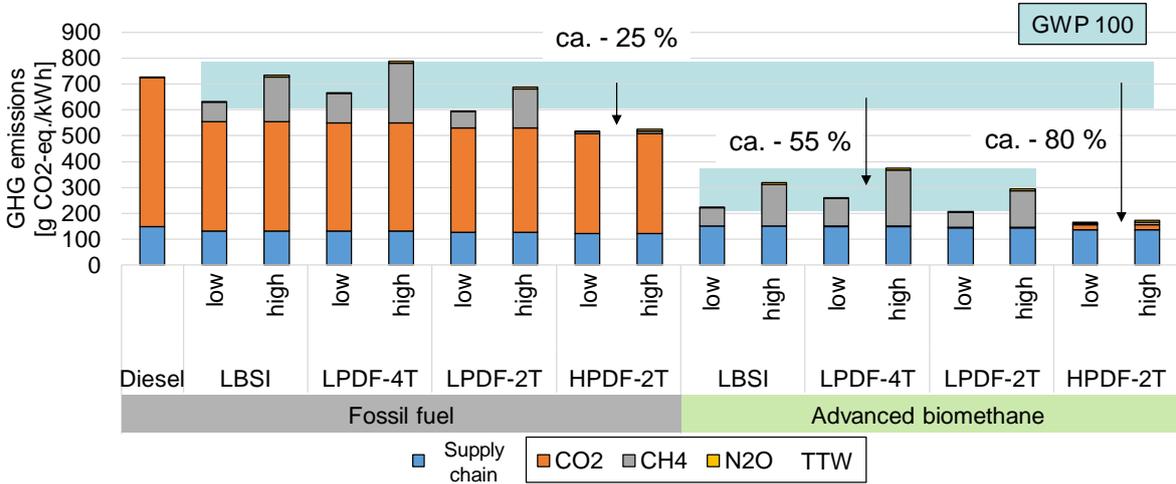


Fig. 0-2: GHG emissions from ships powered by fossil and renewable methane. "High" and "low" assume high and low methane emissions/slip, respectively (LBSI: low-pressure dual fuel 4-stroke engine; LPDF-4T: low-pressure dual fuel 4-stroke engine; HPDF-2T: high pressure dual fuel 4-stroke engine; TTW: tank-to-wheel/wake).

In a nutshell, it can be stated that biomethane in particular will make an important contribution to reducing greenhouse gas emissions in road freight transport in the foreseeable future. Based on the technical potential, it would also be conceivable to use significantly larger quantities of renewable methane. However, this would require an increase in CNG / LNG demand and additionally, an adjustment of the current regulatory framework to ensure that this CNG / LNG is provided by renewable methane. Whether an increase is advisable in light of other GHG mitigation options in transport was not investigated in this study. For ships, the substitution of fossil with renewable LNG could significantly reduce GHG emissions. However, this requires that low methane emissions/slip are achieved. However, today there are no regulations for achieving low methane emissions. Furthermore, the above-mentioned regulations for the use of renewable instead of fossil LNG are pending.

Executive Summary DE

Der Einsatz von CNG bzw. LNG im Verkehr wird kontrovers diskutiert. Es bestehen in der öffentlichen Diskussion verschiedene Argumente für und gegen einen verstärkten Einsatz im Straßenverkehr. Diese Studie möchte in dieser Gemengelage einen Beitrag für eine Versachlichung der Situation leisten und der Frage nachgehen, welchen Beitrag CNG / LNG Fahrzeuge zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Straßengüter-/(Lkw-) Verkehr und im Schiffsverkehr leisten können. Der Fokus liegt dabei vor allem auf der Frage, welchen Beitrag der Einsatz von erneuerbarem Methan (bio- oder strombasiert) unter den existierenden Rahmenbedingungen absehbar leisten wird und welchen Beitrag erneuerbares Methan unter Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien leisten könnte.

CNG und LNG sind Kraftstoffe, die sich in der Speicherform unterscheiden, jedoch beide auf Basis von fossilem Erdgas oder von erneuerbarem Methan bereitgestellt werden können. CNG wird komprimiert bei Drücken von ca. 200 bar und LNG verflüssigt bei ca. -161 °C im Fahrzeug gespeichert. CNG Tankstellen werden weitestgehend durch das deutsche Gasnetz versorgt, das mit Ausnahme einiger lokaler Versorgungslücken weit verbreitet ist. LNG Tankstellen in Deutschland können grundsätzlich mit flüssig importiertem LNG oder durch eine Verflüssigung von Methan zu LNG innerhalb Deutschlands versorgt werden.

- In Deutschland sind nach aktuellem Stand LNG Terminals mit einer gesamten Importkapazität von ca. 20,5 Mrd. Nm^3/a in Planung. Diese sollen in Rostock (0,5 Mrd. Nm^3/a), Brunsbüttel (8 Mrd. Nm^3/a) und Stade entstehen (12 Mrd. Nm^3/a). Beim geplanten Terminal in Rostock steht der Import von LNG u. a. für den Verkehr im Mittelpunkt. Bei den geplanten Terminals in Brunsbüttel und Stade soll ein Großteil der Kapazität für die Wiedervergasung von LNG und Einspeisung in das Erdgasnetz zur Verfügung stehen. Die geplanten Kapazitäten für den Verkehr übersteigen die Nachfrage nach LNG aus dem Verkehr bis 2030 um ein Vielfaches.
- Derzeit existieren bereits drei Anlagen zur Verflüssigung von Methan zu LNG in Deutschland. Davon werden zwei als Peakshaver bzw. zur Spitzenlastdeckung betrieben. Die in Betrieb befindlichen Verflüssigungsanlagen weisen eine Kapazität von 62.000 t/a (3,1 PJ/a) auf. Des Weiteren sind drei Verflüssigungsanlagen mit einer Verflüssigungsleistung von 108.000 t/a (5,4 PJ/a) in Planung. Ein Großteil der Verflüssigungskapazität bezieht Methan aus dem deutschen Gasnetz. Vereinzelt ist auch eine Verflüssigung am Standort von Biogasanlagen vorgesehen. Die in Deutschland geplanten Verflüssigungsanlagen liegen unterhalb der prognostizierten Nachfrage nach erneuerbarem LNG bis 2030. Die Verflüssigung von Gas zu LNG könnte somit einen Engpass bei der Bereitstellung von erneuerbarem LNG darstellen.

Die CNG Betankungsinfrastruktur ist weiträumig verfügbar und die LNG Betankungsinfrastruktur befindet sich im Aufbau. Anfang 2021 existieren deutschlandweit ca. 810 CNG Tankstellen, wovon ungefähr 195 für Lkw geeignet sind. Daneben existieren außerdem 66 öffentliche LNG Tankstellen. Der CNG/LNG Absatz für den gesamten Verkehr belief sich 2019 auf ca. 5,2 PJ bei einer Gesamtnachfrage nach Kraftstoffen im Verkehr von ca. 2.500 PJ. LNG leistete mit

ca. 0,7 PJ einen kleineren Beitrag als CNG. Es ist jedoch eine deutliche Steigerung der LNG Nachfrage erkennbar und bis September 2020 wurden bereits knapp 1,5 PJ nachgefragt. Im Rahmen des in dieser Studie entwickelten Szenarios wird davon ausgegangen, dass bis 2030 eine CNG/LNG Nachfrage von ca. 37 PJ im Straßengüterverkehr in Deutschland bestehen wird. Grundlage für dieses Szenario sind die existierenden Förderprogramme für die Nutzung von CNG/LNG im Straßengüterverkehr. Z. B. wird der CNG/LNG Einsatz durch eine Mautbefreiung, eine verminderte Energiesteuer für Erdgas als Kraftstoff und das nationale Flottenaustauschprogramm angereizt. Die Förderung von LNG-/CNG-Nutzfahrzeugen im Förderprogramm „Energieeffiziente und/oder CO₂-arme schwere Nutzfahrzeuge“ (EEN) war noch bis Ende 2020 möglich.

In Deutschland sind keine LNG Terminals vorhanden und somit ist auch keine Shore-to-Ship Bunkerung von Schiffen möglich. Das bedeutet gleichzeitig, dass auch keine lokale Versorgung von LNG Bunkerschiffen möglich ist, die LNG in deutschen Seehäfen anbieten und dort anliegenden Schiffe bereitstellen können. In Deutschland wurden bisher nur einzelne LNG Bunkervorgänge durchgeführt. Dazu zählen Truck-to-Ship Bunkerungen sowie einzelne Ship-to-Ship Bunkerungen mittels Bunkerschiffen aus Rotterdam. Dementsprechend spielt Deutschland derzeit eine untergeordnete Rolle bei der Bunkerung von LNG im Vergleich zu anderen europäischen Ländern wie den Niederlanden. Auf Basis der derzeitigen Entwicklungen wird die LNG Absatzmenge in deutschen Häfen bis 2025 nur leicht ansteigen. Mit der Inbetriebnahme eines LNG Terminals ab ca. 2025 steigt der LNG Absatz deutlicher und erreicht in 2030 rund 12 PJ LNG. Mitunter ein Grund für den zunehmenden Einsatz von LNG-betriebenen Schiffe ist das Förderprogramm „LNGSeeschiffRL“ des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), das grundsätzlich bis zu 40 % der Investitionsmehrausgaben für LNG Antriebe fördert (mit einem Förderbonus von 10-20% für kleine und mittlere Unternehmen). Ein globaler Treiber sind insbesondere Schadstoffreduktionsvorgaben, die für die Seeschifffahrt insbesondere in Emissionskontrollgebieten (ECAS) gelten, zu denen auch die Nord- und Ostsee gehören.

CNG/LNG kann aus fossilem Erdgas oder alternativ aus erneuerbarem Methan bereitgestellt werden, das auf Basis von Biomasse oder erneuerbarem Strom erzeugt wird. Die zugehörigen Technologien zur Produktion von erneuerbarem Methan sind auf dem Markt verfügbar. Gleiches gilt für die Technologien zur Herstellung von strombasiertem Methan. Die Produktion von strombasiertem Methan erfolgt bisher ausschließlich in Demonstrationsanlagen. Biomethan wird hingegen in der Größenordnung erzeugt, wie CNG/LNG bis 2030 im Verkehr eingesetzt werden könnte. Dieses Biomethan wird bisher größtenteils zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt und über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet. Aufgrund der Altersstruktur der Biogasanlagen fallen diese zunehmend aus der EEG-Vergütung heraus, sodass dieses Biogas für den Verkehr verfügbar gemacht werden könnte. Darüber hinaus bestehen noch große ungenutzte Potenziale fortschrittlichen Biomethans (118 – 240 PJ/a), das aus Reststoffen wie Stroh oder Gülle erzeugt werden kann. Zusätzlich existieren große ungenutzte Potenziale u. a. für strombasiertes Methan, sodass das technische Potenzial für erneuerbares Methan die Nachfrage bis 2030 deutlich übersteigt.

Durch die Nutzung von erneuerbarem anstatt fossilem CNG/LNG im Straßengüterverkehr können die Treibhausgasemissionen um ungefähr 50 bis 80 % reduziert werden (Abb. 0-1). Dabei zeigen LNG Fahrzeuge mit SI-Motoren gegenüber HDPI-Motoren einen etwas höheren Ausstoß. Beim Einsatz von erneuerbarem CNG/LNG werden die Treibhausgasemissionen vor allem durch die Vorkettenemissionen bei der Produktion von strombasiertem und biomassebasiertem Methan bestimmt. Für eine Treibhausgasreduktion von über 80 % müssen auch die Vorkettenemissionen zukünftig reduziert werden.

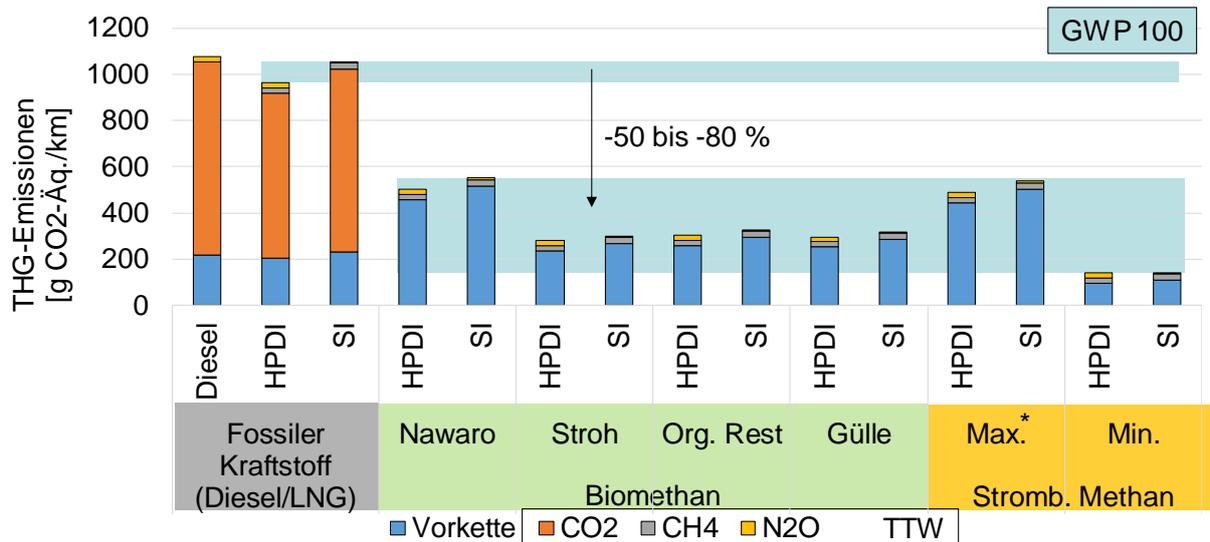


Abb. 0-1: THG-Emissionen von Lkw betrieben mit fossilem und erneuerbarem Methan (* Maximal zulässige THG Emissionen nach RED II; HPDI: High pressure direct injection; SI: spark ignition; TTW: Tank-to-Wheel/Wake; Nawaro: Nachwachsende Rohstoffe)

Erneuerbares Methan führt zu höheren Kosten als Erdgas, sodass eine Substitution rein kostengetrieben nicht stattfinden wird. Auf Basis der Vorgaben im Bundesemissionsschutzgesetz (BImSchG) kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die hier angenommene Nachfrage an CNG/LNG durch fortschrittliches Biomethan erfüllt wird. Das BImSchG sieht eine Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe vor und Biomethan ist nicht nur der günstigste fortschrittliche Kraftstoff, sondern auch der einzige, der derzeit in den benötigten Größenordnungen am Markt verfügbar ist. Das bedeutet, dass ab 2025 fossiles CNG/LNG weitestgehend durch Biomethan substituiert wird und somit das wirtschaftliche Substitutionspotenzial durch die Nachfrage an CNG/LNG begrenzt wird. Dadurch ergibt sich eine Treibhausgasreduktion im Verkehr von 1,6 bis 1,9 Mt CO₂-Äq. ab 2025. Es besteht die Möglichkeit, dass für die Erfüllung der Mindestvorgabe für fortschrittliche Biokraftstoffe ggf. sogar mehr LNG aus dem Verkehrssektor nachgefragt wird als im aufgestellten Szenario ausgewiesen ist.

Bei Schiffen kann die Substitution von fossilem durch erneuerbares Methan in LNG betriebenen Schiffen die Treibhausgasemissionen um 35 bis zu 80 % reduzieren. Einen großen Einfluss auf die Höhe der Reduktion hat der Methanschluß der Motoren. Dieser unterscheidet sich deutlich zwischen unterschiedlichen Schiffsmotorentypen. Ein hoher Methanschluß führt dazu, dass das Potenzial zur Treibhausgasreduktion von erneuerbarem Methan deutlich reduziert wird, da die Treibhausgasemissionen maßgeblich durch Methanemissionen verursacht

werden und diese sich durch eine Substitution nicht verändern. Damit LNG betriebene Schiffe einen deutlichen Klimaschutzbeitrag leisten können, müssen daher die Schiffsmotoren einen geringen Methanschlupf aufweisen. Es bestehen technische Ansätze bzw. werden derzeit entwickelt (bspw. Methan-Oxidationskatalysatoren), um die Methanemissionen zu reduzieren. Allerdings wird deren Entwicklung und Einsatz auf Schiffen durch fehlende Regularien in diesem Bereich bisher nicht angereizt. Wenn geringe Methanemissionen erreicht werden, wie sie z. B. HPDF 2-Takt Motoren bereits heute aufweisen, reduziert der Einsatz von erneuerbarem Methan die Treibhausgasemissionen um 60 bis 88 % (Abb. 0-2).

Die Substitution von fossilem durch erneuerbares Methan wird derzeit in der Seeschifffahrt durch keine bestehenden Regularien forciert oder angereizt. Somit kann nicht davon ausgegangen werden, dass absehbar fossiles LNG in großen Teilen durch erneuerbares Methan ersetzt wird. Mit dem in 2021 veröffentlichten Maßnahmenpaket „Fit for 55“ der EU Kommission und dem damit verbundenen FuelEU Maritime Verordnungsentwurf wird jedoch das Ziel gesetzt, den Einsatz an erneuerbaren Kraftstoffen wie erneuerbares LNG in der Schifffahrt nach 2025 sukzessive anzureizen, um die Ziele zur Treibhausgasminderung um 55 % in der EU bis 2030 zu erreichen. Die in dem Paket enthaltenen Maßnahmenvorschläge werden aktuell von den EU-Mitgliedstaaten geprüft und abgestimmt.

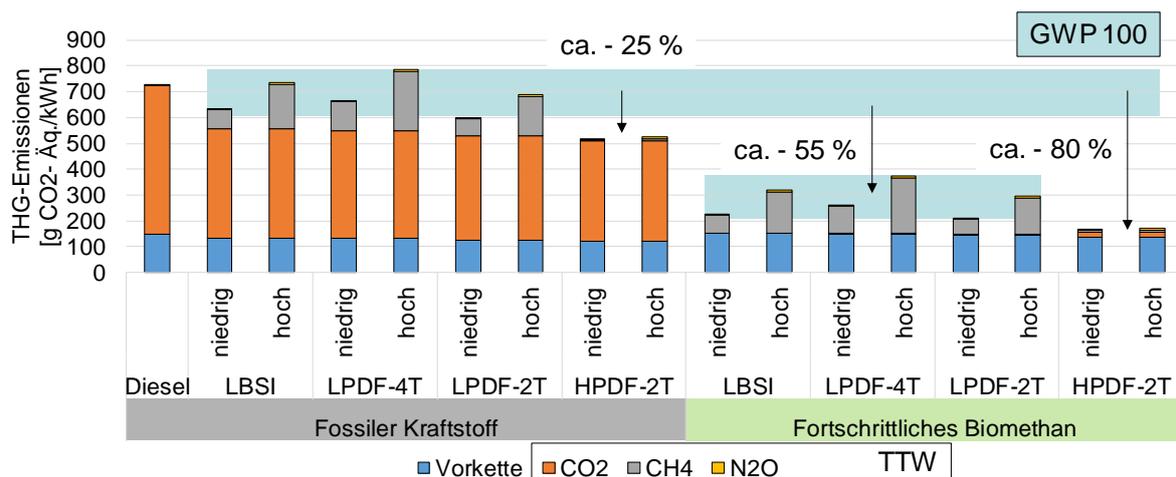


Abb. 0-2: THG-Emissionen von Schiffen betrieben mit fossilem und erneuerbarem Methan. „Hoch“ und „niedrig“ unterstellt hohe bzw. niedrige Methanemissionen/schlupf (LBSI: Low pressure dual fuel 4-Takt Motor; LPDF-4T: low pressure dual fuel 4-Takt Motor; HPDF-2T: high pressure dual fuel 4-Takt Motor; TTW: Tank-to-Wheel/Wake)

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass insbesondere Biomethan im Straßengüterverkehr einen wichtigen Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen absehbar leisten wird. Auf Basis der technischen Potenziale wäre auch ein Einsatz deutlich größerer Mengen an erneuerbarem Methan denkbar. Dafür wäre jedoch eine Erhöhung der CNG / LNG Nachfrage sowie Anpassung der aktuellen Regularik notwendig, damit dieses CNG / LNG durch erneuerbares Methan bereitgestellt wird. Ob eine Erhöhung vor dem Hintergrund weiterer Treibhausgasminderungsoptionen empfehlenswert ist, wurde in dieser Studie nicht untersucht. Bei Schiffen könnte die Substitution von fossilem durch erneuerbares LNG Treibhausgasemissionen deutlich reduzieren. Notwendig ist dafür jedoch, dass nachweislich geringe

Methanemissionen/schlupf erreicht werden. Bisher existieren weder Vorschriften für die Erreichung gering Methanemissionen noch sind die vorhandenen Vorschläge für regulatorische Verpflichtungen für den Einsatz von erneuerbarem anstelle von fossilem LNG umgesetzt.

1 Einleitung

Mit dem Abkommen von Paris haben sich die Staaten der Erde darauf geeinigt, die globale Erderwärmung auf unter 2 °C zu halten und Maßnahmen zu ergreifen, die Erwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen. Um diese internationale Verpflichtung zu erreichen, müssen in den kommenden Jahrzehnten die Treibhausgasemissionen massiv reduziert werden. Dies ist potenziell nur durch fundamentale Veränderungen aller Wirtschaftsbereiche möglich. Dabei liegt ein besonderes Augenmerk auf dem Verkehrssektor und hier insbesondere beim Gütertransport, der vorwiegend vom Schiffsverkehr sowie schweren Nutzfahrzeugen dominiert wird.

Die Schifffahrt ist eine wichtige Säule unserer globalisierten Wirtschaft, da sie einen kostengünstigen, verlässlichen und effizienten Transport von Waren über weite Entfernungen ermöglicht. Über Schiffe werden heute mehr als 80 % des globalen Gütervolumens transportiert [1]. Durch die Nutzung fossiler Energieträger, trägt die Schifffahrt mit insgesamt 1.077 Mt CO₂ zu etwa 2,9 % der globalen CO₂-Emissionen bei (Stand 2018)[2].

Um die CO₂ bzw. Klimagasemissionen insgesamt zu senken und so zur Erreichung der globalen Minderungsziele beizutragen, hat die Internationale Seeschifffahrtsorganisation (IMO) beschlossen, die jährlichen CO₂-Gesamtemissionen der internationalen Schifffahrt bis 2050 um 50 % zu senken (Referenz 2008) [3]. Außerdem verfolgt die EU-Kommission mit dem "Green Deal" noch ambitioniertere Ziele und strebt Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 für die EU als Wirtschaftsraum unter Einbeziehung des Seeverkehrs an. Nachhaltige Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien müssen und werden dabei eine zentrale Rolle spielen, wenn diese Ziele erreicht werden sollen.

Daneben übernehmen schwere Nutzfahrzeuge durch ihren Einsatz im Waren und Güterverkehr rund 74 % der Verkehrsleistung im Gütertransport in Deutschland. Europaweit tragen schwere Nutzfahrzeuge mit ca. 5 % zu den EU-CO₂-Gesamtemissionen bei [4]. Batterieelektrische Fahrzeuge, die für viele leichtere Fahrzeuggruppen bereits zum Einsatz kommen, sind für schwere Nutzfahrzeuge bisher nicht oder nur sehr begrenzt verfügbar. Neben Oberleitungssystemen und Wasserstoff-basierten Antrieben bilden CNG und LNG Antriebe auf Basis von erneuerbarem Methan potenziell eine weitere Möglichkeit zur Reduktion der CO₂-Emissionen beim Betrieb von schweren Nutzfahrzeugen. Dabei sind diese Antriebe bereits erprobt und können teilweise hohe technische Reifelevel aufweisen.

In diesem Kontext ist es das Ziel dieser Studie, potenzielle Kraftstoff-Antriebs-Optionen auf Basis von Methan für die Schifffahrt sowie schwere Nutzfahrzeuge mit Bezugsraum Deutschland unter Klimaschutzaspekten darzustellen und zu bewerten. Kern der Untersuchung bildet eine CO₂-Bilanz sowie Kostenanalyse für die verschiedenen Kraftstoffe und Antriebe, die für die internationale Seeschifffahrt bzw. schwere Nutzfahrzeuge eingesetzt werden können. Darüber hinaus werden die Optionen auf Basis bestehender Informationen eingeordnet und im Kontext der Aktivitäten weiterer EU-Mitgliedsstaaten diskutiert.

Um dieses Ziel zu erreichen ist die Studie wie folgt gegliedert (Abb. 1-1):

- In Kapitel 2 werden mögliche Szenarien für eine Nachfrage von CNG und LNG für schwere Lkw und Schiffe sowie einflussnehmende Faktoren beschrieben,
- Kapitel 3 geht auf Technologien und den Einsatz dieser Technologien ein, um erneuerbares Methan als CNG und LNG für den Verkehr zur Verfügung zu stellen,
- Kapitel 4 betrachtet den Einfluss auf die THG-Emissionen, wenn fossiles durch erneuerbares Methan für CNG/LNG substituiert wird,
- und in Kapitel 5 werden die technischen sowie ungenutzten Potenziale für erneuerbares Methan, das wirtschaftliche Potenzial bis 2030 sowie die THG-Emissionen die durch das wirtschaftliche Potenzial entstehen beschrieben.

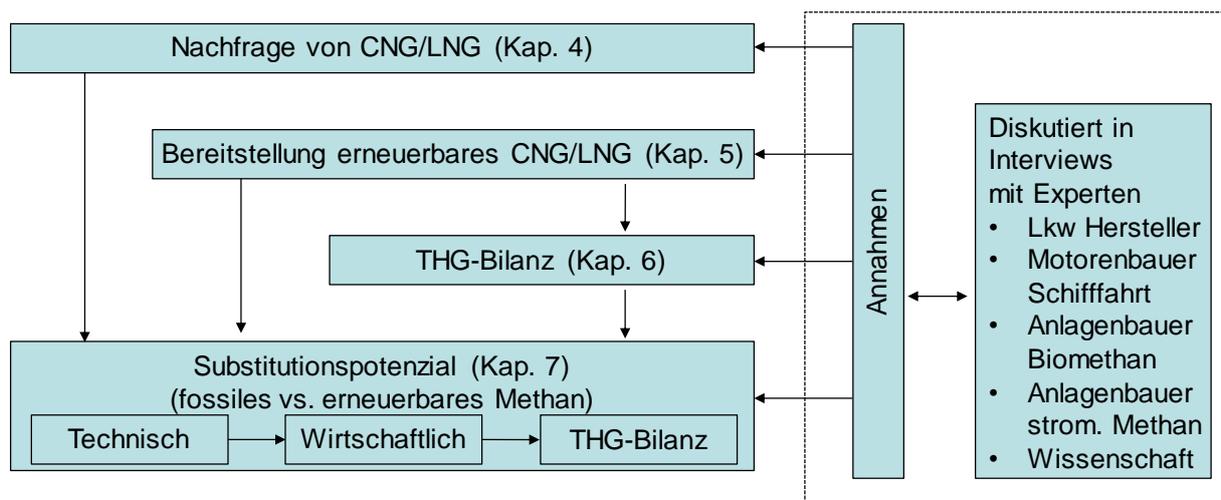


Abb. 1-1: Inhalt und Vorgehensweise dieser Studie

Ausgewählte Annahmen, die in die Kapitel 2 bis 4 einfließen, wurden mit Expert*Innen diskutiert und validiert. Hierzu wurden Gespräche mit Experten aus der gesamten Wertschöpfungskette, d. h. Lkw Herstellern, Motorenbauern der Schifffahrt, Anlagenbauern für Biomethananlagen sowie mit Vertretern der Wissenschaft, geführt. Inhalte, die sich konkret aus diesen Gesprächen ergeben haben, sind in den betreffenden Abschnitten jeweils entsprechend hervorgehoben.

Wir möchten uns für die Gespräche herzlich bei den folgenden Expert*Innen bedanken. Dazu zählen

- Karin Naumann (Deutsches Biomasse Forschungszentrum)
- Prof. Dr. Friedrich Wirz (Arbeitsgruppe Schiffsmaschinenbau, TU Hamburg)
- Experten bei Volvo
- Experten bei Iveco
- Experten bei EnviTec
- Experten bei GasCom
- Experten bei Wärtsilä
- Experten bei Rolls Royce Power Systems
- Experten bei MAN Energy Solutions

2 Einsatz von fossilem CNG und LNG

Für die Nutzung von Erdgas im Mobilitätssektor wird zwischen CNG und LNG unterschieden. Die Grundlage für die Distribution und Nutzung von CNG und LNG bildet das deutsche Gasnetz. Dieses besteht derzeit aus ca. 122.500 km Hochdruckleitungen, 209.000 km Mitteldruckleitungen und 161.000 km Leitungen im Niederdruckbereich (Stand 02/2020). Der Ausbau des Gasnetzes ist in den letzten Jahren stetig vorangeschritten. Im Vergleich zum Leitungsausbau in 2010 wurden ca. 10.000 km Hochdruck-, 19.000 km Mitteldruck- und 6.000 km Niederdruckleitungen zugebaut [5]. Die Speicherkapazität des deutschen Gasnetzes beträgt aktuell ca. 24,6 Mrd. m³ Erdgas, welches im Gasnetz selbst und 47 unterirdischen Speichern gelagert werden kann (Stand 2020) [6]. Im Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030 wird von den Fernleitungsbetreibern eine Erweiterung des Gasnetzes um knapp 1.600 km Leitungsneubau sowie dem Zubau weiterer Verdichterleistung mit einem Investitionsvolumen von insgesamt 7,8 Mrd. € vorgeschlagen [7]. Das Gasnetz verteilt sich über das gesamte Bundesgebiet. Die Marktgebiete Gas zeigen eine weitestgehend vollständige Abdeckung im Norden und Westen Deutschlands. Die größten Gebiete ohne Marktanbindung befinden sich im Nord-Osten von Mecklenburg-Vorpommern, in der südlichen Eifel und in Bayern. Aktuell sind drei Verflüssigungsanlagen innerhalb des Gasnetzes in Betrieb. Drei weitere sind in Planung. Die größte Kapazität mit 100.000 t/a soll in Godorf bei Köln entstehen. Die Lage und Kapazitäten der einzelnen Verflüssigungsanlagen sind in Abb. 2-1 dargestellt.

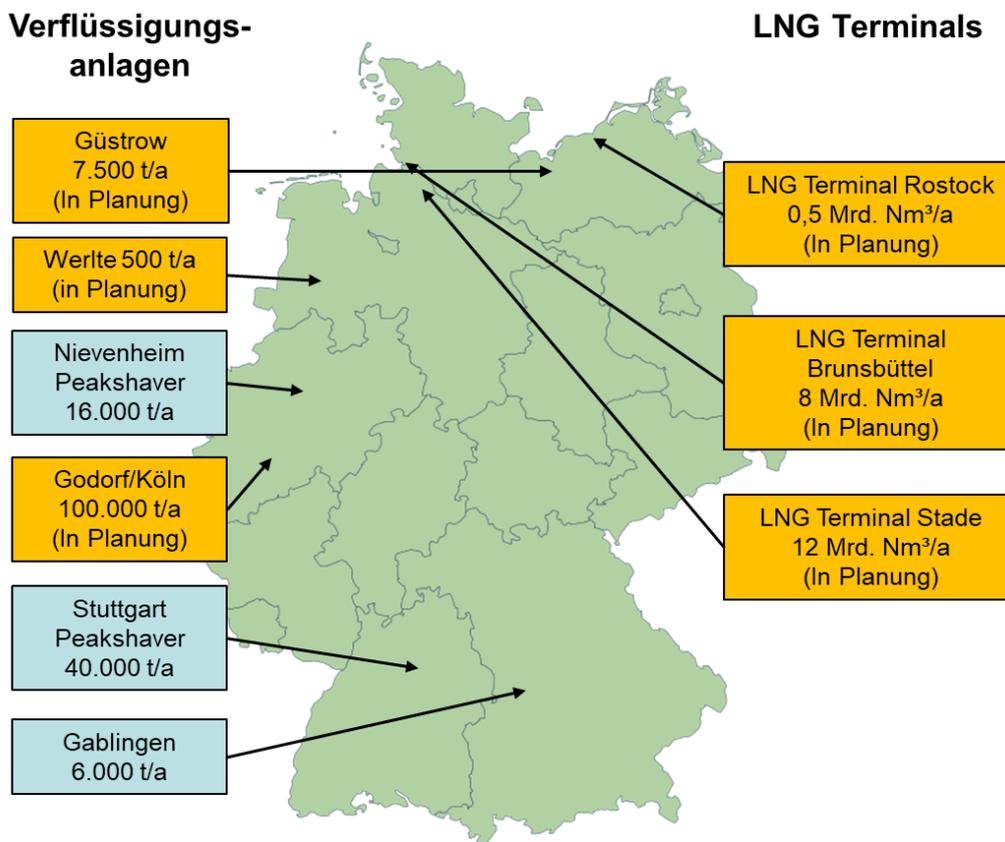


Abb. 2-1: Verflüssigungsanlagen und geplante LNG Terminals in Deutschland; [8] und eigene Informationen; Karte basierend auf [9]

Die Bereitstellung von LNG kann grundsätzlich durch eine dezentrale oder zentrale Verflüssigung realisiert werden. Bei der zentralen Bereitstellung wird die Verflüssigung großtechnisch an einem Ort durchgeführt und das LNG anschließend via Lkw, Binnenschiff oder Bahn an die Tankstellen und Bunkeranlagen transportiert. Die dezentrale Verflüssigung kann an Bunkeranlagen oder direkt an Tankstellen erfolgen. Für die Verflüssigung stehen unterschiedliche Größenklassen verschiedener Hersteller zur Verfügung. Die Leistungsklassen reichen von ca. 0,5 MW bis zu 12 MW elektrische Anschlussleistung, was einer Kapazität für LNG von 4.500 bis 300.000 t/a entspricht [10]. Derzeit existiert in Deutschland kein LNG Terminal. Geplant ist u. a. ein Terminal in Rostock mit einer Kapazität von 0,5 Mrd. m³/a LNG. Neben der Bunkerung von Schiffen soll der Umschlag auf Bahn und Lkw möglich sein. Der Anschluss an das Gasnetz ist nicht geplant. Für den großskaligen Import sind derzeit zwei LNG-Terminals in Brunsbüttel und Stade geplant. Diese sollen an das Gasnetz angeschlossen werden und somit über die Regasifizierung des LNG Erdgas ins Netz einspeisen. Daneben soll eine Bunkerung von LNG für den Einsatz als Kraftstoff im Schiffsverkehr realisiert werden [8].

Die Nutzung von CNG und LNG im Straßengüter- und Schiffsverkehr ist geprägt von verschiedenen Treibern. Im Straßengüterverkehr wird der Einsatz dieser Kraftstoffe durch bestimmte Fördermaßnahmen wie bspw. die befristete Befreiung von der Lkw Maut bis Ende 2023 oder einer Bezuschussung bei der Beschaffung CNG/LNG betriebener Lkw forciert. Um von der Maut befreit zu sein, müssen Mindestfassungsvermögen der Erdgastanks von 300 l bzw. 50 kg für CNG- sowie von 300 l bzw. 115 kg für LNG-Fahrzeuge eingehalten werden [11]. Direkte Förderung bestand bis zum 31.03.2021 durch das Förderprogramm „Energieeffiziente und/oder CO₂-arme schwere Nutzfahrzeuge“ [12], welches seit Januar 2021 durch das nationale Flottenaustauschprogramm abgelöst wurde. Dadurch wird die Beschaffung von neuen Euro VI Lkw mit max. 15.000 € bezuschusst, wenn zeitgleich ein Bestands-Lkw der Abgasstufen Euro 0 – V/EEV (Enhanced Environmentally Friendly Vehicle) verschrottet wird [13]. Des Weiteren gilt bis Ende 2026 eine um ca. 52 % verminderte Energiesteuer für als Kraftstoff eingesetztes Erdgas im Vergleich zum Regelsteuersatz. Der reduzierte Steuersatz wird ab 2024 schrittweise an den Regelsteuersatz angeglichen [14]. Ab 2023 wird voraussichtlich durch die Eurovignetten-Richtlinie eine Kopplung der Mautgebühr an die CO₂ Emissionen erfolgen [15].

In der Seeschifffahrt gibt es derzeit das Förderprogramm „LNGSeeschiffRL“ des BMVI, welches Vorhaben für die Aus- oder Umrüstung von Seeschiffen zu reinem LNG- oder Dual-Fuel Betrieb fördert. Das Förderprogramm läuft bis Ende 2021. Es werden Investitionsmehrausgaben in Höhe von 40 bis 60 % der beihilfefähigen Kosten bezuschusst, bzw. bis zu maximal 8 Mio. € pro Aus- oder Umrüstungsvorhaben [16]. Wesentliche Treiber für die Nutzung sind außerdem Schadstoffreduktionsmaßnahmen, um die Grenzwerte zu erfüllen, die durch die Verordnungen der Internationalen Seeschifffahrtsorganisation (IMO) vorgegeben werden. Die Anforderungen an die Schifffahrt zur Einhaltung von Luftschadstoffemissionen sind in der Anlage VI des MARPOL-Übereinkommens definiert. Diese beinhalten verbindliche Regelungen zu Emissionen von Stickoxiden, Schwefeloxiden und Partikeln. Dazu zählt die sogenannte „IMO 2020“, in der die Schwefelkonzentration von Schiffskraftstoffen seit Januar 2020 auf 0,5 m% begrenzt ist, die außerhalb von Emissionskontrollgebieten (ECAS) operieren. In den

ECAS besteht ein Grenzwert von 0,1 m% [17]. Für die Einhaltung der Grenzwerte gibt es neben der Installation von Scrubbern zur Reduktion der Schwefeloxidemissionen im Rauchgas und der Nutzung von schwefelarmen Schwerölen die Möglichkeit LNG als Kraftstoff einzusetzen¹. Auch um die Grenzwerte für Stickoxidemissionen einzuhalten, kann der Einsatz von LNG eine Möglichkeit sein, bei der keine Sekundärmaßnahmen wie eine Abgasnachbehandlung notwendig werden. Durch die Einführung strengerer Grenzwerte für Stickoxidemissionen in der Nord- und Ostsee seit Januar 2021 besteht ein Anreiz LNG betriebene Schiffe in diesen Gebieten einzusetzen.

2.1 Straßengüterverkehr (Lkw)

Neben der in Kapitel 2 beschriebenen Gasnetzinfrastruktur spielt für die Nutzung von LNG/CNG im Straßengüterverkehr die Verfügbarkeit von Tankstellen eine wesentliche Rolle. CNG Tankstellen beziehen das Erdgas in der Regel direkt aus dem Erdgasnetz, welches anschließend auf ca. 280 bar verdichtet und zwischengespeichert wird. In LNG Tankstellen wird das Erdgas meist durch Tankwagen beliefert [10]. LNG Tankstellen können über aufgestellte ISO-Container, Trailer oder fest installierte Tankstellen realisiert werden, wobei die Container- und Trailer-Ausführungen als Übergangslösungen betrachtet werden. Fest installierte Tankstellen bestehen weitestgehend aus einem isolierten Lagertank, einer Krypumppe und isolierten Kraftstoffleitungen sowie der Tanksäule [18].

Derzeit (Stand 04/2021) gibt es 810 CNG Tankstellen in Deutschland, wovon 418 Tankstellen 100 % biogenes CNG anbieten. Bei der Betankung wird zwischen Systemen für PKW und Lkw unterschieden. Insgesamt sind aktuell ca. 195 der 810 CNG Tankstellen mit Füllkopplungen für Lkw ausgestattet, welche einen höheren Durchfluss im Vergleich zu Kopplungen für PKW erreichen und somit die Befüllungszeit reduzieren. Daneben existieren 66 öffentliche LNG Tankstellen (Stand 04/2021) [19]. Die erste LNG Tankstelle wurde 2016 in Ulm in Betrieb genommen. Die größte Zubaurate war bisher in 2020 zu erkennen (Vergleich Stand 8/2019: 6 LNG-Tankstellen, Stand 08/2020: 24 LNG-Tankstellen). Der Erdgasabsatz für den gesamten Verkehr belief sich 2019 auf ca. 5,2 PJ [20]. Der LNG Absatz betrug im selben Zeitraum ca. 0,7 PJ. Bis September 2020 wurden knapp 1,5 PJ nachgefragt. Für 2020 wurde ein Gesamtabsatz von ca. 2,3 PJ prognostiziert [21].

Anfang 2021 waren in Deutschland insgesamt über 13.600 Lkw und ca. 1.800 Sattelzugmaschinen mit Erdgasantrieb zugelassen. In den amtlichen Daten wird innerhalb der Kraftstoffart Erdgas nicht weiter zwischen LNG und CNG unterschieden. Der Großteil dieser Fahrzeuge, insgesamt ca. 11.900, weisen dabei eine Nutzlast bis 999 kg auf. Lkw mit einer Nutzlast von 12 Tonnen und mehr belaufen sich auf ca. 200 [22]. Für den von der Maut befreiten Straßengüterverkehr werden zum Stand Juni 2020 1.451 LNG-betriebene Fahrzeuge, 1.697 CNG-

¹ Diese Studie nutzt als Sammelbegriff „ölbasierte Schiffskraftstoffe“, der sämtliche IMO 2020 konformen, schwefelarmen Schweröle (wie Very/Ultra Low Sulfur Fuel Oil (VLSFO/ULSFO)) und Marine-dieselöle (wie Marine Diesel Oil (MDO)/Marine Gas Oil (MGO)) umfasst.

betriebene Fahrzeuge sowie 1.402 erdgasbetriebene Fahrzeuge ohne nähere Spezifizierung angegeben [23]. Für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Fahrzeugbestandes wurde auf Daten zurückgegriffen, die im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) und der Plattform zur Zukunft der Mobilität (NPM) erarbeitet wurden [24, 25]. Die Grundlage dieser potenziellen Fahrzeugentwicklung bilden die bis Mitte 2020 verabschiedeten und geplanten Förderinstrumente, Regularien und Ziele für den Straßengüterverkehr so wie sie im Werkstattbericht der NPM berücksichtigt wurden. Dabei stehen die Ziele und Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm 2030 im Zentrum. Dies umfasst u. a.

- Treibhausgasminde rung im Bereich der Nutzfahrzeuge um 17 bis 18 Mt CO₂-Äquivalente bis 2030
- Ein Drittel der Fahrleistung im Straßengüterverkehr bis 2030 elektrisch oder auf Basis strombasierter Kraftstoffe. Beitrag der elektrischen Fahrzeuge steigt signifikant erst in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts.
- Einführung einer CO₂ differenzierten Lkw-Maut ab 2023. Beendigung der Steuerreduzierung von Erdgas als Kraftstoff bis Ende 2023.

Um eine zukünftige Nachfrage an LNG und CNG im Schwerlastverkehr abbilden zu können, wurde auf Grundlage der prognostizierten Fahrzeugentwicklung und den jeweils typischen Kraftstoffverbräuchen und Laufleistungen der Größenklassen 12 bis 20 t, >20 t und Sattelzugmaschinen eine mögliche Nachfrage von 2020 bis 2030 entwickelt. Die Nachfrage steigt bis zum Jahr 2025 relativ stark auf ca. 32,1 PJ an und erreicht 2030 ungefähr 37,1 PJ (Abb. 2-2). Für die Einordnung der Ergebnisse werden Nachfragentwicklung der Dena und von Liquid betrachtet [26, 27]. Die progressiven Szenarien Dena (max)^a und Liquid (max)^b zeigen eine ca. dreifach größere Nachfrage, die Szenarien Liquid (min)^b und Dena (min)^a liegen in einer ähnlichen Größenordnung, wie die eigenen Berechnungen bzw. liegen leicht darunter.

^a Dena (min): Elektrifizierungsszenario, 95 % THG-Minderung bis 2050; Dena (max): Breiter Technologiemix, 95 % THG-Minderung bis 2050

^b Liquid (min): keine nähere Definition zum Hintergrund und den Annahmen; Liquid (max): keine nähere Definition zum Hintergrund und den Annahmen

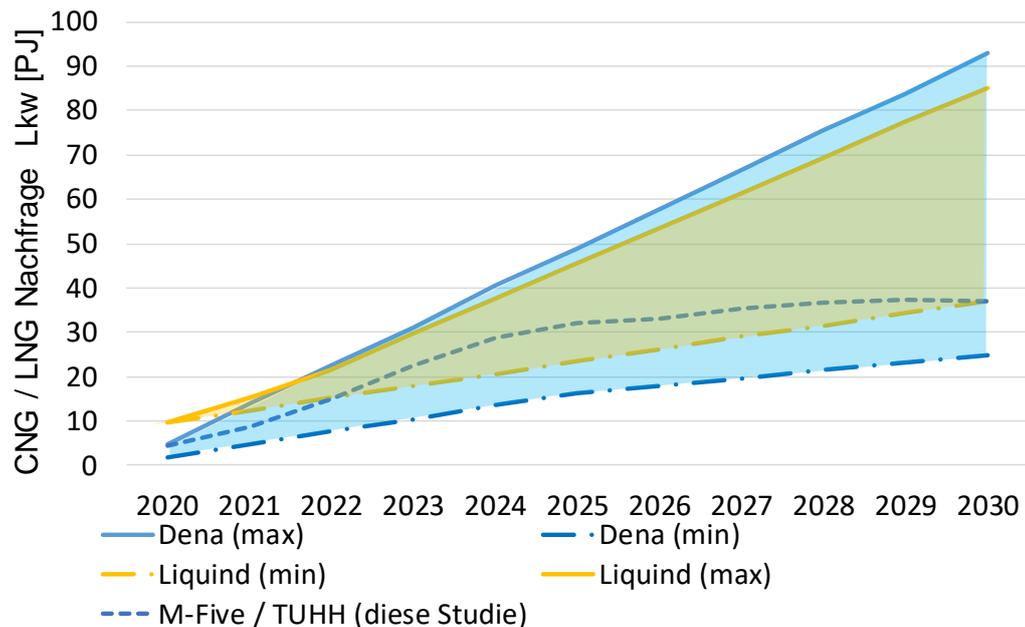


Abb. 2-2: Erdgasbedarf im Straßengüterverkehr [26, 27]

2.2 Seeschifffahrt (Schiffe)

Die Nutzung von LNG als Kraftstoff in der Seeschifffahrt bedingt entsprechende Bunkermöglichkeiten. Grundsätzlich gibt es drei Möglichkeiten zur Bunkerung. Die Truck-to-Ship Bunkerung ist durch geringe Investitionskosten im Gegenzug aber durch geringe Kapazitäten je Bunkervorgang geprägt. Sofern entsprechende Genehmigungen vorliegen, kann die Betankung auch während des Ladungsumschlags durchgeführt werden (sog. SIMOPS). Die Versorgung mit LNG durch Ship-to-Ship erfolgt durch sogenannte Bunkerschiffe oder Bunkerbares, die neben der LNG Bunkerung auch eine Versorgung von Frischwasser und weiteren Verbrauchsgütern wie Schmierstoffen parallel zum Ladungsumschlag ermöglichen können. Die Bunkerkapazität je Bunkervorgang ist wesentlich größer im Vergleich zur Bunkerung per Lkw, erfordert aber größere Investitionen. Grundsätzlich besteht ebenfalls die Möglichkeit, dass Feeder-Schiffe genutzt werden können, die eine zentrale Versorgung von kleineren Bunkerschiffen darstellen. Sie ermöglichen eine großflächigere Abdeckung von LNG Bunkerungen in Gebieten ohne Terminal. Auch führt der Einsatz zu einer Entlastung des Einsatzes von LNG-Tank Trailern auf der Straße, um entsprechende Bunkerbedarfe zu decken. [28, 29]. Die Terminal bzw. Shore-to-Ship Bunkerung ist durch große Kapazitäten und schnelle Bunkervorgänge gekennzeichnet. Sie bedarf auch die höchsten Investitionen im Vergleich zu den Bunkerkonzepten per Schiff oder Lkw, führt bei ausreichender Auslastung jedoch auch zu den geringsten spezifischen Kosten je Bunkervorgang. Bei niedrigen spezifischen Bunkerkosten, die durch ein LNG-Terminal aber auch durch den Zubau von Feeder- und Bunkerschiffkonstellationen entlang der Küstenlinie erreicht werden können, kann eine Zunahme der Betankungsmengen erwartet werden. Tab. 2-1 zeigt die Gegenüberstellung der jeweiligen Vor- und Nachteile der Bunkerkonzepte.

Tab. 2-1: Vor- und Nachteile verschiedener Bunkerkonzepte für LNG

Konzept	Vorteile	Nachteile
Truck-to-Ship	<ul style="list-style-type: none"> • Bunkern direkt am Liegeplatz, z. B. während Be- und Entladung • Geringe Investitionen je LNG Trailer 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Tankkapazität • Hohe Transportkosten • Hohe spezifische Bunkerkosten
Ship-to-Ship	<ul style="list-style-type: none"> • Bunkern direkt am Liegeplatz, z. B. während Be- und Entladung • Kombinierte Versorgung mit Frischwasser, Entsorgung von Ballastwasser und Austausch von Crewmitgliedern möglich • Kompromiss aus Investitionsbedarf und spezifischen Bunkerkosten • Recht schnelles Bunkern auch größerer Mengen 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Investitionen je LNG-Bunkerschiff/Bunkerbarge • Größere jährliche Bunkermengen nötig um ausreichende Auslastung für Wirtschaftlichkeit
Shore-to-Ship	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe spezifische Bunkerkosten • Schnelles Bunkern • Große Tankkapazität 	<ul style="list-style-type: none"> • Bunkern nur an festem Liegeplatz möglich, d. h. unabhängig vom Umschlagprozess • Zusätzliche Zeit durch Extrastop erforderlich (nicht bei Fährterminals) • keine SIMOPs möglich • Große jährliche Bunkermengen nötig um ausreichende Auslastung für Wirtschaftlichkeit

Derzeit erfolgt die Bunkerung von LNG-betriebenen Schiffen in deutschen Häfen überwiegend durch Truck-to-Ship, vereinzelt auch Ship-to-Ship. Auch bei einem LNG-Terminal an der deutschen Küste ist zu erwarten, dass neben dessen Shore-to-Ship Angebot, mobile Bunkervorgänge über dieses, insbesondere in Form von Ship-to-Ship Konzepten, aufgrund der zuvor beschriebenen Vorteile für die Schifffahrtskunden verstärkt nachgefragt werden. Derzeit befindet sich kein LNG-Terminal an der deutschen Küste in Betrieb. Aktuell befinden sich drei LNG Terminals in der Planung, welche in Rostock, Stade und Brunsbüttel entstehen sollen.

Weltweit gibt es derzeit 198 LNG betriebene Schiffe sowie 118 für die Umrüstung vorbereitete, so genannte LNG-ready-Schiffe. Durch die bereits verbuchten Aufträge sollen aktuell 265 weitere Schiffe mit LNG Antrieb bis 2027 vom Stapel laufen. Der Großteil der Neubauten fällt mit insgesamt 248 geplanten Schiffen auf die kommenden Jahre bis 2023. Daneben sind 30 LNG-Bunkerschiffe im Einsatz, von denen 16 in Europa operieren. Weitere 20 Bunkerschiffe sind bis 2023 geplant, wovon 9 in Europa eingesetzt werden sollen. Von den genannten in Betrieb

befindlichen und geplanten Bunkerschiffen wird nach aktueller Kenntnis keines dediziert an der deutschen Küste eingesetzt [30].

In Deutschland haben 2019 seegehende Schiffe 57 PJ Kraftstoff gebunkert [20]. In der amtlichen Mineralölstatistik wird zwischen leichtem und schwerem Heizöl differenziert. LNG wird nicht gesondert angegeben. Es stehen keine Informationen über die genauen Mengen zur Verfügung. Für die Bestimmung der aktuellen und zukünftigen Nachfrage wurde im Rahmen dieser Studie dementsprechend ein mögliches Szenario zur LNG Nachfrage an deutschen Häfen abgeleitet.

Deutschland spielt als Bunkerstandort im europäischen und globalen Vergleich eine untergeordnete Rolle. Im Vergleich zur Gesamtmenge von ca. 1,3 Mt konventionellen Bunkerkraftstoffen (HFO, MGO, etc.), die in Deutschland 2019 abgesetzt wurden [31], betrug die Menge in Rotterdam ungefähr 8,7 Mt und in Antwerpen 5,6 Mt im gleichen Zeitraum [32, 33]. Die LNG Nachfrage lag bei jeweils 30 kt und 1 kt. Die Analyse der LNG Nachfrage an einzelnen Häfen erfordert Kenntnisse über die genauen Schiffsrouten sowie über die Preise der potentiellen Bunkerstandorte, die auf den jeweiligen Routen möglich sind. Daher wurden entsprechende Vereinfachungen und Annahmen getroffen, um eine mögliche Nachfrage prognostizieren zu können. Es ist davon auszugehen, dass die Menge an LNG Bunkervorgängen ohne das Vorhandensein eines nahe gelegenen LNG Terminals sich tendenziell nur gering steigert. Der Hafen von Antwerpen spielt zusammen mit Rotterdam eine wichtige Rolle als Bunkerstandort in Europa, wie der dargestellte Absatz an Bunkerkraftstoffen zeigt. Die Bunkerung von LNG in Antwerpen fällt im Vergleich zu Rotterdam allerdings wesentlich geringer aus. Rotterdam verfügt über ein eigenes LNG-Terminal, über das direkt oder über Ship-to-Ship gebunkert werden kann. Antwerpen im Gegenzug wird aktuell per Schiff mit LNG aus Zeebrügge versorgt, welches ebenfalls einen LNG-Terminal besitzt. Als Grundlage für Nachfrageentwicklung von LNG an deutschen Häfen wird, bis zu dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme eines LNG Terminals an der deutschen Küste, eine zu Antwerpen vergleichbare Nachfrage abgeschätzt. Ab diesem Zeitpunkt wird prognostiziert, dass sich die Nachfrage vergleichbar mit Rotterdam verhält. Es wird davon ausgegangen, dass eines der geplanten Terminals in Deutschland bis 2025 realisiert wird. Die dann steigende Nachfrage ist in Abb. 2-3 dargestellt. Die Nachfrage von LNG an deutschen Häfen wurde entsprechend dem Verhältnis des Güterumschlags Antwerpens und Rotterdams im Vergleich zu den betrachteten deutschen Häfen angepasst. Es wird weiterhin angenommen, dass die LNG Nachfrage mit der Anzahl LNG-betriebener Schiffe weltweit korreliert. Der aufgezeigte Verlauf der LNG Nachfrage erreicht 2025 ca. 0,4 PJ und steigt bis 2030 auf ungefähr 12,3 PJ an. In Abb. 2-3 ist ebenfalls das Ergebnis einer weiteren Studie zur LNG Nachfrage dargestellt [34]. In dieser wird die LNG Nachfrage für die Nordsee abgeschätzt, in der eine stetigere Nachfrage bereits ab 2020 und knapp 9 PJ für 2030 prognostiziert werden. Im Gegensatz hierzu umschließt der im Rahmen dieser Studie abgeschätzte Bedarf Nord- und Ostsee.

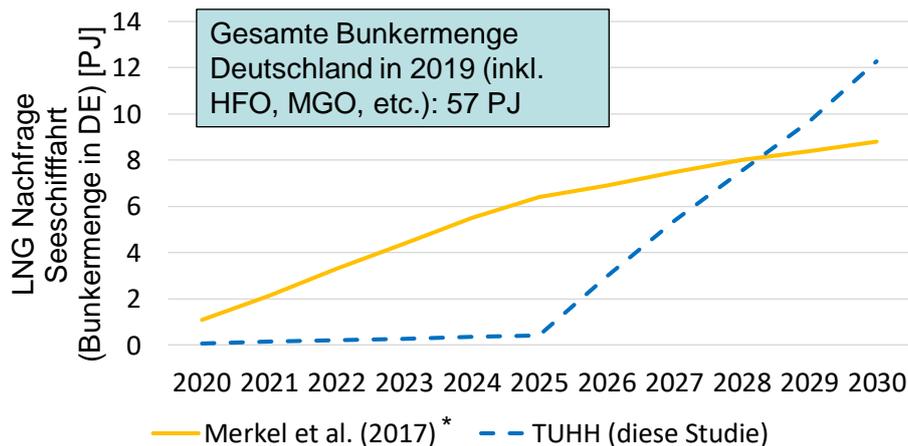


Abb. 2-3: LNG-Bedarf in der Seeschifffahrt bis 2030 (*nur LNG-Nachfrage an der Nordseeküste)

Unter der Annahme, dass bis zu 20 % der Kapazität eines LNG Terminals für die Bunkerung reserviert wird, wäre die Versorgung der prognostizierten Nachfrage von 12 PJ in 2030 gesichert. Unter dieser Annahme beträgt die maximal jährlich verfügbare Menge LNG der geplanten Terminals in Stade und Brunsbüttel für den Einsatz als Schiffskraftstoff ca. 86 PJ bzw. 58 PJ.

3 Bereitstellung erneuerbares CNG/LNG

Der Hauptbestandteil von Erdgas und somit auch der Speicherformen CNG und LNG ist Methan. Wird Methan vornehmlich auf Basis von Biomasse oder durch Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, wird dies in dieser Studie als erneuerbares Methan bezeichnet. Wird erneuerbares Methan in der physikalisch vergleichbaren Speicherform wie fossiles CNG/LNG (d.h. komprimiert oder verflüssigt) für den Verkehr bereitgestellt, wird dies als erneuerbares CNG/LNG bezeichnet. Abb. 3-1 zeigt eine vereinfachte Versorgungskette.

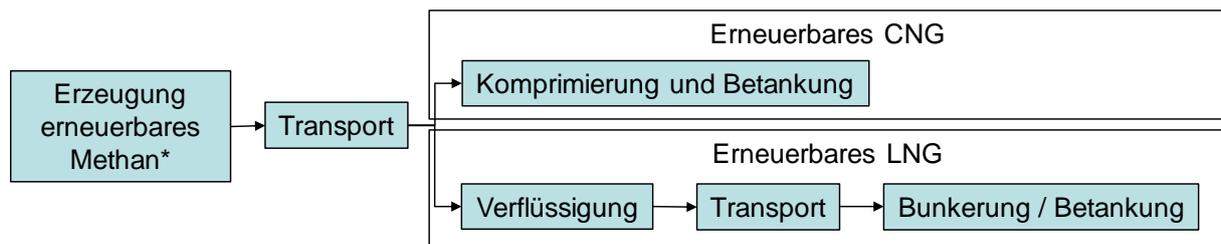


Abb. 3-1: Versorgungskette erneuerbares CNG und LNG (*auf Basis von Biomasse oder Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt)

3.1 Erzeugung

Erneuerbares Methan kann auf Basis von Biomasse erzeugt werden (Biomethan) oder auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien (strombasiertes Methan). Diese zwei Herstellungspfade nutzen jeweils spezifische Substrate und Technologien (Abb. 3-2) und werden im Folgenden getrennt dargestellt. Es bestehen Synergien zwischen diesen Technologien, z. B. fällt bei der Biomethanherzeugung CO₂ an, das beim Power-to-Gas Prozess als Substrat benötigt wird. Diese Synergien werden bei der Erzeugung strombasierten Methans mitdiskutiert.

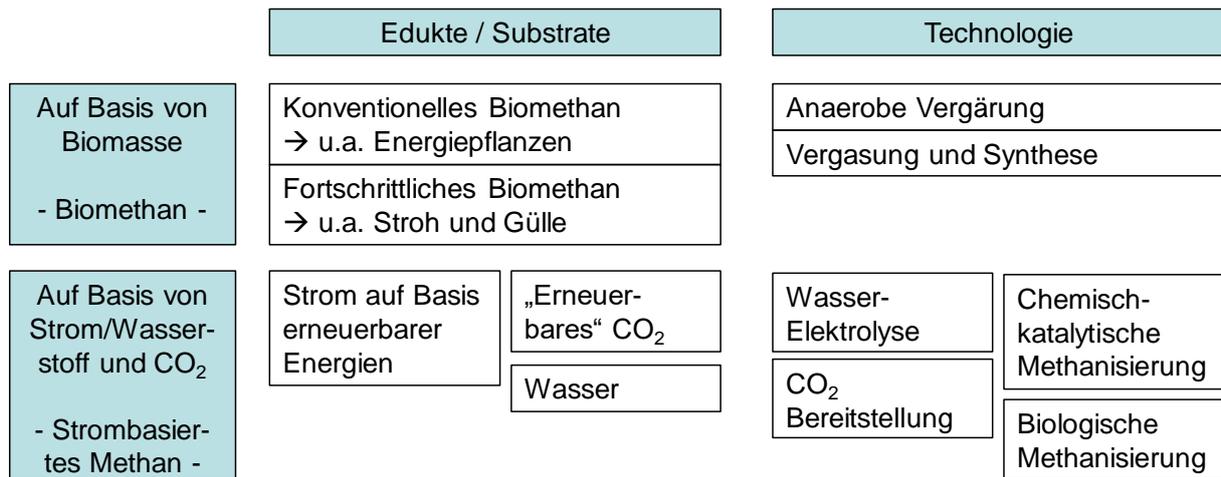


Abb. 3-2: Übersicht Erzeugungsmöglichkeiten von erneuerbarem Methan

3.1.1 Biomassebasiertes Methan (Biomethan)

Eine Biomethanerzeugung umfasst die Schritte der Sammlung und Aufbereitung des Substrats (Biomasse) sowie einer Vergärung im Fermenter. Anschließend werden in einer Gasreinigung Gase wie CO₂ entfernt. Durch die Gasreinigung entsteht Biomethan, das potenziell den Erdgasspezifikationen entsprechen kann.

In einem Fermenter wird Biogas durch anaerobe Vergärung des Substrats (Biomasse) erzeugt. Die anaerobe Vergärung findet in wässriger Umgebung unter Abwesenheit von Sauerstoff durch Bakterien statt. Während des anaeroben Vergärungsprozesses wird organisches Material durch verschiedene Gruppen von Mikroorganismen abgebaut. Diese Mikroorganismen zersetzen die komplexen organischen Verbindungen wie Cellulose, Öl, Proteine Schritt für Schritt zu organischen Moleküle mit einer zunehmend kürzeren Kettenlänge. Entstehende Zwischen- und Abbauprodukte werden weiter zu noch kürzeren Molekülen umgewandelt. Im letzten Schritt wandeln methanogene Bakterien bereits recht kurze Moleküle zu Methan und Kohlendioxid um [35].

Darüber hinaus kann feste Biomasse durch Vergasung und anschließende Methanisierung in ein biogasähnliches Gas umgewandelt werden; dieser Prozess der Biogaserzeugung wird derzeit nicht groß-industriell eingesetzt und wird deshalb in dieser Studie nicht weiter berücksichtigt.

Für die Biogaserzeugung können diverse Substrate eingesetzt werden. Die Neufassung der EU Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 11.12.2018 [36], die auch RED II (engl. Renewable Energy Directive) genannt wird, unterteilt Biokraftstoffe/-methan in konventionelle und fortschrittliche Biokraftstoffe/-methan. Fortschrittliche Biokraftstoffe können aus einer definierten Liste von Substraten erzeugt werden (Anhang IX der RED II) [36]. Die Liste umfasst insbesondere Nebenprodukte sowie Rest- und Abfallstoffe. Dazu zählen beispielsweise organische Abfälle sowie Stroh und Wirtschaftsdünger (d. h. Rinderfestmist, Rindergülle, Rinderjauche, Schweinefestmist sowie Schweinegülle).

Konventionelles Biomethan wird auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro) erzeugt, die speziell für die Energiegewinnung angebaut werden. Aus wirtschaftlichen Gründen werden typischerweise Pflanzen mit einem hohen Methanbildungspotenzial für die Biogasproduktion ausgewählt. Eine typische Energiepflanze unter deutschen Bedingungen ist Mais, der zu Silage weiterverarbeitet wird; die Silierung ermöglicht hierbei eine ganzjährige Verfügbarkeit des Substrates. Mais wird eingesetzt, da der flächenspezifische Ertrag sowie die Ertragssicherheit relativ hoch sind und die organische Substanz unter anaeroben Bedingungen leicht abgebaut werden kann [37].

Biogasanlagen können eine Mono- oder Co-Vergärung einsetzen. Bei der Mono-Vergärung kommt ausschließlich ein Substrat zum Einsatz (z.B. Nawaro oder Gülle). Neben Anlagen zur Vergärung von Nawaro und Gülle existiert auch für Stroh eine großtechnische Anlage mit einer Kapazität von ca. 0,5 PJ/a in Deutschland [38]. Häufig wird eine Co-Vergärung, also der Einsatz von mehr als einem Substrat, eingesetzt, um den Biomethanertrag und somit die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu steigern. In Deutschland existieren Stand 2019 9.500 Biogasanlagen [39]. Im Regelfall wird das Biogas vor Ort zur Bereitstellung von Strom und Wärme eingesetzt.

Biogas wird nur bei ca. 2 % der Biogasanlagen zu Biomethan aufgereinigt (219 Anlagen Stand 2019). Die Anlagen weisen zusammen eine Aufbereitungskapazität von 134.000 Nm³/h auf und haben im Jahr 2019 ca. 35 PJ Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist (Abb. 5-3). Seit ca. 2015 ist die Anzahl an Neuanlagen nahezu konstant [40]. Der Aufbau von Biogas- und Biomethananlagen wurde wesentlich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) getrieben und die Produktion von Strom und Wärme in diesem Rahmen vergütet.

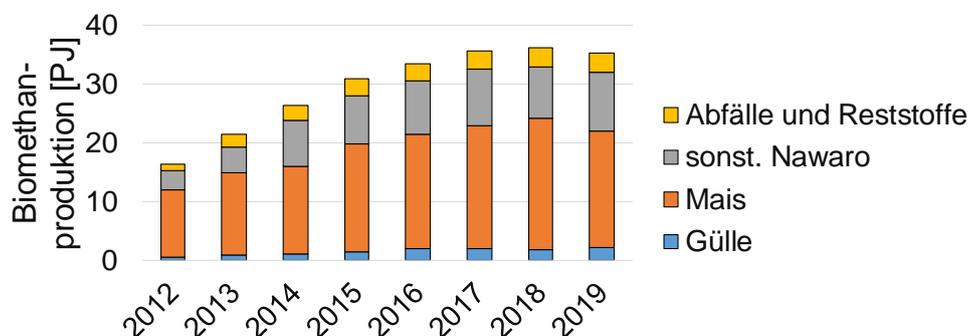


Abb. 3-3: Biomethanproduktion und Verteilung nach Substraten in Deutschland; eigene Darstellung nach [40]

3.1.2 Strombasiertes Methan

Strombasiertes Methan kann auf Basis elektrischer Energie (Strom) im sogenannten „Power-to-Gas“ Verfahren erzeugt werden. In diesem Verfahren werden neben elektrischer Energie und Wasser auch CO₂ als wesentlicher Ausgangsstoff benötigt (Abb. 3-4). Das Verfahren wurde zum Beispiel in einer Anlage in Werlte großtechnisch demonstriert [41].

Strom wird im Power-to-Gas Verfahren vorwiegend dafür benötigt, um den Elektrolyseur zu betreiben und Wasserstoff zu erzeugen. Es kann zwischen drei Arten von Elektrolyseuren unterschieden werden: Alkalische Elektrolyseure, PEM² Elektrolyseure und Festoxid-Elektrolyseure. Die zwei erstgenannten Elektrolyseure arbeiten bei Temperaturen von ca. 80 °C, während Festoxid-Elektrolyseure bei hohen Temperaturen von ca. 800 °C betrieben werden. Insbesondere PEM Elektrolyseure weisen durch die hohe Lastflexibilität Vorteile beim Einsatz mit fluktuierendem Strom aus erneuerbaren Energien auf, wie er von Windkraftanlagen oder PV-System erzeugt wird. Um niedrige THG-Emissionen zu gewährleisten und somit einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, sollte ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden (s. Abschnitt 0).

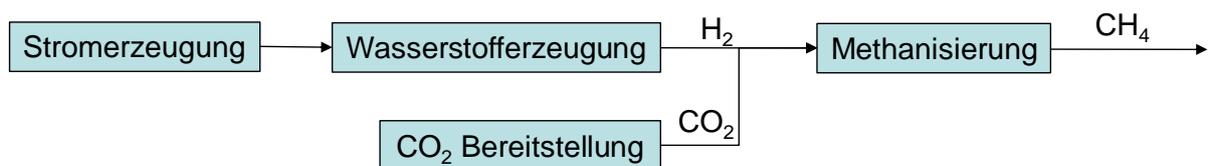


Abb. 3-4: Prozessschema strombasiertes Methan

Das für den Herstellungsprozess erforderliche CO₂ kann aus unterschiedlichen Quellen bereitgestellt werden. Diese können in fossile und biogene Punktquellen sowie CO₂ aus der Atmosphäre unterschieden werden [42]. Fossiles CO₂ kann beispielsweise aus dem Abgas von fossil befeuerten Kraftwerken oder aus industriellen Punktquellen, z. B. aus der mineralverarbeitenden oder petrochemischen Industrie, entnommen werden. Biogene Quellen sind z. B. die Biogasproduktion oder die Bioethanolproduktion. CO₂ aus der Atmosphäre steht grundsätzlich weltweit zur Verfügung, jedoch in niedriger Konzentration von ca. 0,04 %. Während Verfahren zur Abscheidung von CO₂ aus fossilen und biogenen Quellen kommerziell verfügbar sind, befinden sich die Verfahren zur CO₂ Abscheidung aus der Atmosphäre (sogenannte Direct Air Capture bzw. DAC-Anlagen) im Entwicklungs- und Demonstrationsstadium. Aufgrund der geringen CO₂ Konzentration sind die verwendeten Verfahren technisch komplex und große Volumenströme notwendig, um CO₂ bereitzustellen. Im Folgenden wird für die Produktion von strombasiertem Methan „erneuerbares CO₂“ betrachtet, das aus biogenen Quellen bereitgestellt werden kann. Fossiles sowie atmosphärisches CO₂ werden nicht weiter berücksichtigt.

Stehen Wasserstoff und CO₂ zur Verfügung, folgt die Methanisierung. Es kann grundsätzlich zwischen der thermokatalytischen und der biologischen Methanisierung unterschieden werden:

- Die thermokatalytische Methanproduktion findet in einem Synthesereaktor statt, der bei Temperaturen zwischen 250 und 550 °C und Drücken von 1 bis 100 bar arbeitet. Es können Festbett-, Wirbelschicht- oder Dreiphasenreaktoren eingesetzt werden. Meist werden Nickel-Katalysatoren verwendet wobei sich auch die Elemente Ruthenium, Rhodium und Kobalt eignen.

² PEM = Proton Exchange Membrane

- Die biologische Methanisierung kann in separaten Reaktoren oder "in situ" in Fermentern von Biogasanlagen durchgeführt werden. Typische Prozessparameter sind Temperaturen zwischen 20 - 70 °C und Drücke zwischen 1 - 10 bar [43]. Bei der in-situ Technologie wird Wasserstoff in bestehende Biogas-Fermenter eingebracht. Die dort vorhandenen Mikroorganismen passen sich einer Wasserstoffzufuhr an und setzen das CO₂ zu Methan um, das bei der parallel dazu ablaufenden „klassischen“ Biogaserzeugung produziert wird. Wird eine biologische Methanisierung in separaten Reaktoren durchgeführt, kann der Prozess passgenau auf die Methanisierung ausgerichtet werden, z. B. kann das Reaktordesign die geringe Löslichkeit von Wasserstoff berücksichtigen.

Die Komponenten für die Produktion von strombasiertem Methan sind kommerziell verfügbar. Es sind außerdem in Deutschland eine Vielzahl an Demonstrationsanlagen im Betrieb [44]. Ein kommerzieller Einsatz findet nicht statt. Gründe dafür sind u. a. die hohen Kosten der Erzeugung strombasierten Methans bzw. die fehlende Vergütung über einen regulatorischen Rahmen. Darüber hinaus stehen zentrale regulatorische Rahmenvorgaben aus wie z. B. die Anrechnungsmöglichkeiten von Strom aus erneuerbaren Energien (s. Abschnitt 5.2.1).

3.2 Logistik bis zum Tank

Transport und Speicherung von erneuerbarem Methan kann über die bestehende Erdgasinfrastruktur (Pipelines und Speicher) analog zu Erdgas erfolgen. Voraussetzung ist, dass Biomethan und strombasiertes Methan zuvor auf Erdgasspezifikationen aufbereitet (insbesondere CO₂ Abscheidung) und in das Erdgasnetz eingespeist wurden. Dementsprechend kann auch die Versorgung von CNG Fahrzeugen analog zur Versorgung mit fossilem CNG stattfinden. Die Anrechnung von Biomethan als CNG findet vergleichbar zum Stromsystem bilanziell statt. In 2020 wurden über diesen Weg 3,2 PJ Biomethan als CNG vertankt [45].

Für die Bereitstellung von erneuerbarem LNG muss gasförmiges Methan verflüssigt werden. Es können dezentrale und zentrale Verflüssigungskonzepte unterschieden werden (Tab. 3-1).

- Dezentrale Konzepte: Verflüssigung findet am Ort der Biogas-/Biomethanproduktion statt
- Zentrale Konzepte: Großtechnische Verflüssigung an zentralen Ort. Biomethan wird über das Erdgasnetz bezogen.

Aktuell werden stationäre Verflüssigungsanlagen mit einer LNG Kapazität von 1.000³ bis 300.000 t/a angeboten [10]. Die für die Verflüssigung benötigte elektrische Energie liegt in der Größenordnung von 3 bis 7 %⁴ bezogen auf den Heizwert von LNG [10]. Diese Energie kann

³ Nach Expertengespräch mit Envitec

⁴ Nach Expertengespräch mit GasCom

aus dem Stromnetz entnommen oder lokal z. B. aus Biogas betriebenen BHKW erzeugt werden⁵. Neben stationären Verflüssigungsanlagen existieren mobile Einheiten, die die Verflüssigung über Stickstoffkühlung realisieren. Diese Anlagen besitzen Kapazitäten von ca. 300 kg/h⁶.

Bisher ist erst eine Anlage zur Verflüssigung von Biomethan in Deutschland in Betrieb. Diese Anlage in Gablingen hat eine Kapazität von 6.000 t/a [8]. Darüber hinaus existieren sogenannte „Peak Shaving“ Anlagen, die Erdgas während der wärmeren Jahreszeit, i.d.R. zwischen April und Oktober, aus dem Erdgasnetz beziehen und für die kalte Jahreszeit einspeichern. Dafür wird das Erdgas verflüssigt. Ein Beispiel ist der Peakshaver in Stuttgart mit einem LNG-Speichervolumen von 30.000 m³ und einer nutzbaren Speicherkapazität von 18 Mio. Nm³ Erdgas [46].

Es sind unterschiedliche Entwicklungen denkbar, wie in Zukunft eine Bio-LNG-Versorgungskette gestaltet sein könnte. So ist technisch eine direkte Verflüssigung an der Biomethanlage ebenso möglich wie auch eine zentrale Verflüssigung an wenigen Standorten in Deutschland.

⁵ Nach Expertengespräch mit Envitec

⁶ Nach Expertengespräch mit GasCom

Tab. 3-1: Konzepte zur Verflüssigung von erneuerbarem Methan

Verflüssigung Dezentrale / regionale Konzepte	Verflüssigung Zentrale Konzepte
<ul style="list-style-type: none"> • Mobile Verflüssigung: Verflüssigungsanlagen werden zeitweise z.B. bei Einspeisebeschränkungen oder hoher Nachfrage nach erneuerbarem LNG eingesetzt. • Stationär Verflüssigung: Verflüssigungsanlagen können Teile der Biomethanaufbereitung ersetzen. Mitverflüssigung von CO₂ aus Biogasproduktion möglich (zusätzliches Produkt) 	Zentrale, großtechnische Verflüssigung
Verflüssigung an Erzeugungsanlage Biogas oder Biomethan	Verflüssigungsanlage bezieht erneuerbares Methan bilanziell aus dem Gasnetz
Kapazität der Verflüssigung orientiert sich an Biogas/Biomethanerzeugungskapazität	Kapazität richtet sich nach angenommener LNG Marktentwicklung
Versorgung regionaler Bedarfe nach erneuerbarem LNG	Versorgung überregionaler Bedarfe an erneuerbarem LNG

4 THG-Emissionen

Die THG-Emissionen von CNG/LNG betriebenen Fahrzeugen und Schiffen werden derzeit kontrovers diskutiert. Dabei stehen die Emissionen von unverbranntem Methan im Mittelpunkt (sogenannter Methanschluß), da Methan als der Hauptbestandteil von CNG/LNG, durch seine höhere Klimawirkung gegenüber CO₂ die Klimabilanz von Gasfahrzeugen ausschlaggebend verändern kann. Daher wird in dieser Studie ein Fokus auf Methanemissionen gelegt. Darüber hinaus steht die Frage im Mittelpunkt wie sich die THG-Emissionen bei Gasfahrzeugen verändern, wenn anstelle von fossilem Methan erneuerbares Methan eingesetzt wird.

Die THG-Emissionen werden von der Kraftstoffbereitstellung bis zum Einsatz im Fahrzeug / Schiff betrachtet. Die Emission für die Kraftstoffbereitstellung werden als Well-to-Tank (WTT) Emissionen bezeichnet und berücksichtigen die Emissionen der Kraftstoffherzeugung, Aufbereitung, Transport bis schließlich zur Betankung. Aus Gründen der Vereinfachung wird die Bunkerung von Schiffen nachfolgend ebenfalls als Betankung bezeichnet. Die WTT Emissionen werden in Abschnitt 4.1 behandelt. Der Anteil der THG-Emissionen, der durch den Betrieb der Fahrzeuge / Schiffe entsteht, wird als Tank-to-Wheel bzw. Tank-to-Wake (TTW) Emissionen bezeichnet. Die TTW Emissionen werden in Abschnitt 4.2 behandelt. Die Zusammenführung der WTT und TTW Emissionen zu den Well-to-Wheel/Wake Emissionen erfolgt in Abschnitt 4.3.

Neben Kohlenstoffdioxid (CO₂) sind auch Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) Treibhausgase. Es wird eine Bewertungsmetrik eingesetzt, um die Emissionen der einzelnen Gase zu einer Bewertungsgröße zusammenzufassen. Diese zusammengefasste Bewertungsgröße, angegeben in CO₂-Äq. Ist u. a. abhängig von folgenden Faktoren:

- Die Wahl der Metrik, die zur Bestimmung der Klimawirkung genutzt wird (Global Warming Potential oder Global Temperature Potential)
- Der betrachtete Zeitraum der Klimawirkung (20 oder 100 Jahre)
- Die Berücksichtigung von weiteren Klima-Effekten (Rückkopplungen, carbon cycle feedback).

Die Metrik des Treibhausgaspotenzials (GWP) wird von den meisten Studien für die Bewertungen von unterschiedlichen Technologien eingesetzt, dementsprechend orientiert sich auch diese Studie daran. Methan ist ein kurzlebiges Gas und zeigt im Vergleich zu CO₂ einen stärkeren Strahlungsantrieb über einen kürzeren Zeitraum [47]. Die Verwendung eines kurzen Zeitraums (GWP 20 Jahre) ist somit stärker durch Methanemissionen geprägt und der Fokus wird auf kurzfristige Klimawirkungen bzw. die Geschwindigkeit der Klimawandels gelegt⁷. Umgekehrt richtet der GWP 100 den Blick auf langfristige Auswirkungen. Ein Großteil der offiziellen Klimaberichterstattung basiert auf dem GWP 100. Diese Studie nutzt soweit nicht anders angegeben GWP 100. GWP 20 wird an den wichtigsten Stellen zusätzlich diskutiert (Tab. 4-1).

Tab. 4-1: Treibhauspotenzial in dieser Studie nach [49]

Treibhausgas/Zeit-horizont	CO ₂ [g CO ₂ -Äq./g]	CH ₄ [g CO ₂ -Äq./g]	N ₂ O [g CO ₂ -Äq./g]
20 Jahre	1	84(+1) ^a	264
100 Jahre	1	28(+2) ^a	265
^a +1 bzw. +2 insofern fossiles CH ₄ betrachtet wird			

⁷ Nach [48]: i) reduziert Schäden durch den Klimawandel in den nächsten Jahrzehnten, einschließlich solcher, die vom Tempo des Klimawandels abhängen, wie z. B. Verluste der biologischen Vielfalt; (ii) reduziert das Risiko potenzieller nichtlinearer Veränderungen, wie z. B. die Freisetzung von Kohlenstoff aus Permafrostböden oder das Kollabieren von Eisschilden; (iii) erhöht die Wahrscheinlichkeit, bis zur Mitte des Jahrhunderts unter 2° C zu bleiben; (iv) reduziert die langfristigen kumulativen Klimaauswirkungen; (v) reduziert die Kosten für das Erreichen der Temperaturziele im Vergleich zu einer späten Abschwächung und (vi) stimuliert den Fortschritt in Richtung des langfristigen 2° C-Ziels durch das Erreichen kurzfristiger Vorteile.

4.1 Well-to-Tank (WTT)

Die Berechnung der WTT THG-Emissionen orientiert sich an der Methodik der EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU RED). Nach dieser müssen alternative Kraftstoffe Mindest-THG-Einsparungen gegenüber fossilen Kraftstoffen erbringen:

- Biobasierte Kraftstoffe und somit Biomethan mindestens 65 % geringere THG-Emissionen als fossile Kraftstoffe⁸
- Strombasiertes Methan mindestens 70 % geringere THG-Emissionen verursachen als fossile Kraftstoffe

Die Well-to-Tank-Emissionen der Bereitstellung von erneuerbarem Methan werden separat für die Abschnitte der Erzeugung und den Transport plus Betankung (komprimiert oder kryogen verflüssigt) betrachtet.

Die Gesamtemissionen der Erzeugung von Biomethan können hierbei im Wesentlichen folgenden Bereichen zugeordnet werden: der Erzeugung und dem Transport der Substrate sowie Strom- und Wärmebedarf für die Biogasanlage und der folgenden Aufreinigung des Biogases zu Biomethan. Werden nachwachsende Rohstoffe für die Biomethanproduktion eingesetzt, werden die mit dem Anbau verbundenen THG-Emissionen berücksichtigt. Für Reststoffe und Abfälle definiert die RED im Anhang V hingegen, dass die THG-Emissionen dieser Substrate bis zum Zeitpunkt ihrer Sammlung nicht berücksichtigt werden. Diese Definition wird auf die untersuchten Substrate Gülle, Stroh und organische Abfälle angewendet und Emissionen erst ab der Sammlung einbezogen. Diese Definition kann hinterfragt werden, sobald eine großflächige Einsammlung erfolgt und die Rohstoffe von Reststoffen zu Waren werden und sich hierfür ein entsprechender Markt entwickelt [50].

Für strombasiertes Methan werden die Gesamtemissionen durch die THG-Emissionen des verwendeten Stroms bestimmt. Es muss daher Strom mit niedrigen THG-Emissionen eingesetzt werden, da ansonsten die Mindest-THG-Einsparung nicht erreicht werden kann. Dies ist nur möglich, wenn ein Großteil des eingesetzten Stroms aus erneuerbaren Energien stammt. Nach RED II muss eingesetzter Strom derzeit mit den THG-Emissionen des Netzstroms berücksichtigt werden, wenn keine direkte Verbindung zu einer Anlage besteht, die Strom aus erneuerbaren Energien bereitstellt. Im Rahmen eines delegierten Rechtsaktes spezifiziert die EU derzeit Kriterien, wie erneuerbare Strom auch bei einem Bezug aus dem Netz berücksichtigt werden kann.

Die THG-Emissionen, die durch die Verarbeitung der Substrate zu Biogas auftreten, werden durch die Auslegung der Anlage beeinflusst. Folgende zentrale Annahmen werden diesbezüglich getroffen:

- Der Wärmebedarf der Biogasanlage wird intern bereitgestellt.
- Der Strombedarf wird durch Netzstrom gedeckt.

⁸ Gilt für Anlagen, die nach dem 01.01.2021 in Betrieb gehen (RED II Artikel 29 Absatz 10 c). Für Anlagen, die zwischen Oktober 2015 und 31.12.2020 in Betrieb gingen gelten 60 % THG-Minderung

- Biomethanverluste liegen bei 1 % bei der Biogasproduktion und 0,2 % bei der Biomethanaufbereitung [50].
- Die Biogasaufbereitung zu Biomethan findet auf Basis einer Aminwäsche statt.
- Es werden keine technologischen Verbesserungen bis 2030 berücksichtigt und somit die Emissionen konservativ abgeschätzt. Bestehende Optionen für eine Minderung der THG-Emissionen umfassen beispielsweise Technologien zur Verminderung des Strom- und Wärmebedarfs oder Ansätze zur weiteren Vermeidung von Methanemissionen.
- Weitere Annahmen sind analog zu [50] gewählt.

Für die Erzeugung von strombasiertem Methan wird angenommen, dass CO₂ als Reststoff der Biogaserzeugung zur Verfügung steht und keine weiteren THG-Emissionen für die Bereitstellung auftreten.

Um das erneuerbare Methan als CNG dem Verkehr zur Verfügung zu stellen, wird es über das Erdgasnetz zu den Tankstellen transportiert und dort in Fahrzeuge vertankt. Das Erdgasnetz in Deutschland ist weit verbreitet, und ein Anschluss von potenziell neu errichteten Anlagen an das Netz ist in vielen Fällen möglich. Auch derzeitige Biomethananlagen zeigen eine weitflächige Verbreitung auf [51], sodass von einem geringen Transportweg (150 km) zwischen Biomethaneinspeisung und der Tankstelle ausgegangen wird. Die Treibhausgasemissionen durch den Pipelinetransport sind angelehnt an Angaben in ECOINVENT 3.5 [52]. An Tankstellen wird Biomethan auf ca. 200 bar komprimiert und vertankt. Wesentlicher Treiber für THG-Emissionen sind der Energiebedarf für die Kompression, der im Bereich von ca. 2,6 % liegt. Darüber hinaus wird von geringen Methanemissionen von 0,02 % ausgegangen [10].

Für die Berechnungen der THG-Emissionen von LNG wird von einer Verflüssigung an dezentralen Verflüssigungsanlagen ausgegangen. Diese Anlagen bedienen ca. zwei Tankstellen mit LNG. In Anlehnung an die EU Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFID) [53], die eine maximale Entfernung zwischen LNG-Tankstellen von 400 km vorschreibt, wird von einem Transportweg zwischen Verflüssigungsanlage und Tankstelle von 200 km ausgegangen. Der Energiebedarf für die Verflüssigung wird aus dem Stromnetz bezogen und beträgt 5 % des Energiegehalts vom Biomethan [10].

Abb. 4-1 zeigt die resultierenden WTT-Treibhausgasemissionen für Bio-CNG und Bio-LNG. Die Bio-CNG-Bereitstellung auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro) führt mit 33 bis 37 g CO₂-Äq./MJ zu den höchsten THG-Emissionen. Werden Stroh, organische Reststoffe oder Gülle (ohne Gutschrift) zur Biomethanbereitstellung eingesetzt, resultieren Emissionen in der Größenordnung von 15 bis 17 g CO₂-Äq./MJ für Bio-CNG. Bio-LNG emittiert bei allen Substraten durch den höheren Aufwand für die Logistik und Verflüssigung 3 bis 4 g CO₂-Äq./MJ zusätzlich.

Nach RED II-Vorgaben kann für Gülle eine Gutschrift für vermiedene THG-Emissionen angerechnet werden. Natürlich ablaufende Prozesse setzen Gülle z. T. in Methan um, wenn dieses aufs Feld aufgebracht wird. Wird Gülle zuvor in Biogasanlagen verarbeitet, wird der Gärrest in

der Regel wiederum als Düngemittel aufs Feld aufgebracht. Die Methanemissionen des Gärrestes sind jedoch deutlich reduziert, da während der anaeroben Fermentation bereits ein Teil der Zersetzungsprozesse abläuft. Die Gutschrift soll dementsprechend berücksichtigen, dass Biomethananlagen dazu führen, direkte Methanemissionen von Gülle auf dem Feld zu reduzieren. Nach RED II beträgt die Gutschrift 100 g CO_{2äq}/MJ und hat somit einen signifikanten Einfluss auf die THG-Bilanz von Biomethan aus Gülle. Werden diese Gutschriften berücksichtigt, ergeben sich für Bio-CNG aus Gülle negative Emissionen von -80 bis -87 g CO₂-Äq./MJ. Da diese Gutschriften nicht konsistent zur sonstigen RED-Methodik zur Berechnung von THG-Emissionen sind, sind in Abb. 4-1 die THG-Emissionen ohne Gutschrift dargestellt. Nach RED werden Emissionen von Nebenprodukten auf Basis des unteren Heizwerts allokiert. Eine Berechnung über Gutschriften stellt hierzu eine alternative Berechnungsmethode dar. Eine Mischung dieser zwei Ansätze ist wissenschaftlich jedoch umstritten.

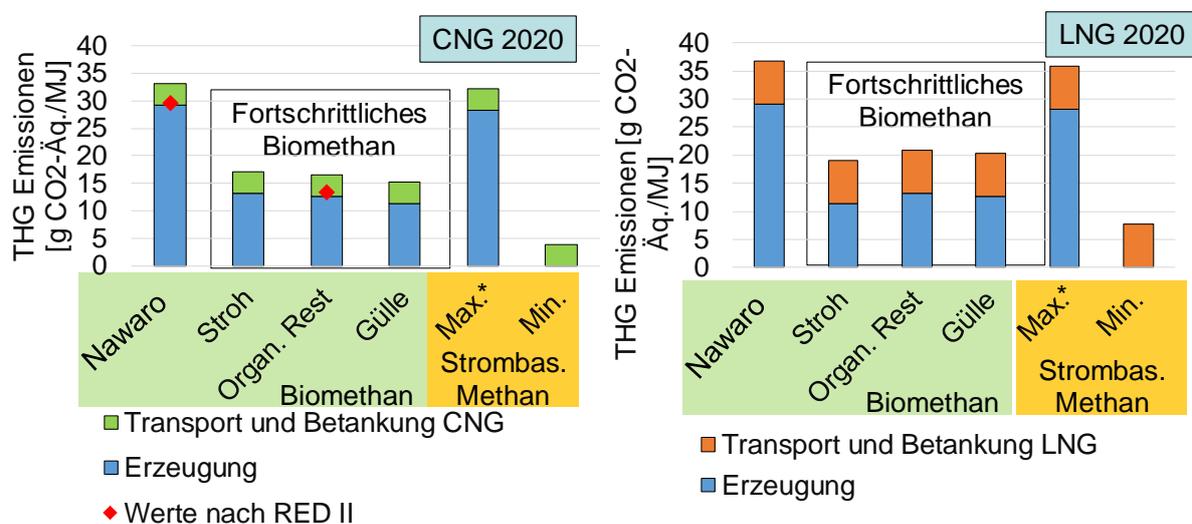


Abb. 4-1: Well-to-Tank-Treibhausgasemissionen von erneuerbarem CNG und LNG und Vergleichswerte nach RED II (* nach RED II maximal zulässige THG-Emissionen); Tabelle mit Werten im Anhang

Zusätzlich zu den hier berechneten Werten sind in Abb. 4-1 die in der RED II als typisch deklarierten Standardwerte dargestellt. Diese Werte beruhen auf Annahmen, die für die Biomechanerzeugung in der EU repräsentativ sind⁹. Die typischen Werte der RED II liegen in der gleichen Größenordnung wie die in dieser Studie bestimmten Werte.

Die THG-Emissionen von strombasiertem Methan werden in zwei Fällen dargestellt (Abb. 4-1). Derzeit wird strombasiertes Methan ausschließlich in Demonstrationsanlagen erzeugt. Somit ist noch nicht klar, wie eine wirtschaftliche Auslegung geschehen wird. Der Fall „Max“ spiegelt

⁹ Die RED II gibt typische Werte nach unterschiedlichen Kriterien an. Diese wurden so ausgewählt, dass sie zu Anlagen in Deutschland passen. In Deutschland sind geschlossene (gasdichte) Gärrestlager gesetzlich vorgeschrieben. Ein Großteil der Biomethananlagen wurden auf Basis der EEG-Vergütung aufgebaut. Das EEG fordert maximal 0,2 % Methan im Abgasstrom, was Anlagen mit Abgasverbrennung ähnelt.

die maximal zulässigen THG-Emissionen wider, damit strombasiertes Methan zur Reduzierung der THG-Emissionen nach der RED II angerechnet werden kann. Der Fall „Min.“ nimmt an, dass der eingesetzte Strom vollständig aus erneuerbaren Energien erzeugt wird.

Die WTT THG-Emissionen der Bereitstellung von fossilen Kraftstoffen werden aus Veröffentlichungen des Joint Research Center der Europäischen Kommission entnommen (Tab. 4-2). Sie umfassen ebenfalls die gesamte Versorgungskette von der Förderung der Kraftstoffe bis hin zur Betankung. Die THG-Emissionen wurden auf die GWP-Faktoren (Tab. 4-1) aktualisiert.

Tab. 4-2: Well-to-Tank THG-Emissionen fossile Kraftstoffe (Diesel/MGO, CNG / LNG) [54]

LNG				
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
Masse [g/MJ]	10,75	0,23	0,00	
GWP 20 [g CO ₂ -Äq./MJ]	10,75	14,94	0,06	25,75
GWP 100 [g CO ₂ -Äq./MJ]	10,75	6,90	0,06	17,70
Diesel / MGO				
Masse [g/MJ]	18,17	0,82	0,00	18,99
GWP 20 [g CO ₂ -Äq./MJ]	18,17	1,77	0,00	19,95
GWP 100[g CO ₂ -Äq./MJ]	18,17	0,82	0,00	18,99

4.2 Tank-to-Wheel/Wake (TTW)

In den letzten Jahren wurden verschiedene Studien veröffentlicht, die zu deutlich unterschiedlichen Einschätzung der Klimawirkung von CNG/LNG betriebenen Lkws und Schiffen kommen [55–57]. Diese Unterschiede basieren u. a. auf unterschiedlichen Einschätzungen der Methanemissionen. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden ein Fokus auf Methanemissionen gelegt. Diese werden für Schiffe und Lkw bestimmt, die neu in den Markt kommen. Darüber hinaus werden mögliche technische Entwicklungen sowie zusätzliche Möglichkeiten diskutiert, die Einfluss auf die Methanemissionen haben können.

Beim Einsatz in Fahrzeugen entstehen als THG-relevante Emissionen Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O). CO₂ entsteht bei der Verbrennung des Kraftstoffs. Daher hat der Kraftstoffverbrauch einen zentralen Einfluss auf die CO₂ Emissionen. Darüber hinaus haben die Zusammensetzung des Kraftstoffs und der Anteil langkettiger Kohlenwasserstoffe einen Einfluss. Die THG-Emissionen unterscheiden sich bei fossilem LNG, das in der EU eingesetzt wird je nach Herkunftsland, jedoch insgesamt um weniger als 3 % [54].

Methan wird über das Abgas sowie weitere Quellen emittiert. Methan im Abgas ergibt sich als Kombination aus Motoremissionen sowie einer Änderung der Abgaszusammensetzung durch ggf. vorhandene Abgasnachbehandlung. Die Emissionen des Motors haben diverse Ursachen (Abb. 4-2) [58].

- **Ventilüberschneidung.** Bei Verbrennungsmotoren wird eine Ventilüberschneidung eingesetzt, bei der das Einlass- und Auslassventile für einen begrenzten Zeitraum gleichzeitig geöffnet sind. Die Überschneidung ist für einen verbesserten Gasaustausch notwendig. Wird das Kraftstoff-Luft-Gemisch vor dem Einlassventil erzeugt, kann Kraftstoff bei Gasmotoren als Methan direkt zum Auspuff strömen.
- **Gas in Spalten.** Im Motor existieren Spalten bzw. geschlossene Räume, in denen ein Kraftstoff-Luftgemisch strömt, die von der Verbrennung nicht erreicht werden. Bei Gasmotoren bleibt somit das dort befindliche Methan unverbrannt und wird in das Abgas abgegeben.
- **Unvollständige Verbrennung.** Von unvollständiger Verbrennung wird gesprochen, wenn der Kraftstoff im Brennraum nicht vollständig oxidiert wird. Eine mögliche Ursache ist eine instabile Flammenausbreitung im Zylinder, die zu lokalen nicht stöchiometrischen Zonen führt.

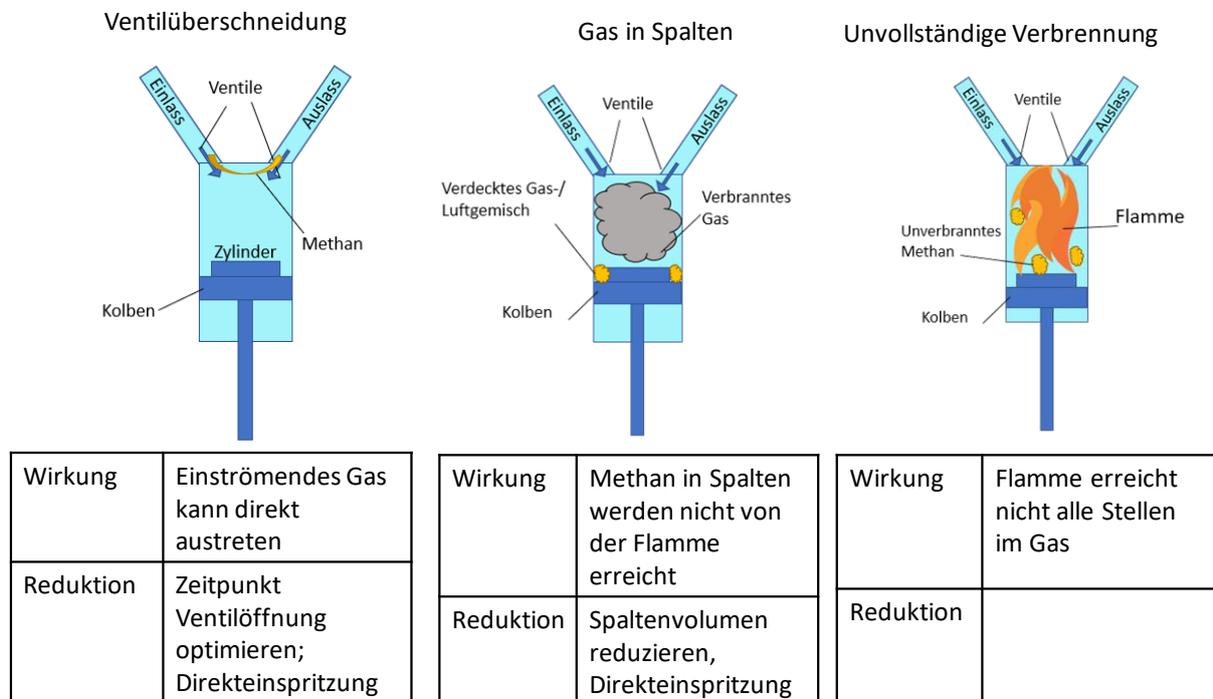


Abb. 4-2: Ursachen für Methanemissionen im Abgas [58]

Bei CNG / LNG Lkw und Schiffen können weitere Emissionen auftreten, die nicht direkt über das Abgas emittiert werden (Abb. 4-3).

- **Emissionen über das Kurbelgehäuse.** Bei der Verdichtung des Gases im Motor entsteht ein „blow by“ – ein Anteil des komprimierten Gases entweicht zwischen Kolben und Zylinder und gelangt in das Kurbelgehäuse. Wird ein offenes Kurbelgehäuse eingesetzt, d. h. das Kurbelgehäuse gelüftet, entweicht das enthaltene Methan in die Atmosphäre.
- **Entlüften während des Betriebs.** Bei Motoren, die ein Hochdruckprinzip einsetzen, kann bei hoher Dynamik des Motors (starke Änderung der Last) das Ablassen von Methan

notwendig werden, um die Gasmenge auf die Dieselmenge einzustellen (englisch dynamic venting).

- *Systemverluste.* Als Systemverluste werden Methanemissionen bezeichnet, die in allen Komponenten vom Tanksystem bis zum Motor auftreten können. Dies umfasst z. B. Ventile, Dichtungen oder Pumpen.
- *Emissionen durch Boil-off-Gas.* LNG Tanks sind wärmeisoliert, um den Wärmeeintrag in den Tank und somit das Verdampfen von LNG zu reduzieren. Wird LNG über längere Zeit nicht eingesetzt (hohe Standzeiten ohne LNG Bedarf) kann das entstehende Boil-off Gas den Druck im Tank so weit steigern, dass ein Sicherheitsventil auslösen muss und verdampftes Gas in die Atmosphäre austritt.
- *Wartungsemissionen.* Für die Wartung von Tank-, Rohrleitungs- und Motorsystemen kann es notwendig werden, das darin befindliche Gas (d. h. Methan) zu entfernen. Dies kann durch Lüften der Systeme erfolgen und somit Methan in die Atmosphäre emittieren.

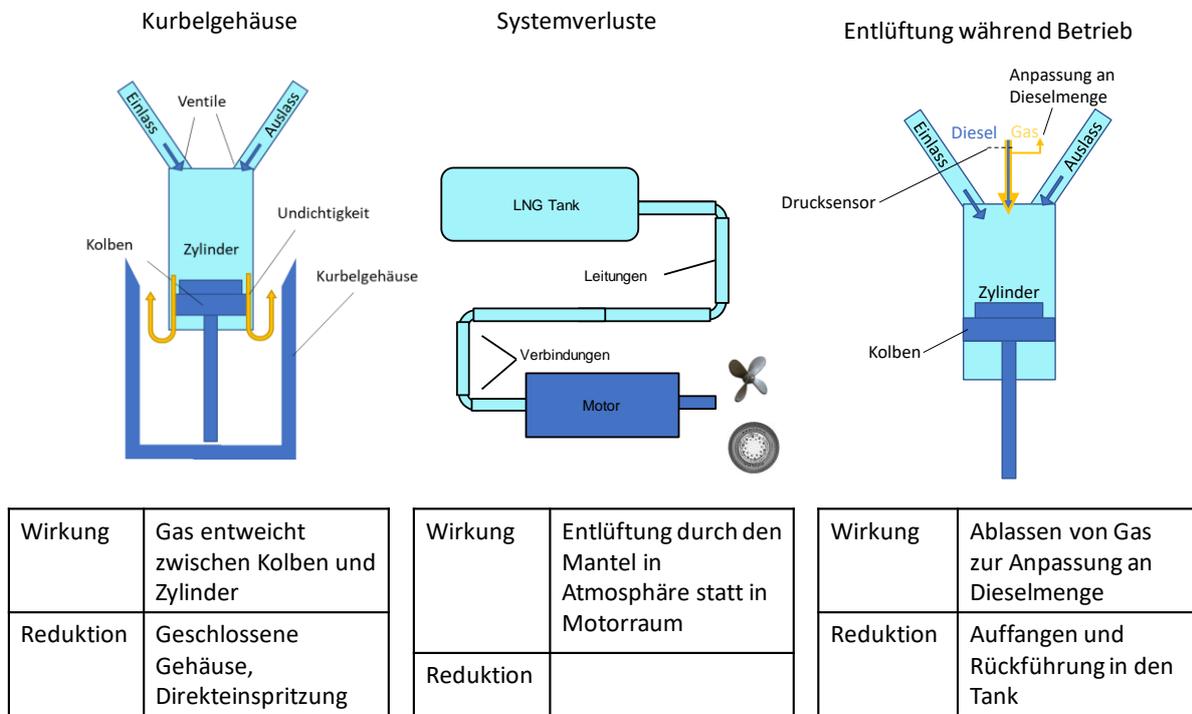


Abb. 4-3: Weitere Ursachen für Methanemissionen (nicht im Abgas). Nicht dargestellt sind Emissionen bei Überdruck im Tank (Boil-off Verluste) und Emissionen durch Lüftung für Wartung [58]

4.2.1 Straßengüterverkehr (Lkw)

In Deutschland werden CNG/LNG Lkw von verschiedenen Herstellern angeboten. CNG Lkw sind gekennzeichnet durch geringere Reichweiten von ca. 500 km und LNG-betriebene Modelle durch höhere Reichweiten von ca. 1.000 km und mehr. Bei den Fahrzeugen können zwei unterschiedliche Motorenkonzepte unterschieden werden.

- *Fremdzündung (Spark Ignition, SI)*. SI-Motoren nutzen für die Zündung eine Zündkerze und basieren auf einem Otto-Prozess. Es wird ausschließlich CNG / LNG als Kraftstoff eingesetzt.
- *Selbstzündung (High Pressure Direct Injection, HPDI)*. HPDI-Motoren spritzen ein Gemisch von CNG / LNG und Diesel bei hohen Drücken in die Brennkammer und das Kraftstoffgemisch entzündet sich selbstständig. Bei diesem Motorkonzept werden somit geringe Mengen Diesel benötigt. Der Motor basiert auf einem Diesel-Prozess.

Fahrzeuge mit SI-Motoren weisen einen höheren Kraftstoffbedarf als Fahrzeuge mit HPDI-Motoren auf, die wiederum einen höheren energetischen Kraftstoffbedarf zeigen als Diesel-Motoren. Abb. 4-4 zeigt Literaturwerte des Kraftstoffbedarfs in Form eines Boxplot Diagramms¹⁰ Die Unterschiede im Kraftstoffbedarf lassen sich u.a. durch den niedrigeren Wirkungsgrad erklären.

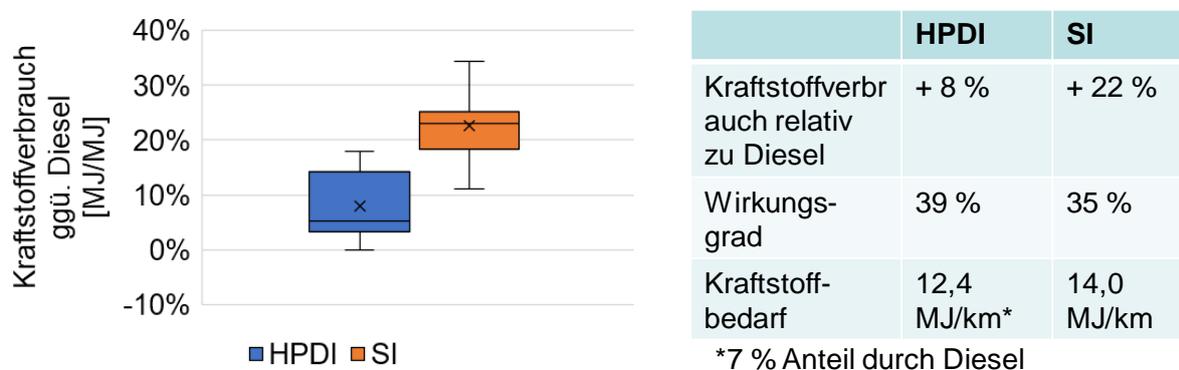


Abb. 4-4: Kraftstoffverbrauch für schwere CNG / LNG Lkw mit HPDI- und SI-Motoren. Boxplot-Diagramm zeigt Spannweite der Angaben in der Literatur [37, 56, 59, 60]. Tabelle zeigt Annahmen dieser Studie

Bei der Betrachtung von Methanemissionen für schwere Lkw werden die bestehenden Grenzwerte als konservative Abschätzung für die folgende Betrachtung verwendet (Tab. 4-3). Für Nutzfahrzeuge gelten in der EU seit dem 31.12.2013 die Abgasgrenzwerte der EURO VI Norm. Diese Grenzwerte müssen für eine Zulassung von Fahrzeugen auf einem Motorenprüfstand in einer definierten Folge von Betriebszuständen nachgewiesen werden. Die Grenzwerte beziehen sich auf die verrichtete Arbeit des Motors. Die EURO VI Grenzwerte umfassen u. a. die Emissionen von Methan bzw. die Emissionen von Kohlenwasserstoffen, was Methan einschließt. Die Grenzwerte für Gasfahrzeuge werden separat für HPDI- und SI-Motoren angeben mit 160 mg CH₄/kWh¹¹ bzw. 500 mg CH₄/kWh. Die Grenzwerte umfassen auch Emissionen durch Lüftung im Betrieb (venting) und werden den Abgasemissionen hinzugerechnet (Artikel 3.3 EU No. 582/2011).

¹⁰ Ein Boxplot Diagramm zeigt das untere und obere Quartil (Ausdehnung der Box), den Median (Strich in der Box), den Durchschnitt (Kreuz) sowie das Minimum und Maximum (Antennen) aus den zugrundeliegenden Daten an. Ausreißer liegen außerhalb des 1,5-fachen Interquartialabstands und werden nicht berücksichtigt. Diese Studie bezieht sich auf das obere und untere Quartil bei der Betrachtung von Methanemissionen.

¹¹ Grenzwert gilt für Emissionen von Kohlenwasserstoffen

Die EURO VI Abgasnorm umfasst neben diesen Prüfstandmessungen auch eine sogenannte In-Service-Conformity (ISC) Regelungen. Die ISC Regelung hat zum Ziel, dass die Emissionsgrenze von Fahrzeugen auch im realen Betrieb und über die Lebensdauer von Fahrzeugen erzielt werden.

- *Die Prüfung soll unter realen Bedingungen stattfinden.* Dies bedeutet ein typisches Fahrmuster mit normaler Nutzlast auf der Straße. Es gelten weitere Vorgaben u. a. bezüglich der zu befahrenden Streckenabschnitte (Stadt, außerhalb der Stadt, Autobahn), des Fahrzeugs und des Fahrers,
- *Spätestens 18 Monate nach der ersten Zulassung müssen Fahrzeuge im Betrieb überprüft werden.* Die Prüfung wird mindestens alle zwei Jahre wiederholt. Der Zeitplan und der Stichprobenplan der Prüfungen werden vom Hersteller mit der ersten Typgenehmigung in einem Plan festgehalten.

Die Emissionsgrenzwerte, die im Realbetrieb gemessen werden, dürfen für Methan den EURO VI Grenzwert nicht um das 1,5-fache übersteigen (Konformitätsfaktor). Sollten die Ergebnisse einer Prüfung den Grenzwert übersteigen, muss vom Hersteller ein Maßnahmenplan erarbeitet werden, der zur Beseitigung der Mängel erfüllt werden muss. Diese realen Grenzwerte werden als Annahmen für diese Studie verwendet

Tab. 4-3: Methanemissionen im Abgas von CNG / LNG Lkw mit SI- und HPDI Motoren auf Basis der Euro VI Grenzwerte (inkl. Emissionen durch Lüftung)

Motor	Typzulassung	In-Service-Conformity
HPDI-Motoren [Anteil an Kraftstoffverbrauch]	0,09 %	0,13 %
SI- Motoren [Anteil an Kraftstoffverbrauch]	0,23 %	0,35 %

Durch die Euro VI Norm sind außerdem geschlossene Kurbelgehäuse für Lkw in der EU vorgeschrieben, sodass keine zusätzlichen Emissionen über das Kurbelgehäuse entstehen können. Messungen von Systemverlusten für LNG Fahrzeuge haben gezeigt, dass es im Normalbetrieb zu keinen Emissionen über Leckagen kommt [56]. Methanemissionen durch Wartung und Instandhaltung werden bisher nicht von Regularien berücksichtigt. Es existieren von Lkw Herstellern Empfehlungen für den Umgang mit LNG im Tank während der Wartung, um Boil-off zu vermeiden ¹². Da es sich hier jedoch nicht um verbindliche Vorgaben handelt, werden Methanemissionen von 0,17 % berücksichtigt [56].

¹² Nach Expertengespräch mit Volvo

4.2.2 Schiffe

Im Bereich der internationalen Seeschifffahrt werden eine Bandbreite unterschiedlicher Motoren eingesetzt, die LNG als Kraftstoff nutzen können. Sie unterscheiden sich nach dem Kraftstoffeinsatz, Anzahl an Takten, Laufgeschwindigkeiten usw. (Tab. 4-4). In dieser Studie werden vier Motoren unterschieden.

- *Gasmotor*. Dieser Motortyp basiert auf einem 4-Takt Otto-Motorprinzip und wird ausschließlich mit Gas betrieben. Somit ist kein Einsatz von ölbasierten Schiffskraftstoffen möglich. Die Zündung wird über eine Zündkerze ausgelöst. Der Gaskraftstoff wird mit Luft in der Vorkammer und somit vor dem Verdichtungsprozess vorgemischt.
- *LPDF 4-Takt (Low pressure dual fuel)*. Dieser Motortyp basiert auf einem 4-Takt Otto-Motorprinzip. Alle Dual Fuel Motoren können jedoch im Gegensatz zum Gasmotor auch vollständig mit ölbasierten Schiffskraftstoffen betrieben werden. Dies ermöglicht eine flexible Auswahl zwischen den Kraftstoffen. Der Gaskraftstoff wird mit Luft in der Vorkammer und somit vor dem Verdichtungsprozess vorgemischt. Die Zündung beim LNG-Betrieb wird über eine Zumischung von Diesel erreicht (in Vorkammer oder in Brennraum).
- *LPDF 2-Takt (Low pressure dual fuel)*. Dieser Motortyp basiert auf einem 2-Takt Otto-Motorprinzip. Als Dual Fuel Motor kann auch dieser Motortyp vollständig mit ölbasierten Schiffskraftstoffen betrieben werden. Der Gaskraftstoff wird auf halbem Weg des Kolbens eingespritzt, also während des Verdichtungsprozesses, bei dem die Auslassventile bereits geschlossen sind. Die Zündung im LNG-Betrieb wird über eine Einspritzung von Diesel in den Brennraum erreicht.
- *HPDF 2-Takt (High pressure dual fuel)*. Dieser Motortyp basiert auf einem 2-Takt Prozess, basiert im Vergleich zu den anderen Systemen jedoch auf dem Dieselpinzip. Es findet somit eine Selbstzündung statt. Als Dual Fuel Motor kann auch dieser Motortyp vollständig mit ölbasierten Schiffskraftstoffen betrieben werden. Im Gasbetrieb wird das Gas und der Diesel erst in den Brennraum eingespritzt, wenn der Kolben bereits einen hohen Druck aufgebaut hat. Beim Verdichtungsprozess befindet sich kein Gaskraftstoff in der Brennkammer. Das Gas muss somit bei hohen Drücken bereitgestellt werden.

Es existieren weitere Motorentypen wie Gasturbinen oder Dampfprozesse, die als Hauptantrieb für Schiffe verfügbar sind. Diese werden jedoch nur auf wenigen Schiffen eingesetzt und es wird kein signifikanter Beitrag dieser Technologien für die zukünftige Schifffahrt gesehen [55].

Abb. 4-5 zeigt Wirkungsgrade der betrachteten LNG Motoren gegenüber einem Diesel Motor (4-Takt). Sie beziehen sich auf den Einsatz von Kraftstoff bis zur Arbeit auf der Welle. Die Wirkungsgrade der unterschiedlichen Motoren bewegen sich in einer ähnlichen Größenordnung. Die Dual-Fuel Motoren haben beim Betrieb mit MGO oder Schweröl einen geringeren Wirkungsgrad als beim Betrieb mit LNG. Darüber hinaus zeigen die 2-Takt Motoren höhere Wirkungsgrade.

Tab. 4-4: Betrachtete Motoren für Schiffe

	Gasmotor	LPDF 4-Takt (Low pressure dual fuel)	LPDF 2-Takt (Low pressure dual fuel)	HPDF 2-Takt (High pressure dual fuel)
Anzahl Takte	4-Takt	4-Takt	2-Takt	2-Takt
Laufgeschwindigkeit	Mittelschnellläufer	Mittelschnellläufer	Langsamläufer	Langsamläufer
Kraftstoffeinsatz	Mono-Fuel (100 % LNG)	Dual Fuel (Betrieb auf ölbasierten Schiffskraftstoffen oder LNG gleichermaßen möglich, geringe Dieselmenge 0,1-6 % notwendig für Zündung)		
LNG/Methaneinspritzung	Niederdruck			Hochdruck
Verbrennungsprinzip	Otto-motorisch			Diesel-motorisch
Schadstoffemissionen (SO _x , NO _x , Partikel)	Im LNG-Betrieb deutlich geringere Stickoxid- (NO _x) und Partikelemissionen als schwerölbetriebene Schiffe. Geringe Schwefeloxid-(SO _x -)emissionen mit LNG sowie schwefelarmen ölbasierten Schiffskraftstoffen möglich			Vergleichbar zu Diesel/Schwerölbetriebenen Schiffen
Einsatz auf Schiffstypen	Auto-/Passagierfähre, Offshore-Versorgungsschiffe (OSVs), einige Stückgut, Schlepp- und RoRo-Schiffe	LNG-Tanker, OSVs und Auto-/Passagierfähren, Kreuzfahrtschiffe	LNG-Tanker, großen Containerschiffe, Öl- und Chemikalentanker	LNG-Tankern, Containerschiffe, Autotransporter, Stückgutfrachter, Massengutfrachter

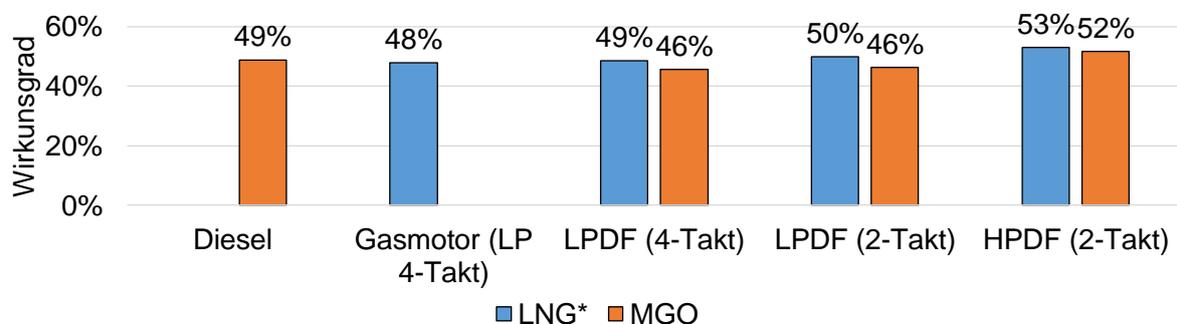


Abb. 4-5: Wirkungsgrad der betrachteten LNG Motoren (* beinhaltet MGO Einsatz von 0,5 % bei LPDF und 4 % bei HPDF (energetisch)) [55]

Methanemissionen. Im Folgenden werden die Methanemissionen bei Schiffen in Bezug zur geleisteten Arbeit auf der Antriebswelle angegeben ($\text{g CH}_4/\text{kWh}$). Die Emissionen beziehen sich weitestgehend auf Emissionen, die auf Testständen gemessen wurden¹³. Es werden ausschließlich Studien berücksichtigt, die neuere Motoren untersuchen¹⁴. Die Methanemissionen von LNG betriebenen Schiffsmotoren wurden bereits auf eine Reduktion von Methan optimiert und die nach 2010 verfügbaren Motoren weisen im Vergleich zu älteren Modellen bereits 52 bis 56 % geringere Methanemissionen auf [61].

Abb. 4-6 zeigt eine statistische Auswertung von Methanemissionen von acht Studien für Gasmotoren, acht für LPDF 4-Takt, fünf für LPDF 2-Takt und neun für HPDF 2-Takt Motoren in Form eines Boxplot Diagramms. LPDF 4-Takt Motoren emittieren demnach tendenziell größere Mengen Methan als Gasmotoren (auch 4-Takt). Die Gasmotoren emittieren tendenziell mehr Methan als 2-Takt Motoren. Bei den 2-Takt Motoren ist insbesondere der HPDF Motor durch geringe Emissionen gekennzeichnet.

Gasmotoren sowie beide LPDF Motoren zeigen große Spannbreiten zwischen 2,1 bis 6,7 $\text{g CH}_4/\text{kWh}$. Durch diese großen Spannbreiten überschneiden sich die möglichen Methanemissionen zwischen LPDF und Gasmotoren. Ausschließlich für den HPDF 2-Takt Motor ergeben sich studienübergreifend geringe Methanemissionen.

Diese Abstufung der Methanemissionen je Motortyp lassen sich technisch wie folgt begründen:

- *HPDF 2-Takt.* Bei diesem Motor wird Methan nicht mit Luft vorgemischt. Methan wird erst in die Brennkammer eingespritzt, wenn bereits ein hoher Druck aufgebaut ist. Somit treten keine Methanemissionen durch Ventilüberschneidung oder Verluste durch Spalten auf. Durch die Verwendung des Dieselpinzips entstehen jedoch Schadstoff-Emissionen vergleichbar zum Einsatz von MGO als Kraftstoff, sodass zum Einhalten des IMO Tier III Standards z. T eine Abgasrückführung oder Abgasnachbehandlung eingesetzt wird [55].
- *LPDF 2-Takt.* Technisch betrachtet ergeben sich tendenziell niedrigere Methan-Emissionen als bei den 4-Takt Motoren, da die Methaneinspritzung erst bei geschlossenen Auslassventilen stattfindet. Verluste in Spalten und eine unvollständige Verbrennung können weiterhin auftreten.
- *Gasmotoren (4-Takt).* Das Methan wird bereits mit Luft vorgemischt, bevor es in den Brennraum gelangt. Methan kann somit durch eine Ventilüberschneidung in das Abgas gelangen. Dadurch, dass bereits am Anfang der Verdichtung Methan in der Brennkammer befindet, können auch höhere Emissionen durch Spalten auftreten als bei den 2-Taktern.

¹³ Für die Messung von Methanemissionen gibt es bisher kein Standardverfahren und somit auch keinen Messzyklus, der auf Methanemissionen ausgelegt ist. (Aus Expertengespräch mit Prof. Wirz (TUHH)).

¹⁴ Aufgrund der z.T. nicht verfügbaren Information zum Alter der untersuchten Motoren wurden ausschließlich Studien berücksichtigt, die nach 2015 veröffentlicht wurden.

- *LPDF 4-Takt.* Diese Motoren funktionieren vergleichbar zu den Gasmotoren. Sie können jedoch im Vergleich vollständig mit ölasierten Schiffskraftstoffen betrieben werden und sind somit nicht vollständig auf einen Gasbetrieb optimiert sind. Darüber hinaus sind die Motoren aufgrund von Vorgaben zu Schadstoffemissionen auf geringe Emissionen von Stickoxiden (NO_x) optimiert. Geringe Stickoxidemissionen werden u. a. durch geringe Einspritzung von MGO erreicht, was jedoch die Unvollständigkeit der Verbrennung begünstigt [61, 62]. Im Vergleich zu den 2-Takt Motoren sind entstehen höhere Methanemissionen durch eine Ventilüberschneidung.

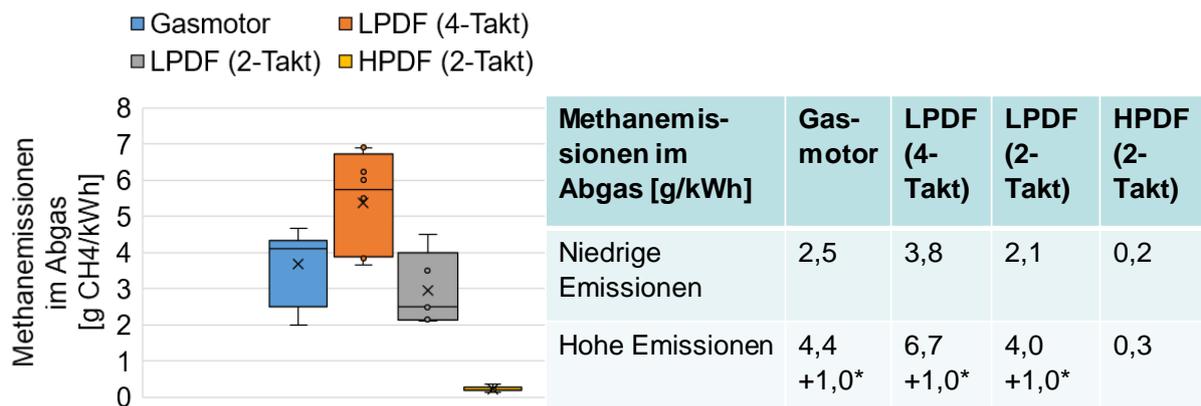


Abb. 4-6: Methanemissionen im Abgas von LNG betriebenen Schiffen dargestellt als Boxplot-Diagramm. LPDF: Low pressure dual fuel; HPDF: High pressure dual fuel [55, 57, 61, 63–70] (* Emissionen über das Kurbelgehäuse)

Informationen zu weitere Methanemissionen (nicht im Abgas) auf Schiffen sind begrenzt verfügbar.

- *Emissionen über das Kurbelgehäuse.* Bei 4-Takt (Gasmotor, LPDF) Motoren sammelt sich Methan im Kurbelgehäuse, das u. a. zwischen Kolben und Zylinder austritt. In Schiffsmotoren werden offene und geschlossene Kurbelgehäuse eingesetzt. Offene Kurbelgehäuse werden gelüftet und das Methan wird emittiert. Die Emissionen befinden sich im Bereich von 1 g CH₄/kWh [55]. Bei geschlossenen Systemen wird Gas aus dem Kurbelgehäuse mit in den Motor eingebracht, sodass das Methan mitverbrannt wird. Bei 2-Takt Kreuzkopfmotoren gelangt durch den Motoraufbau das Methan wieder in den Ansaugbereich und wird nicht emittiert [55].
- *Entlüften während des Betriebs.* Diese Technologie wird bei Schiffsmotoren im Normalfall nicht eingesetzt. Die Möglichkeit des Entlüftens besteht aber in Notsituationen¹⁵.
- *Systemverluste sowie Wartungsemissionen.* Siehe Abschnitt 4.2.1

Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen. Es existiert eine Vielzahl an technischen Möglichkeiten, Einfluss auf die Methanemissionen im Abgas sowie die möglichen weiteren Emissionsquellen zu nehmen. Dabei lassen sich innermotorische Maßnahmen von Maßnahmen der Abgasnachbehandlung unterscheiden.

¹⁵ Nach Expertengespräch mit Prof. Wirz (TUHH)

Die Problematik der Klimawirkung von Methanemissionen ist bei Motorenherstellern bekannt. Die Motorenentwicklung wurde dementsprechend in den vergangenen Jahren daraufhin optimiert, die Methanemissionen zu verringern. Die Emissionen neuerer Motoren wurden bereits um über 50 % gegenüber Motoren von vor 2010 reduziert [61]. Technische Möglichkeiten mit einem niedrigen Kosten Nutzen Verhältnis wurden somit erfolgreich umgesetzt¹⁶. Ein gewisses weiteres Optimierungspotenzial besteht bei den folgenden innermotorischen Maßnahmen

- Reduzierung von Spalten
- Optimierung von
 - Aggregaten
 - Zylinderkopf
 - Düsengeometrie

Darüber hinaus existieren technische Möglichkeiten, den Anteil an nicht verbranntem Methan über den gesamten Lastbereich durch weitere Optimierungen zu reduzieren. Dazu zählen

- Einsatz variabler Ventilsteuerung oder Turboaufladung
- Optimierung Verbrennungs- und Zündsystemtechnik für Gasmotoren
- Einsatz von Hybridsystemen¹⁷

Eine weitere und viel diskutierte Möglichkeit ist die Verwendung eines Oxidationskatalysators. In Oxidationskatalysatoren wird Methan im Abgas oxidiert und somit in deutlich weniger klimaschädliches CO₂ umgewandelt. Oxidationskatalysatoren stehen vor zwei wesentlichen Herausforderungen:

- *Abgastemperaturen.* Die Umwandlung des Methans im Abgas in CO₂ ist u. a. abhängig von der Abgastemperatur. Bei Untersuchungen konnten bei hohen Abgastemperaturen von über 500°C der Methangehalt um 60 bis 80 % reduziert werden [71]. Diese Temperaturen können allerdings nur bei 4-Takt und nicht bei 2-Takt Motoren erreicht werden. Auch bei 4-Takt Motoren sind für die Erreichung notwendiger Temperaturen deutliche Anpassungen der Motoren notwendig, die sich negativ auf die Motordynamik und Effizienz auswirken können¹⁸.
- *Langzeitstabilität.* MGO enthält Schwefel, der in der Brennkammer zu SO₂ oxidiert. SO₂ ist ein Katalysatorgift, das bereits ab 1 ppm im Abgas die Oxidation von Methan empfindlich hemmen kann [71]. Dual-Fuel Motoren benötigen geringe Mengen MGO für die Zündung und somit entsteht SO₂ im Abgas. Daher wird der Einsatz von Oxidationskatalysatoren insbesondere für Gasmotoren diskutiert [57]. Ein weiterer Motorenhersteller stellt in Aussicht, dass die Oxidationskatalysatoren auch für LPDF 4-Takt Motoren

¹⁶ Nach Expertengespräch mit Prof. Wirz (TUHH)

¹⁷ Nach Expertengespräch mit Wärtsilä

¹⁸ Nach Expertengespräch mit Motorenhersteller

zum Einsatz kommen könnten¹⁹. Um eine Langzeitstabilität zu erreichen werden z. B. unterschiedliche Regenerierungsverfahren untersucht [71].

Oxidationskatalysatoren befinden sich im Forschungs- und Entwicklungsstadium und sind bisher nicht kommerziell erhältlich ²⁰ [57, 71]. Es besteht Uneinigkeit in der Einschätzung, ob langzeitstabile und effiziente Oxidationskatalysatoren bis 2030 technisch verfügbar sind²¹. Oxidationskatalysatoren weisen darüber hinaus einen hohen Platzbedarf auf, was ein organisatorisches Hemmnis für deren Einsatz darstellen kann. Darüber hinaus führen Oxidationskatalysatoren zu zusätzlichen Kosten. Ohne Regularien kann nicht damit gerechnet werden, dass Oxidationskatalysatoren vermehrt zum Einsatz kommen [57].

Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion von Methanemissionen ist der Einsatz von Hochdruck-Systemen, vergleichbar zum HPDI bzw. zum HPDF 2-Takt Motor. Der Gaskraftstoff wird bei diesem Ansatz bei hohem Druck eingespritzt und nicht mit Luft vorgemischt. Somit können Emissionen durch Ventilüberschneidung sowie Spaltverluste reduziert werden. Bei den 2-Takt Motoren zeigt sich, dass die Motoren mit Hochdruckeinspritzung (HPDF 2-Takt) ca. 90 % geringere Methanemissionen im Abgas aufweisen als die Niederdrucksysteme (LPDF 2-Takt) (Tab. 4-5). Im 2-Takt Bereich steht die Technologie somit schon zur Verfügung. Im 4-Takt Bereich (LPDF 4-Takt) werden diese Motoren derzeit entwickelt und es kann auf Erfahrungen aus vergleichbaren Motoren für den stationären Einsatz zurückgegriffen werden²². Der Verbrennungsprozess findet dann jedoch nach einem Diesel-Prozess statt und es entstehen höhere Schadstoffemissionen, die vergleichbar zu regulären Diesel-Motoren sind. Somit kann der Einsatz von Systemen zur Abgasrückführung oder -nachbehandlung notwendig werden [57]. Der Einsatz von Hochdrucksystemen in 4-Takt Motoren führt zu Kostensteigerungen. Ohne Regularien, die eine Reduzierung des Methanemissionen vorgeben oder begünstigen, kann mit dem Einsatz der Technologie nicht gerechnet werden [57].

¹⁹ Nach Expertengespräch mit MAN Energy Solutions

²⁰ Z. B. Forschungsprojekt MethQuest

²¹ Nach Expertengespräch mit Prof. Wirz (TUHH)

²² Nach Expertengespräch mit Wärtsilä

Tab. 4-5: Übersicht über technische Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen

Maßnahme	Beschreibung	Reduktionspotenzial	Herausforderungen
Abgasrückführung	Abgas wird in den Zylinder zurückgeführt und weiteres Methan oxidiert.	Methanschluß kann um bis zu 30 % reduziert werden.	Zusätzliche Motorkomponenten, höherer Wartungsbedarf
Oxidationskatalysator	Abgas wird durch Katalysator (z. B. auf Platinbasis) geleitet und Methan in CO ₂ und Wasser oxidiert.	Reduzierung des Methans im Abgas um bis zu 70 bis 80 %	Langzeitstabilität des Oxidationskatalysator; hohe Temperaturen im Abgas notwendig; Platzbedarf des Gesamtsystems
Hochdruckeinspritzung von Gaskraftstoff	Gaskraftstoff wird bei hohem Druck eingespritzt, nahe am Totpunkt des Kolbens. Emissionen aus Ventilüberschneidung werden vermieden.	Durch Hochdruckeinspritzung ergeben sich bis zu 90 % geringere Methanemissionen	Schadstoffemissionen (NO _x) nehmen zu; ggf. wird Abgasrückführung oder -nachbehandlung notwendig
Optimierung der Motorsteuerung	Ermöglicht Motor in einem größeren Bereich zu fahren und optimale Lastpunkte zu nutzen	moderat	Weitere Sensorik und Regelungstechnik notwendig
Schließen des Kurbelgehäuses	Vermeidung von Emissionen über Kurbelgehäuse		

Regularien. Für die internationale Seeschifffahrt gelten Regelungen, die durch die internationale Seeschifffahrtsorganisation (IMO) festgelegt werden. Die IMO ist eine Sonderorganisation der Vereinten Nationen, in deren Rahmen u. a. Regularien zur Reduktion von Schadstoffemissionen und zur Steigerung der Energieeffizienz erlassen wurde.

- *Schadstoffemissionen.* Das Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (Marpol) gibt u. a. Grenzwerte für Schwefel im Kraftstoff vor. Seit dem 01.01.2020 gilt international ein Grenzwert von massenbezogen 0,5 % Schwefel. Darüber hinaus existieren striktere Grenzwerte in Emission Control Areas (ECAs) in der Ostsee, Nordsee, Nordamerika (US-amerikanische und kanadische Küste) sowie der US-Karibik. Darüber hinaus bestehen in ECA Zonen Vorgaben für

Stickoxidemissionen (NO_x) für Schiffsneubaten. Diese Regelungen werden als ein wichtiger Treiber für den Einsatz von LNG betriebenen Schiffen gesehen. LNG ist nahezu schwefelfrei und LNG betriebene Schiffe können außerdem mit Gas-, und LPDF 2- und 4-Taktmotoren die Stickoxid- (NO_x) Grenzwerte ohne eine Abgasnachbehandlung einhalten [55, 72].

- *Energieeffizienz bzw. CO₂ Emissionen.* Marpol umfasst neben Grenzwerten für Schadstoffemissionen auch Vorgaben für die Energieeffizienz bzw. CO₂ Emissionen über den Energy Efficiency Design Index (EEDI) und den Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP). Der EEDI, der 2013 in Kraft getreten ist, schreibt eine minimale Energieeffizienz neuer Schiffe vor und berücksichtigt Motorleistung, Kraftstoffverbrauch und Transportleistung. Als Vergleichswert dient die mittlere Effizienz der gebauten Schiffe zwischen 2000 und 2010. Die Energieeffizienz bezieht dabei auch die CO₂-Intensität von Kraftstoffen ein, berücksichtigt jedoch keine Methanemissionen. Der SEEMP bezieht sich auf Effizienzmaßnahmen im Betrieb von Schiffen und berücksichtigt ebenfalls CO₂, aber keine Methanemissionen.

Im April 2018 verabschiedete die IMO eine erste Strategie zur Reduktion der THG-Emissionen von Schiffen, mit dem Ziel, die gesamten jährlichen THG-Emissionen bis 2050 um mindestens 50 % im Vergleich zu 2008 zu reduzieren. Im Oktober 2018 wurde sich auf einen Zeitplan bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Erreichung von THG-Einsparungen verständigt. Außerdem wurden „Kandidaten für kurzfristige Maßnahmen“ genannt, die zwischen 2018 und 2023 umgesetzt werden können. Als eine potenzielle Maßnahme wird die Prüfung und Analyse von Maßnahmen zur Reduktion von Methanemissionen aufgeführt. Somit ist es möglich, dass ab ca. 2023 auf IMO Ebene Maßnahmen untersucht werden, die potenziell für die Schifffahrt eingesetzt werden könnten. Aus den öffentlichen Dokumenten bleibt offen, ob es eine Regulierung von Methanemissionen bis zum Jahr 2030 geben wird. Somit existieren für die internationale Schifffahrt derzeit keine konkreten Regularien, die auf eine Reduktion der Methanemissionen abzielen.

Auswahl von Annahmen. Es bestehen deutliche Unterschiede in der Einschätzung der Methanemissionen von Schiffen (Abb. 4-6). Es existieren bisher keine internationalen Regularien für die Seeschifffahrt, die Methanemissionen eingrenzen oder die auf eine Reduzierung der Methanemissionen hinwirken. Um die daraus resultierende Unsicherheit bei den Methanemissionen abzubilden, werden das obere und untere Quartil (Abb. 4-6) als niedrige und hohe Emissionen für die folgenden Betrachtungen berücksichtigt. Im Szenario mit hohen Methanemissionen wird ein offenes Kurbelgehäuse angenommen.

Es wird außerdem betrachtet, welche Auswirkungen der Einsatz von zusätzlichen Maßnahmen wie der Einsatz eines Oxidationskatalysators oder eines Hochdrucksystems haben könnte. Diese Maßnahmen sind denkbar, jedoch sind keine Regularien implementiert oder absehbar, die zum Einsatz dieser Technologie führen würden. Diese Technologien würden voraussichtlich nicht ohne zusätzliche Regularien oder Förderungen eingesetzt, da sie zu zusätzlichen Kosten führen.

4.3 Zusammenfassung (WTW)

4.3.1 Straßengüterverkehr (Lkw)

Der Einsatz von fossilem LNG führt zu etwas geringeren THG-Emissionen gegenüber Diesel (Abb. 4-7). Die Emissionen sind tendenziell für Lkw mit HPDI-Motoren aufgrund des höheren Wirkungsgrads gegeben. Wird fossiles durch erneuerbares Methan ersetzt, sinken die THG-Emissionen um 50 bis 80 % je nach eingesetztem Methan. Aufgrund der höheren Vorkettenemissionen (WTT) für Biomethan auf Basis von Nawaro liegen die Emissionen um ca. 50 % höher als beim Einsatz von fortschrittlichem Biomethan (Stroh, organ. Reststoffe, Gülle). Für strombasiertes Methan sind noch niedrigere Methanemissionen möglich, insofern die niedrigen THG-Emissionen realisiert werden, indem ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zur Produktion eingesetzt wird.

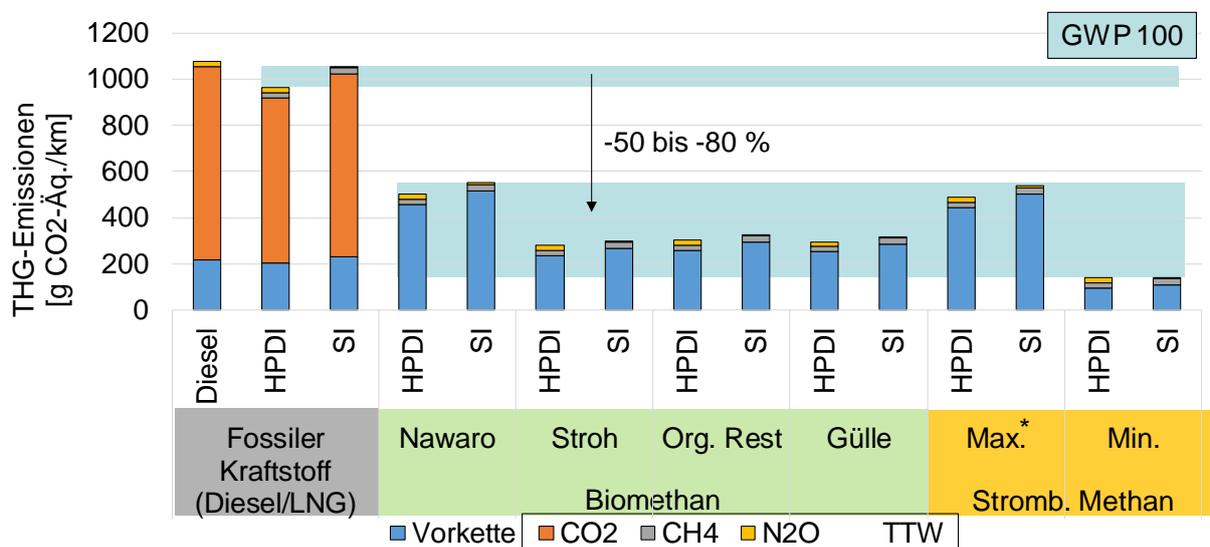


Abb. 4-7: THG-Emissionen von Lkw betrieben mit fossilem und erneuerbarem Methan (GWP 100) (* Maximal zulässige THG Emissionen nach RED II) Tabelle mit Werten im Anhang

Auf Basis einer Bewertung anhand des GWP 20 verursachen Lkw, die mit fossilem LNG betrieben werden, 3 bis 10 % höhere THG Emissionen als Diesel Lkw (Abb. 4-8). Die prozentualen THG-Einsparungen von fossilem zu erneuerbarem LNG bleiben in einer ähnlichen Größenordnung wie beim GWP 100. Die absoluten THG-Emissionen liegen bei einer Bewertung mit GWP 20 jedoch höher.

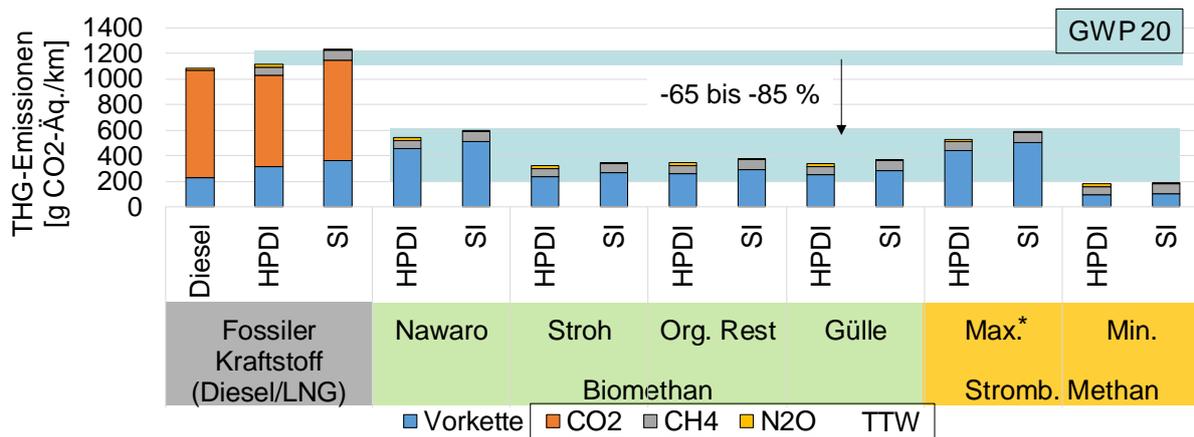


Abb. 4-8: THG-Emissionen von Lkw betrieben mit fossilem und erneuerbarem Methan (GWP 20) Tabelle mit Werten im Anhang

4.3.2 Schiffe

Abb. 4-9 zeigt die THG-Emissionen von Schiffen beim Einsatz von fossilen Kraftstoffen gegenüber LNG aus fortschrittlichem Biomethan. Die mit fossilem LNG betriebenen Schiffen verursachen THG-Emissionen vergleichbar zu dieselbetriebenen Schiffen. Werden die niedrigen Methanemissionen der Motorentchnologien berücksichtigt (niedrig) liegen die THG-Emissionen leicht unterhalb, bei höheren Methanemissionen der Motorentchnologie (hoch) leicht oberhalb der Emissionen von dieselbetriebenen Schiffen. Da die HPDF 2-Takt Systeme zu vergleichsweise niedrigen THG-Emissionen führen und sie darüber hinaus hohe Wirkungsgrade aufweisen entstehen bei beiden Fällen der Methanemissionen (niedrig und hoch) ca. 25 % niedrigere THG-Emissionen gegenüber dem dieselbetriebenen Schiff. Diese Motorentypen führen somit grundsätzlich zu deutlichen THG-Einsparungen.

Der Einfluss der Methanemissionen wird besonders deutlich, wenn das fossile durch fortschrittliches Biomethan ersetzt wird (Abb. 4-9.) Die Höhe der Methanemissionen werden durch den Ersatz des Kraftstoffs nicht beeinflusst, sodass die methanbezogenen THG-Emissionen nahezu unverändert bleiben²³. Insbesondere durch die hohen Methanemissionen von LPDF 4-Takt Motoren können die Methanemissionen höhere THG-Emissionen als die Vorkette zur Bereitstellung von fortschrittlichem Biomethan verursachen. Abb. 4-10 zeigt die THG-Emissionen von Schiffen mit LPDF 4-Takt Motoren in Abhängigkeit des erneuerbaren Methans.

²³ Geringe Veränderung entsteht aus Sicht der THG-Emissionen, da fossiles Methan einen etwas höheren GWP aufweist (Tab. 4-1 Tab. 4-1)

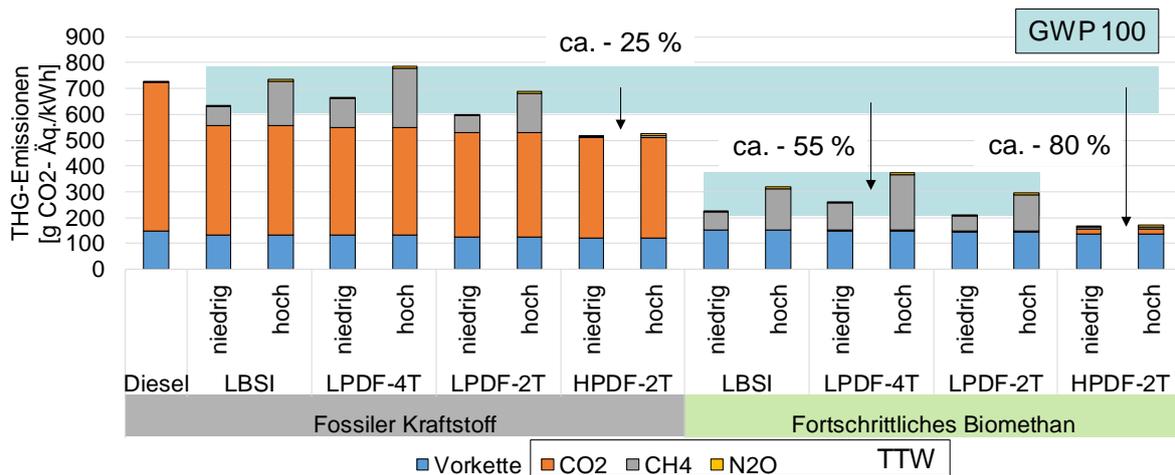


Abb. 4-9: THG-Emissionen von Schiffen betrieben mit fossilem und erneuerbarem Methan. Vorkettenemissionen von fortschrittliches Biomethan liegen zwischen Biomethan aus Nawaro und strombasiertem Methan. (GWP 100) (Abkürzungen s. Tab. 4-4) Tabelle mit Werten im Anhang

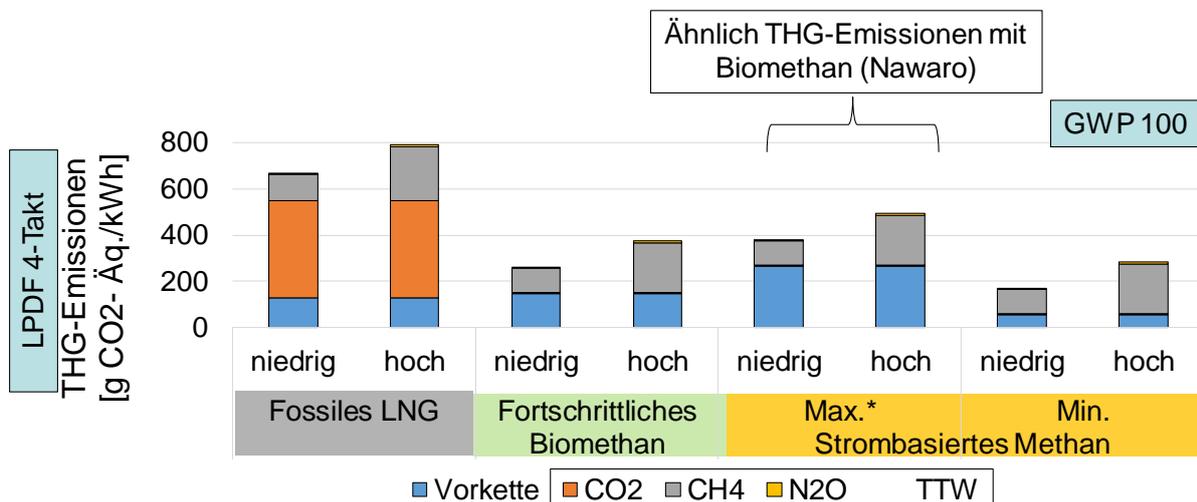


Abb. 4-10: THG-Emissionen von Schiffen mit LPDF 4-Takt Motoren (GWP 100, Abkürzungen s. Tab. 4-4) Tabelle mit Werten im Anhang

Durch zusätzliche Maßnahmen wie den Einsatz von Oxidationskatalysatoren oder Hochdrucksystemen können die THG-Emissionen um 70 bis 80 % reduziert werden (Abschnitt 4.2.2). Abb. 4-11 verdeutlicht den Einfluss dieser Systeme auf die THG-Emissionen. Insbesondere sinken die THG-Emissionen, wenn LNG aus fortschrittlichen Biomethan eingesetzt wird, da der Anteil an den Gesamtemissionen hoch ist.

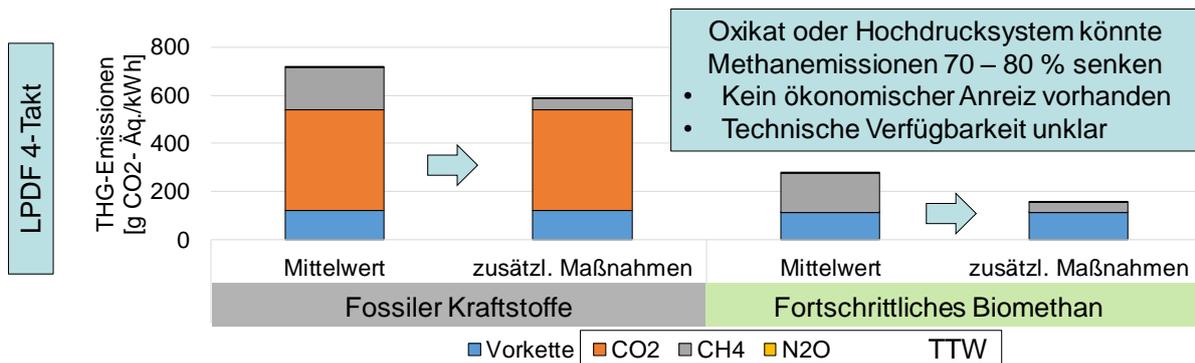


Abb. 4-11: Einfluss zusätzlicher Maßnahmen auf die THG-Emissionen von Schiffen mit LPDF 4-Takt Motoren (GWP 100, Abkürzungen s. Tab. 4-4) Tabelle mit Werten im Anhang

Abb. 4-12 zeigt die THG-Emissionen vergleichbar zu Abb. 4-9 bei einer Betrachtung des Treibhausgaspotenzials für 20 Jahre (GWP 20). Durch diese Veränderung des Betrachtungszeitraums der Klimawirkung steigt der Einfluss der Methanemissionen deutlich an. Es resultieren höhere THG-Emissionen für Schiffe, die fossiles LNG im Gegensatz zu Diesel einsetzen, sobald die Methanemissionen ca. 1,5 g CH₄/kWh übersteigen. Nur der HPDF-Motor (2-Takt) unterschreitet diesen Wert und führt zu geringeren THG-Emissionen, auch wenn fossiles LNG eingesetzt wird. Bei einer Substitution des fossilen durch fortschrittliches Biomethan sinken die THG-Emissionen insbesondere um die CO₂-Emissionen der Verbrennung. Die Methanemissionen bleiben jedoch nahezu unberührt (s.o.). Ab Methanemissionen von ca. 5,8 g CH₄/kWh führt auch eine Substitution des fossilen durch Biomethan nicht zu einer Einsparung der THG-Emissionen. Diese hohen THG-Emissionen können bei LPDF 4-Takt Motoren mit höheren Methanemissionen entstehen.

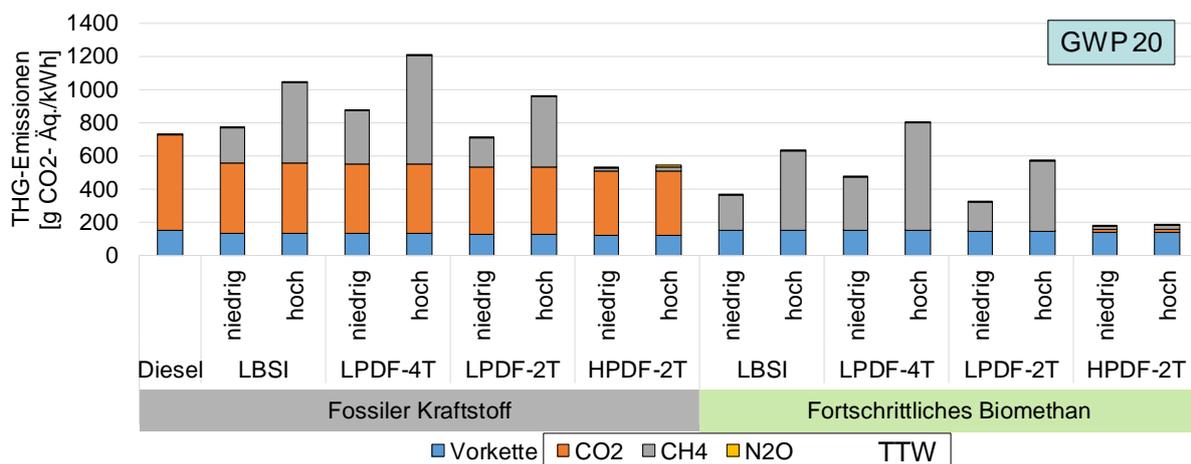


Abb. 4-12: THG-Emissionen von Schiffen betrieben mit fossilem und erneuerbarem Methan. Vorkettenemissionen von fortschrittliches Biomethan liegen zwischen Biomethan aus Nawaro und strombasiertem Methan. (GWP 20) (Abkürzungen s. Tab. 4-4) Tabelle mit Werten im Anhang

5 Substitutionspotenzial durch erneuerbares Methan

Das Substitutionspotenzial für erneuerbares Methan im schweren Straßengüterverkehr sowie in der Seeschifffahrt wird aus drei Perspektiven betrachtet:

- Das technische Mengenpotenzial in Deutschland zur Produktion von erneuerbarem Methan wird der prognostizierten Nachfrage nach CNG und LNG aus dem Straßengüterverkehr und der Seeschifffahrt (Abschnitt 2.1 & 2.2) gegenüber gestellt. Es wird der Frage nachgegangen wie viel der Nachfrage nach CNG / LNG unter Einhaltung technischer Restriktionen durch erneuerbares Methan gedeckt werden kann. Ein Import von erneuerbarem Methan wird nicht näher betrachtet.
- Im Rahmen des wirtschaftlichen Potenzial von erneuerbarem Methan im Straßengüterverkehr und der Seeschifffahrt werden der regulatorische Rahmen und die Anreizinstrumente für den Einsatz von erneuerbarem Methan betrachtet. Es wird der Frage nachgegangen wie viel der Nachfrage nach CNG / LNG unter Berücksichtigung wirtschaftlicher / regulatorischer Rahmenbedingungen durch erneuerbares Methan gedeckt werden kann.
- Auf Basis des wirtschaftlichen Potenzials werden die Auswirkungen auf die THG-Emissionen betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass sich THG-Einsparungen nach Abschnitt 4.3 für diejenigen Mengen erneuerbaren Methans ergeben, die anstelle von fossilem CNG / LNG eingesetzt werden.

5.1 Technisches Substitutionspotenzial

Zur Betrachtung des technischen Potenzials orientiert sich diese Studie an der Definition des Deutschen Biomasse Forschungszentrums (DBFZ).

- Technisches Potenzial (Abb. 5-1). Das technische Potenzial, das auch als mobilisierbares Potenzial bezeichnet wird, entspricht der Energiemenge, die unter Berücksichtigung existierender technischer Restriktionen innerhalb eines Jahres bereitgestellt werden kann. Darüber hinaus werden je nach Biomasseressource Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigt, die für einen ökologisch nachhaltigen Einsatz (u.a. Humus Bilanz) oder organisatorische Kriterien (Freiland- und Stallhaltung) erfüllt sein müssen.
- Ungenutztes Potenzial (Abb. 5-1). Das ungenutzte Potenzial stellt den Teil des technischen Potenzials dar, das derzeit noch nicht genutzt wird und somit zusätzlich erschlossen werden kann. Es werden keine zukünftigen Bedarfe und somit Nutzungskonkurrenzen berücksichtigt.

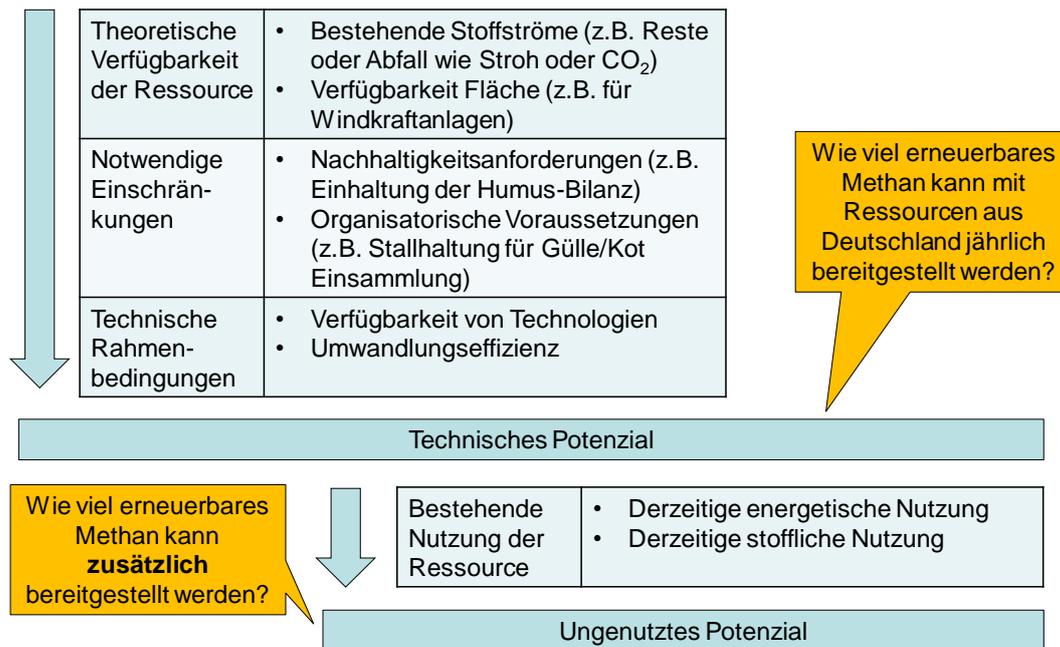


Abb. 5-1: Definition des technischen und ungenutzten Potenzials

Das technische Potenzial von Biomethan wird aus der Literatur [37] abgeleitet und nicht neu bestimmt.

- Für Biomethan werden keine Potenziale angegeben. Technisch betrachtet sind Potenziale für Biomethan aus Nawaro vorhanden. Diese Potenziale sind stark von der Annahme abhängig, wie viel der verfügbaren Ackerflächen für den Anbau von Energiepflanzen eingesetzt werden kann. Schätzungen übersteigen 100 PJ Biomethan aus Nawaro [73, 74]. Diese Potenzialgrenzen für Biomethan aus Nawaro werden in dieser Studie jedoch nicht als relevant betrachtet, da bestehende Regularien (z. B. RED II) keinen weiteren Ausbau der Biokraftstoffproduktion auf Basis von Nawaro vorsehen.
- Potenziale werden angegeben für Biomethan, erzeugt aus Getreidestroh, Gülle und Festmist, Bioabfall aus Haushalten und Grünland, Klärgas sowie industrielle Rest- und Abfallstoffe. Biomethan aus diesen Substraten wird unter dem Begriff fortschrittliches Biomethan in Anlehnung an die RED II zusammengefasst. Es werden jeweils Spannbreiten berücksichtigt, die sich u.a. aus unterschiedlichen Datengrundlagen verschiedener Literaturstellen ergeben. Darüber hinaus spiegeln die Spannbreiten Unterschiede im Biomethanertrag sowie der Verfügbarkeit der Ressource wider.

Technische Potenziale für strombasiertes Methan werden in dieser Studie auf Basis der Potenziale für Strom aus erneuerbaren Energien sowie für erneuerbares CO₂ bestimmt (Abb. 5-2 und Abb. 5-3).

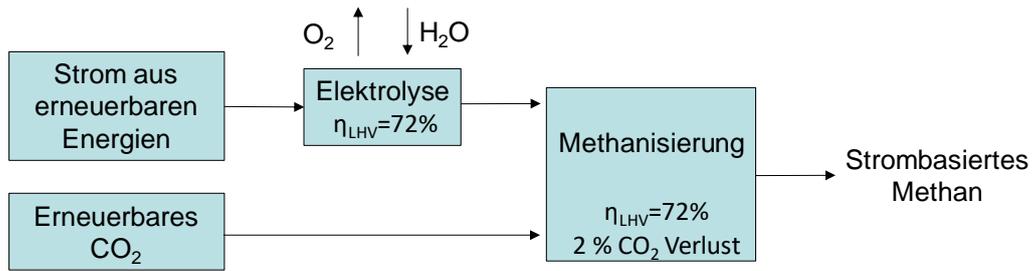


Abb. 5-2: Erzeugungsprozess erneuerbares Methan

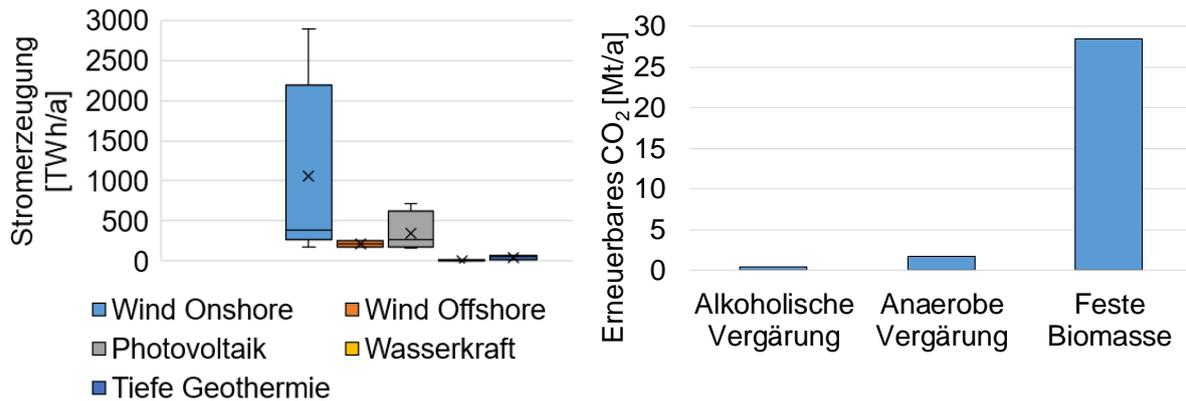


Abb. 5-3: Technisches Potenzial in Deutschland zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie zur Bereitstellung von erneuerbarem CO₂ [75–86]

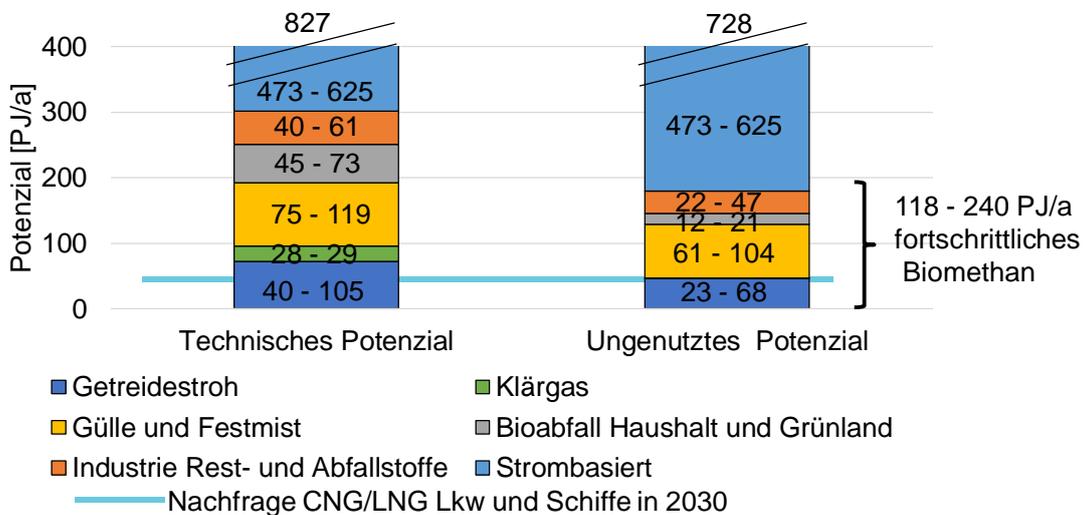


Abb. 5-4: Potenziale in Deutschland für erneuerbares Methan

Für fortschrittliches Biomethan besteht ein ungenutztes Potenzial von insgesamt 118 bis 240 PJ/a (Abb. 5-4). Dieses Biomethan könnte also zusätzlich produziert werden und würde nicht aus anderen Sektoren entzogen. Stroh hat dabei mit 23 bis 68 PJ einen bedeutenden Anteil. Stroh besteht aus trockenen Halmen und Blättern von beispielsweise Getreide oder Ölpflanzen und ist somit ein Nebenprodukt der Landwirtschaft. Stroh wird heute fast ausschließlich stofflich zum Beispiel als Einstreu bei der Tierhaltung genutzt. Es wird außerdem

in Böden landwirtschaftlicher Nutzflächen eingearbeitet, um eine ausgeglichenen Humusbilanz zu erreichen. Das technische und ungenutzte Potenzial berücksichtigen eine begrenzte Bergungsrate und dass ausreichend Stroh für die Humusbildung auf den Flächen verbleiben muss. Die Erzeugung von Biomethan aus Stroh ist heute technisch realisierbar. Seit 2014 existiert z. B. eine Anlage der Firma VERBIO am Standort Schwedt und eine zweite Anlage befindet sich im Bau. Um das Potenzial für Biomethan aus Stroh zu heben, bestehen jedoch Einschränkungen:

- Nutzungskonkurrenz um Stroh; Stroh kann auch für die Produktion von Strom und Wärme eingesetzt werden. Außerdem ist potenziell auch die Produktion von Bioethanol möglich, wobei bisher keine größere Anlage in Betrieb ist.
- Bisher existiert erst eine Biomethananlage in Schwedt mit einer Kapazität von ca. 0,5 PJ/a und eine weitere Anlage befindet sich im Bau. Für die Nutzung des Strohpotenzials werden jedoch rund 200 Anlagen in dieser Größenordnung benötigt. Der Neubau einer Anlage dauert ca. 3 Jahre.

Ein hohes ungenutztes Biomethanpotenzial besteht für die Produktion aus Gülle und Mist. Aktuell werden erst rund 30 % der in Deutschland anfallenden Menge zur Biogasproduktion eingesetzt [37], obwohl keine Nutzungskonkurrenz besteht. Die übrigen Mengen werden direkt als Dünger zurück auf die Felder gebracht und somit nicht weiter energetisch genutzt. Werden Gülle und Mist zur Biogasproduktion eingesetzt, kann der Gärrest gleichermaßen als Dünger eingesetzt werden. Somit besteht für Landwirte kein Nachteil durch die Biogasproduktion. Welcher Anteil des Potenzials zur Biomethanproduktion realisiert werden kann, ist u.a. von der Höhe der Förderung abhängig. Gülle weist einen hohen Wassergehalt auf, sodass längere Transportwege energie- und kostenseitig aufwendig sind. Um kurze Transportwege zu realisieren, werden dementsprechend vorwiegend Biogaskleinanlagen zur Biogasproduktion aus Gülle eingesetzt. Eine Aufreinigung zu Biomethan ist an solchen kleinen Anlagen spezifisch teurer und rechnet sich unter heutigen Rahmenbedingungen in vielen Fällen nicht [87].

Das größte technische und ungenutzte Potenzial weist strombasiertes Methan auf. Dieses ist auf Basis der verwendeten Eingangsdaten nicht durch Strom aus erneuerbaren Energien, sondern durch das Potenzial für erneuerbares CO₂ begrenzt. Dies liegt u. a. darin begründet, dass die Potenziale für Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland groß sind, werden sie nur durch technische Restriktionen eingegrenzt. Die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien ist in Deutschland u. a. zunehmend durch Akzeptanz der Bevölkerung begrenzt. Darüber hinaus besteht um Strom aus erneuerbaren Energien eine Nutzungskonkurrenz. U.a. besteht eine Nachfrage für die Substitution der heutigen Strommengen, die nicht aus erneuerbaren Energien erzeugt werden sowie der ggf. steigenden Stromnachfrage durch die Elektrifizierung von weiteren Bereichen der Energiebereitstellung. Auch um das erneuerbare CO₂ wird eine Nutzungskonkurrenz entstehen. Wenn der Ausbau weiterer PtX-Technologien, wie PtL in Form von bspw. Fischer-Tropsch- oder Methanolsynthese voran schreiten sollte, ergibt sich für diese Prozesse ein hoher Bedarf an Kohlenstoff in Form von vorwiegend CO₂ [86]. Außerdem besteht bereits ein Bedarf in Lebensmittelindustrie für die Nutzung in Form von Kohlensäure oder als Schutzgas.

Alle hier dargestellten Potenzialangaben weisen hohe Spannbreiten auf. Diese lassen sich u. a. auf die große Abhängigkeit hinsichtlich der Witterung zurückführen. Darüber hinaus haben auch die Annahmen zu einer möglichen Logistik der Substrate einen deutlichen Einfluss [88]. Die Biomethanerzeugung der einzelnen Biomassen variiert durch Unterschiede des Trockensubstanzgehalts, des Biogasertrags sowie des Methangehalts des Biogases [89].

Um die ungenutzten Potenziale zur Biomethanproduktion aus Reststoffen von 118 bis 240 PJ/a in größerem Umfang zu erschließen, müssen u. a. die bisher ungenutzten Substrate großflächig gesammelt und Produktions- und Aufreinigungskapazitäten geschaffen oder umgewidmet werden.

5.2 Wirtschaftliches Substitutionspotenzial und THG-Emissionen

Abb. 5-5 zeigt die Erzeugungskosten von Biomethan in Abhängigkeit des eingesetzten Substrats. Es ergeben sich Erzeugungskosten zwischen 5 bis 15 €/Cent/kWh. Die Spannbreiten für die Kosten je nach Substrat, die sich aus der Betrachtung unterschiedlicher Studien ergeben, überschneiden sich für Biomethan aus Nawaro, Gülle und organische Reststoffe. Somit hängt es von der konkreten Realisierung der Biomethanproduktion ab, ob im Vergleich höhere oder niedrigere Kosten entstehen. Die Spannweite für Biomethan aus Stroh liegt höher als die Biomethankosten der anderen Substrate, sodass mit höheren Kosten gerechnet werden kann.

Die Kosten für die Biomethanproduktion sind u.a. abhängig von den lokalen Gegebenheiten am Standort der Produktion. So hat beispielsweise der notwendige Aufwand für die Beschaffung der Substrate oder die Größe der Anlagen einen Einfluss. Insbesondere für Biomethan aus Gülle kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten für Biomethan mit der Ausnutzung des Potenzials deutlich ansteigen, da zunehmend auch Gülle von kleineren landwirtschaftlichen Betrieben eingesetzt werden müsste und dies zu höheren Kosten führt [90, 91].

Die Kosten für strombasiertes Methan weisen eine hohe Spannweite auf. Die niedrigsten Kosten liegen jedoch deutlich oberhalb der Kosten für Biomethan. Neben den reinen Erzeugungskosten können auch Steuern oder Abgabe die Kosten deutlich beeinflussen [92].

Im Vergleich zum Import von Erdgas führt die Produktion von erneuerbarem Methan unabhängig vom Ausgangsstoff zu deutlich höheren Kosten. Zwischen den höchsten Importpreisen und den niedrigsten Biomethankosten liegt mindestens der Faktor 2, sodass, rein kostenbasiert, kein erneuerbares Methan eingesetzt wird.

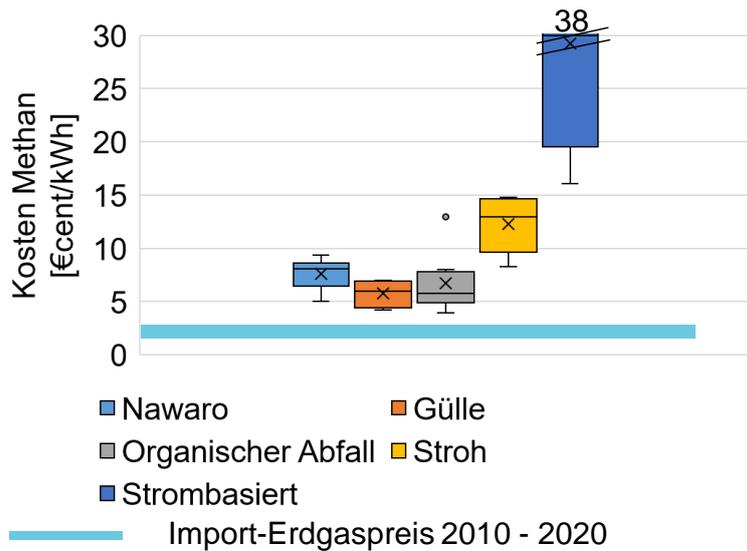


Abb. 5-5: Kosten für Methan aus unterschiedlichen Quellen

5.2.1 Lkw

In Deutschland besteht ein regulatorischer Rahmen bzw. ist in Planung, der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von erneuerbarem Methan nimmt:

- Bundes-Immissions-Schutz-Gesetz (BImSchG). Das BImSchG legt einen wichtigen Rahmen für den Einsatz alternativer Kraftstoffe im Verkehr. Das BImSchG wird weiter unten näher erläutert.
- Bundesmissionshandelsgesetz (BEHG). Das BEHG legt seit 2021 eine CO₂ Abgabe auf in Verkehr gebrachte Brennstoffe (u.a. Erdgas, Benzin, Diesel) fest. Die CO₂ Preisbildung ist bis 2025 festgeschrieben. Ab 2026 folgt eine Versteigerung in einem Preiskorridor von 55 bis 65 €/t CO₂. Der darauffolgende Preisbildungsmechanismus ist bisher nicht bekannt. Bisher gilt der CO₂ Preis auch für Biokraftstoffe und somit Biomethan, sodass kein wirtschaftlicher Anreiz für den Einsatz von Biomethan über das BEHG geschaffen wird.
- CO₂ basierte Maut: Laut Klimaschutzprogramm der Bundesregierung soll 2023 die Maut für Lkw so angepasst werden, dass Lkw mit geringen CO₂ Emissionen niedrigere Mautsätze zahlen müssen. Eine konkrete Ausgestaltung steht aus. Es ist fraglich, ob der Einsatz von Biomethan über die Neuregelung der Maut angereizt wird. Bisher bezieht sich die Maut ausschließlich auf den Antrieb und nicht auf den eingesetzten Kraftstoff. Darüber hinaus hat die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm das Ziel ausgegeben bis 2030 ca. 1/3 der Fahrleistung im Straßengüterverkehr elektrisch zu erbringen. Somit kann damit gerechnet werden, dass insbesondere elektrische Antriebe durch die CO₂ basierte Maut angereizt werden.

Das Bundes-Immissions-Schutz-Gesetz (BImSchG) sowie die 36. und 38. Verordnungen zur Durchführung des Bundes-Immissions-Schutz-Gesetzes (BImSchV) legen u.a. über die festgelegten Strafzahlungen den wirtschaftlichen Rahmen für den Einsatz von alternativen Kraftstoffen im (Straßen-)Verkehr fest. Ohne das BImSchG und die BImSchVen läge der Einsatz

alternativer Kraftstoffe in Deutschland deutlich unterhalb des heutigen Niveaus. Zentrales Instrument ist die Treibhausgasminderungsquote (THG-Minderungsquote), die Inverkehrbringer von Diesel- und Ottokraftstoffen verpflichtet, THG-Emissionen zu reduzieren. Änderungen des BImSchG durch das Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote und Änderungen der BImSchVen setzen die Vorgaben der RED II in nationales Recht um.

Der Bundestag hat am 20.05.2021 ein novelliertes Gesetz beschlossen. Die Bestätigung des Bundesrats erfolgte am 17.09.21. Das neue BImSchG/Ven sieht eine Entwicklung der Treibhausgasminderungsquote (THG-Minderungsquote) von 6 % bis auf 25 % im Jahr 2030 vor. Auf die THG-Minderungsquote können die folgenden Kraftstoffe²⁴ und Energieträger angerechnet werden.

- Konventionelle Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermitteln
- Fortschrittliche Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen (nach Anhang IX Teil A, RED II)
- Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen (nach Anhang IX Teil B, RED II)
- Strom in Straßenfahrzeugen
- Nicht-biogener, erneuerbarer Wasserstoff im Verkehr sowie in Raffinerien
- Biogener Wasserstoff aus Abfall- und Reststoffen für den Einsatz in Straßenfahrzeugen nach RED II Anhang IX Teil A (ab 2023)
- Upstream-Emissionsminderungen (bis 2026)
- Strombasierte Kraftstoffe

Neben der allgemeinen THG-Minderungsquote legt das BImSchG/Ven Mindest- und Maximalanteile für Kraftstoffe und Energieträger fest. Z. B. gilt eine Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe, die auf 2,6 % im Jahr 2030 ansteigt. Außerdem haben Kosten, THG-Minderung und Anrechnungsfaktoren von alternativen Kraftstoffen sowie Beimischungsgrenzen Einfluss auf den Einsatz von alternativen Kraftstoffen. Abb. 5-6 zeigt eine mögliche Entwicklung des Einsatzes alternativer Kraftstoffe bei einer angenommenen Reduktion der Energiemenge im Straßenverkehr auf ca. 1500 PJ im Jahr 2030.

Für eine THG-Minderungsquote von 25 % in 2030 werden rund 325 PJ alternative Kraftstoffe bzw. Strom benötigt, die auf die THG-Minderungsquote angerechnet werden (s. Abb. 5-6). Der Bedarf an fortschrittlichem Biomethan ist dabei abhängig von der Entwicklung der Flotte, d.h. dem Methan-Bedarf im Verkehr, aber auch von der Verfügbarkeit von anderen fortschrittlichen Kraftstoffen wie Bioethanol oder Biodiesel.

Der Bedarf an fortschrittlichem Biomethan kann dabei von rund 40 PJ zur Erfüllung der Mindestquote bis hin zu 130 PJ für die Zielerreichung von 25 % THG-Minderungsquote in 2030

²⁴ BImSchG spricht von Erfüllungsoptionen, die zur Erreichung der THG-Minderungsquote erreicht werden können, da neben Kraftstoffen und Strom auch Maßnahmen zur Reduzierung der Vorkettenemissionen anrechenbar sind

reichen ²⁵. Nach BImSchG/Ven werden Abgaben für die Verfehlung der THG-Minderungsquote und der verpflichtenden Unterquoten festgelegt. Ab 2022 beläuft sich die Abgabe für die Nicht-Erfüllung der THG-Minderungsquote auf 600 €/t CO₂-Äq. und für die Nicht-Erfüllung der Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe auf 45 €/GJ. Hierüber kann abgeleitet werden, dass fortschrittliche Biokraftstoffe, um als Erfüllungsoption für die Quotenverpflichteten nach wirtschaftlichen Aspekten interessant zu sein, Kosten unterhalb der Abgabenhöhe erreichen müssen. Biomethan könnte dabei eine herausragende Rolle bei der Erfüllung der Vorgaben für fortschrittliche Biokraftstoffe spielen.

- Technologien zur Erzeugung von fortschrittlichen Biokraftstoffen wie die Erzeugung von Bioethanol aus Stroh befinden sich in der Entwicklung. Die Verfügbarkeit der Technologie ist ungewiss.
- Beimischungsgrenzen können dazu führen, dass sowohl der maximale Anteil an Biodiesel FAME (engl. fatty acid methyl ester) zur Beimischung zu Dieselmotortreibstoff (B7, also 7 %-v/v [93]) als auch der maximale Bioethanol-Anteil zur Beimischung zu Ottomotortreibstoff (E10, also 10 %-v/v [94]) erreicht werden. Wenn weitere Mengen an fortschrittlichen Biokraftstoffen zur Erreichung der THG-Minderungsquote benötigt werden, müssen diese in Form von fortschrittlichem Biodiesel eingebracht werden. Hierzu könnte HVO (engl. Hydrotreated Vegetable Oils) oder ein Kraftstoff mit vergleichbaren Spezifikationen eingesetzt werden, da hier zusätzliche Beimischungsanteile zusätzlich zu FAME möglich sind [95]. Auch für die Erzeugung von fortschrittlichem Biodiesel ist die Verfügbarkeit der Technologie ungewiss. Für Biomethan besteht hingegen keine Beimischungsgrenze, da die Spezifikationen von fossilem Methan als Kraftstoff bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan erreicht werden können.
- Nach [88, 96–99] kann davon ausgegangen werden, dass Biomethan unter diesen drei Optionen vermutlich die niedrigsten Kosten zeigen wird und somit bevorzugt eingesetzt wird.

²⁵ Eigene Berechnungen

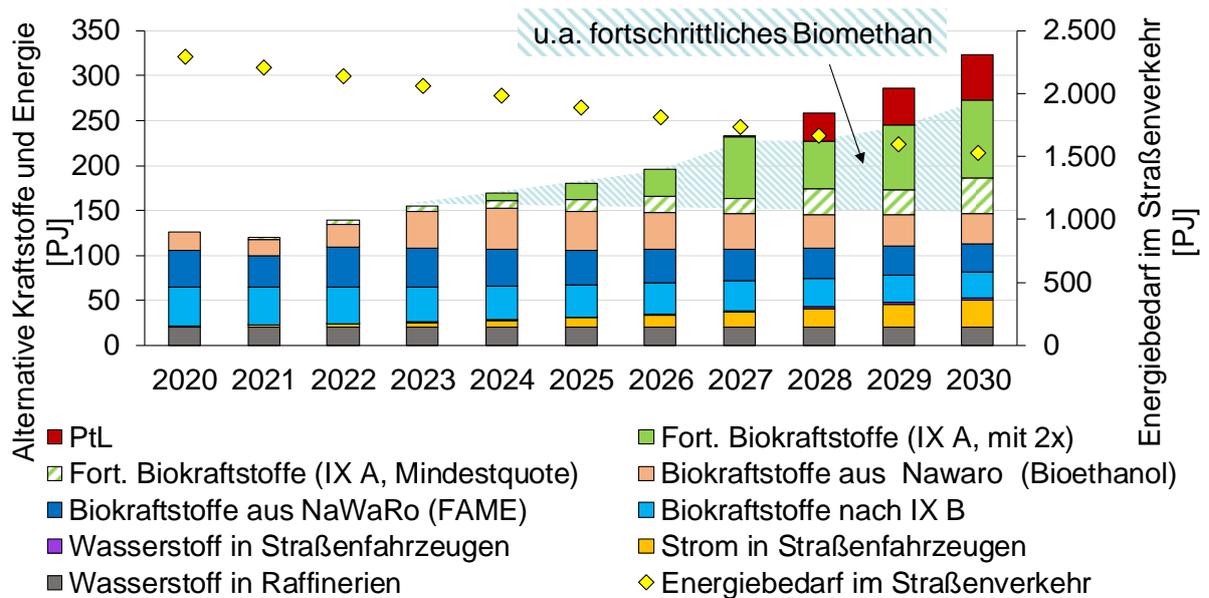


Abb. 5-6: Einsatz alternativer Kraftstoffe durch novelliertes BImSchG und BImSchVen von 2020 bis 2030

Es kann somit davon ausgegangen werden, dass zumindest die Mindestquote für fortschrittliche Biokraftstoffe durch fortschrittliches Biomethan so weit erfüllt wird, wie es die CNG / LNG Nachfrage zulässt. Daraus ergibt sich das wirtschaftliche Substitutionspotenzial wie in Abb. 5-7. In den Jahren 2020 bis 2024 nimmt der Einsatz erneuerbaren Methans sukzessive zu. Zeitgleich steigt auch die Nachfrage an, sodass weiterhin fossiles CNG / LNG zum Einsatz kommt. Mit der abflachenden CNG / LNG Nachfrage ab 2025 könnte eine vollständige Substitution stattfinden und das gesamte vertankte CNG / LNG durch fortschrittliches Biomethan ersetzt werden.

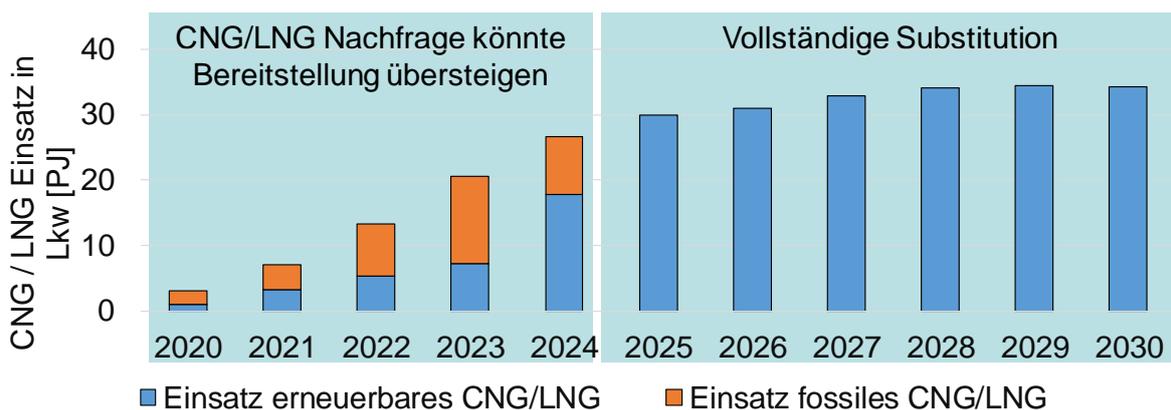


Abb. 5-7: Wirtschaftliches Substitutionspotenzial erneuerbares Methan für Lkw.

Der zunehmende Einsatz von erneuerbarem CNG/LNG und der gleichzeitige Rückgang von fossilem CNG/LNG führt dazu, dass die THG-Emissionen im Vergleich sinken (Abb. 5-8). Die THG-Einsparungen durch Substitution des Kraftstoffs entstehen besonders ab 2024 mit dem stark zunehmenden Einsatz von erneuerbarem CNG / LNG. Zwischen 2015 und 2030 liegen die THG-Einsparungen im Bereich von 1,6 bis 1,9 Mt CO₂-Äq. /a.

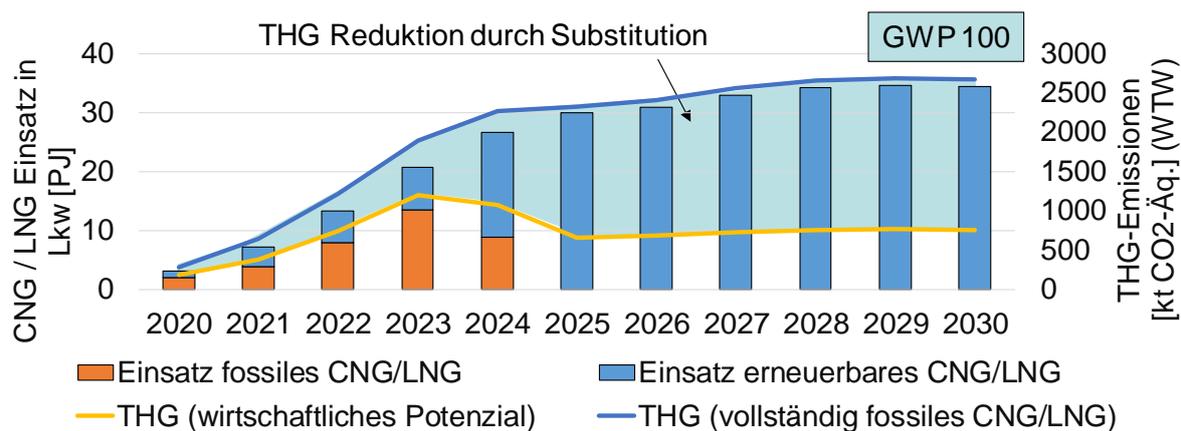


Abb. 5-8: THG-Emissionen durch Substitution bei Lkw

5.2.2 Seeschiffe

Im April 2018 hat sich die IMO auf Ziele und Strategien zur Reduzierung der THG-Emissionen in der Schifffahrt geeinigt. Ein zentrales Ziel ist es, die jährlichen THG-Emissionen aus der Schifffahrt bis 2050 um mindestens 50 % im Vergleich zu den Werten von 2008 zu reduzieren. Dieses Ziel ist bisher nur sehr eingeschränkt durch Regularien und Maßnahmen untermauert (z. B. Energy efficiency rules and standards – Energy Efficiency Design Index (EEDI) and Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP)). Das bedeutet, dass keine Regularien für den Einsatz von erneuerbarem Methan auf internationaler Ebene der Seeschifffahrt bestehen.

Auch weitere Maßnahmen bestehen bisher nicht:

- Die Förderung von LNG Schiffen durch den Bund ist bisher unabhängig vom eingesetzten LNG.
- Die EU Kommission hat in 2013 die Strategie COM(2013) 479 zur Reduzierung der THG Emissionen in der Schifffahrt veröffentlicht. Diese sieht nur eine Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung (MRV), jedoch ohne Reduktionsvorgaben der CO₂-Emissionen von großen Schiffen vor, die EU-Häfen anlaufen.
- Mit dem in 2021 veröffentlichten Fit for 55 Paket der EU, inkl. dem darin enthaltenen FuelEU Maritime Verordnungsentwurf, werden weitergehende Vorschläge für eine Regulatorik vorgeschlagen (COM(2021) 562), durch die der Einsatz von erneuerbaren und weiteren Schiffskraftstoffen mit geringen THG-Emissionen angereizt werden soll.

Somit wurden erste Vorschläge für einen Anreiz von erneuerbaren Schiffskraftstoffen in der EU veröffentlicht. Konkrete Ausgestaltungsvorschläge liegen jedoch noch nicht vor und erst mittelfristig kann von einer Anreizwirkung für erneuerbare Schiffskraftstoffen ausgegangen werden. Unter dem derzeitigen regulatorischen Rahmen und dem damit verbundenen Kostengefüge ist kurzfristig von einem weitreichenden Einsatz erneuerbaren Methans anstelle von fossilem LNG nicht auszugehen.

Abb. 5-9 zeigt die Nachfrage nach LNG in deutschen Häfen aus der Seeschifffahrt. Die Nachfrage wird vollständig durch fossiles LNG erfüllt. Darüber hinaus zeigt Abb. 5-9 die THG-Emissionen für den Fall, dass 10 % durch fortschrittliches Biomethan bereitgestellt würde. Es ergeben sich THG-Einsparungen in der Größenordnung von 4 bis 5 %.

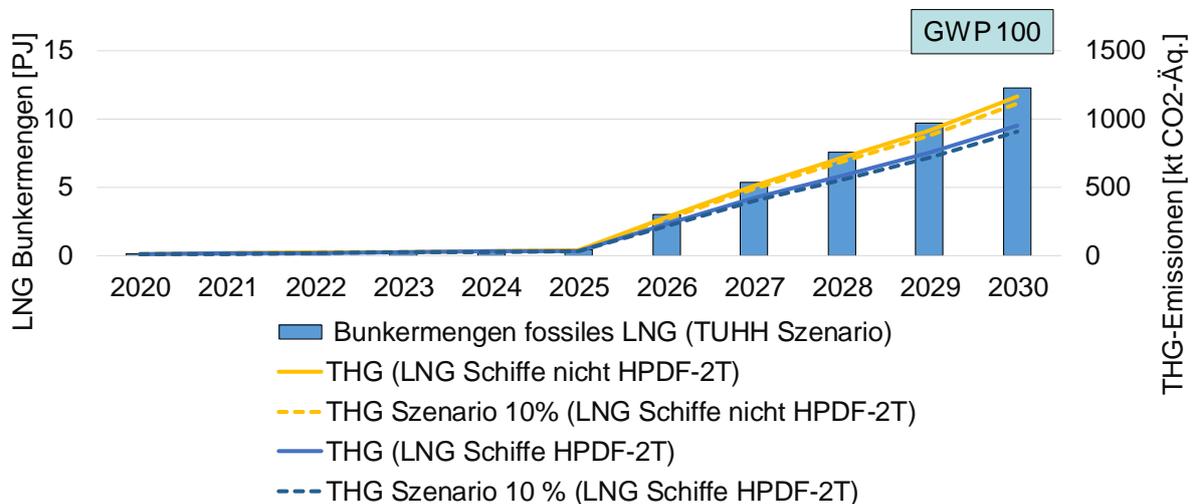


Abb. 5-9: Wirtschaftliches Potenzial von erneuerbarem LNG in der Schifffahrt (nicht vorhanden); Als Beispiel ist eine energetische Beimischung von 10% Biomethan im LNG dargestellt

6 Einordnung internationaler Kontext

Die EU Länder Deutschland, Frankreich, Italien, Niederlande und Schweden produzieren ca. 90 % des Biomethans in der EU [100]. Der Anteil des Biomethans, der für den Verkehr eingesetzt wird unterscheidet sich deutlich zwischen den betrachteten Ländern. Während Deutschland die höchsten Produktionsmengen aufweist, wird nur ein Bruchteil im Verkehr eingesetzt. In Italien und Schweden wird das produzierte Biomethan fast ausschließlich im Verkehr genutzt [100] (Abb. 6-1).

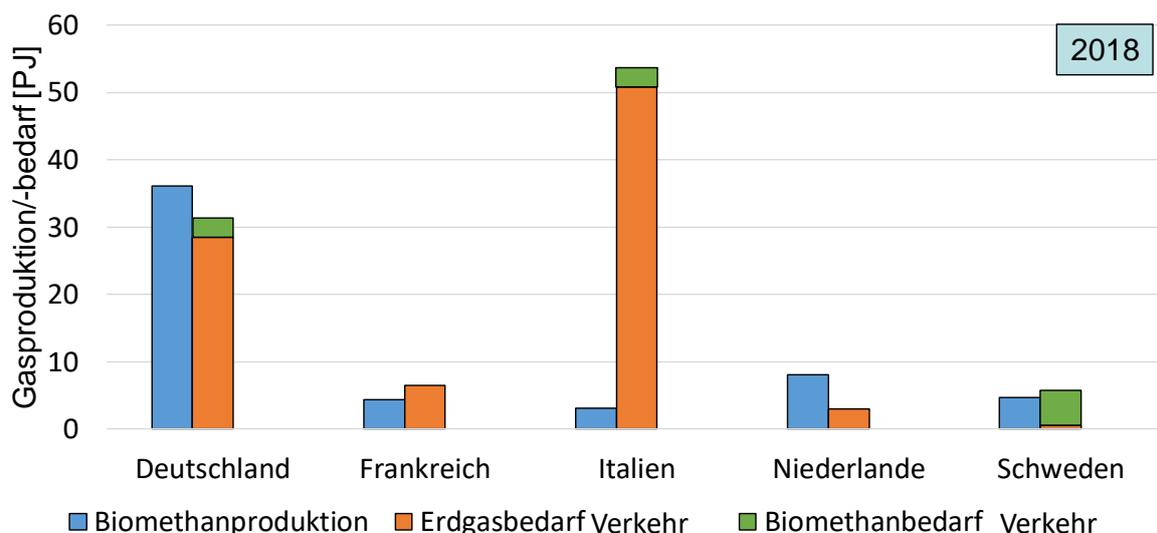


Abb. 6-1: Biomethan im Verkehr in EU Staaten Stand 2018; [100–102] und eigene Annahmen

Deutschland verfügt mit Abstand über die größte Kapazität zur Bereitstellung von Biomethan. Darüber hinaus fällt auf, dass große Kapazitäten für Biomethan genutzt werden, das auf Basis von Nawaro erzeugt wird. Frankreich setzt vermehrt auf kleinere Biomethananlagen. Diese werden hauptsächlich mit landwirtschaftlichen Reststoffen gespeist. Eine geringe Anlagenzahl mit hoher Produktionskapazität ist in Italien zu beobachten. Etwa 80 % der Produktionskapazität kann Anlagen zugeordnet werden, die ab 2019 in Betrieb genommen wurden[102]. Das bevorzugte Substrat besteht aus Bio- und Siedlungsabfällen. In den Niederlanden werden hauptsächlich landwirtschaftliche Reststoffe und organische Abfälle aus der Lebensmittelindustrie verwertet. Die Anlagenzahl und Produktionskapazität liegen im Durchschnitt in den Niederlanden und Schweden. In den schwedischen Biomethananlagen kommen hauptsächlich Bio- und Siedlungsabfälle sowie Klärschlamm und -abfälle zum Einsatz. Energiepflanzen werden nur in Deutschland intensiv als Substrat genutzt [102].

Deutschland bewegt sich im Mittelfeld bei den gemeldeten CNG und LNG Lkw. In Frankreich sind keine LNG-Lkw bis 2020 registriert, jedoch eine hohe Zahl an CNG-Nutzfahrzeugen mit einem erhöhten Anstieg ab 2017. In 2020 waren ca. 5000 CNG Nutzfahrzeuge registriert und somit mehr als in jedem anderen EU Land. In Italien werden traditionell viele CNG Fahrzeuge eingesetzt. Die Anzahl der CNG betriebenen Nutzfahrzeuge steigt seit 2015 noch leicht an und übersteigt 3000 CNG Nutzfahrzeuge in 2020. Die Zulassungszahlen bei den LNG Fahrzeugen steigen stark an und in 2020 waren über 2000 LNG Nutzfahrzeuge auf italienischen Straßen unterwegs. Die anderen Länder haben eine vergleichsweise kleine CNG / LNG Nutzfahrzeugflotte [103].

Abb. 6-2 zeigt die Anzahl der CNG / LNG Tankstellen. Insbesondere fällt auf, dass die Anzahl der CNG Tankstellen die LNG Tankstellen in allen Ländern deutlich übersteigt. Darüber hinaus zeigen Deutschland und insbesondere Italien viele Tankstellen. Italien weist nicht nur die höchste Anzahl CNG, sondern auch LNG Tankstellen auf [104].

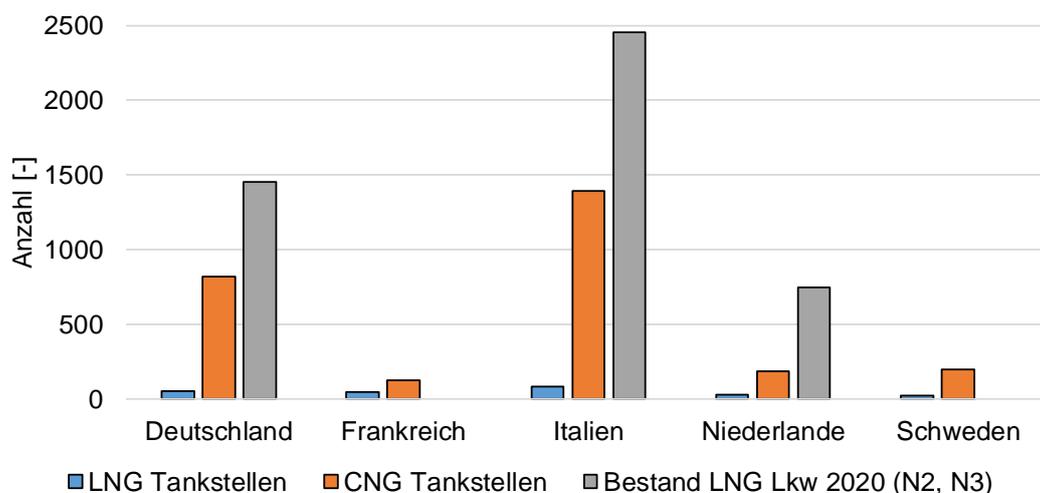


Abb. 6-2: Anzahl CNG / LNG Tankstellen Stand 2018 sowie Lkw Bestand 2020 in EU Staaten [104], [103]

Ein Überblick der Maßnahmen und Förderungen der betrachteten europäischen Länder zum Biomethaneinsatz im Straßenverkehr bietet Tab. 8-1.

Tab. 6-1: Maßnahmen und Förderung von Biomethan im Straßenverkehr europäischer Nachbarländer

Italien [100, 105, 106]	
Produktion	<p>Aktuell: 850 GWh/a Biomethanproduktion</p> <p>Certificates of Emissions of Biofuel in Consumption (CICs)</p> <p>375 EUR/10 Gcal Biomethan (ca. 32 EUR/MWh) für 10 Jahre Festvergütung bezogen auf bereitgestellte Menge</p> <p>Doppelter Zuschuss bei Einsatz bestimmter Substrate</p> <p>(Fördervolumen 2018-2022: 4,7 Mrd. EUR, Jährliche Menge: 1,1 Mrd. m³ Biomethan)</p> <p>Biomethanverkaufspreis wird an Marktgegebenheiten angepasst (Nur für Advanced, die ersten 10 Jahre) und von einem öffentlichen Unternehmen (GSE) abgenommen. Die CICs werden zum gegebenen Preis anerkannt.</p>
Fahrzeuge	<p>Aktuell: 2458 LNG-LKW, 3178 CNG-LKW (> 3,5 t)</p> <p>Kaufprämie 20.000 EUR/LNG-LKW (> 7 t voll beladen)</p> <p>Kaufprämie 8000 EUR/CNG-LKW (> 7 t voll beladen)</p>
Betankung/Transport	<p>Aktuell: 83 LNG-Tankstellen, 1393 CNG-Tankstellen</p> <p>Zusätzliche Prämie für Biomethanproduzenten bei Eigenvertrieb, Installation von Kompressions- oder Verflüssigungsanlagen</p>
Sonstiges	Zuschüsse für Biomethan nur bei Einsatz in Transport
Frankreich [100, 107, 108]	
Produktion	<p>Aktuell: 1207 GWh/a Biomethanproduktion, zus. LNG-Import</p> <p>Biomethan wird in Gasnetz eingespeist und über Einspeisetarif vergütet (abhängig von Anlagengröße und Substrat):</p> <p>Ca. 45-139 EUR/MWh für 15 Jahre plus Zusatzprämie bei Abfall- und Abwasserbehandlung</p> <p>Kleinanlagen werden bevorzugt</p> <p>Landwirtschaftliche Reststoffe (z.B. Gülle) mit höheren Einspeisetarif</p>
Fahrzeuge	<p>Aktuell: 0 LNG-LKW, 5057 CNG-LKW (> 3,5 t)</p> <p>Steuervergünstigung bei Kauf von CNG/LNG-LKW</p>

Betan- kung/Trans- port	Aktuell: 48 LNG-Tankstellen, 127 CNG-Tankstellen Recht auf Netzeinspeisung: 40 % der Anschlusskosten werden vom Netzbetreiber übernommen
Sonstiges	Zuschüsse auf Investitionen und Studien Projekte sind von lokaler Steuer befreit Erleichterte Kreditvergabe
Niederlande [100]	
Produktion	Aktuell: 2226 GWh/a Biomethanproduktion Bei Netzeinspeisung wird die Preisdifferenz zwischen Biomethan und fossilen Erdgas als Zuschuss ausgeglichen über eine 3-phasige Ausschreibung (max. 49-92 EUR/MWh) für 12 Jahre festgeschrieben
Fahrzeuge	Aktuell: 744 LNG-LKW, 640 CNG-LKW (> 3,5 t) Keine Förderung bekannt
Betan- kung/Trans- port	Aktuell: 26 LNG-Tankstellen, 185 CNG-Tankstellen Gebühr pro GJ Biofuel bei Bereitstellung (Verteilung auf Supply Chain) Verdoppelung bei bestimmten Substrateinsatz (Höhe durch Nachfrage/Angebot von erneuerbaren Kraftstoffen sowie die Preisdifferenz zum fossilen Äquivalent bestimmt) Kaufprämie auf LNG an Tankstelle 2020-2021: 18,7 EUR-ct/kg LNG
Schweden [100, 109]	
Produktion	Aktuell: 1281 GWh/a Biomethanproduktion, zus. Import aus DK Befreiung von der Energie- und Kohlendioxidsteuer bezogen auf den Biomasseanteil (ca. 44 EUR/MWh an Steuerbefreiung) Zuschuss auf Biogas & Biomethan aus Gülle ca. 37 EUR/MWh Zuschuss 2018-2020 ca. 20-24 EUR/MWh Biomethan (Verlängerung) Investitionsunterstützung bis zu 45 % (inkl. Biomethanlagen) Vermehrt „off-grid“ Produktion transportiert als Bio-CNG in LKWs
Fahrzeuge	Aktuell: 0 LNG-LKW, 1050 CNG-LKW (> 3,5 t) Kaufprämie für Bio-LNG/CNG-HDVs vorgeschlagen (Sep. 2019)
Betan- kung/Trans- port	Aktuell: 22 LNG-Tankstellen, 199 CNG-Tankstellen Investitionsunterstützung bis zu 45 % (inkl. Biomethantankstellen)

	Aufbau Bio-LNG Innovation Cluster mit finanzieller Unterstützung für Bio-LNG-Tankstellen und Verflüssigungsanlagen (Verflüssigung 10-15 EUR/MWh) Größere Tankstellen müssen Biofuel anbieten, z.B. E85 oder CBG
Sonstiges	Stadt-Umweltzonen(freiwillig): Ausnahme u.a. für NG-Fahrzeuge 40 % Steuerreduktion auf Einkommensteuer bei NG-Fahrzeugflotte

7 Schlussbetrachtung

Es ist auf Basis der dargestellten Ergebnisse erkennbar, dass es eine Nachfrageentwicklung von CNG und LNG als Kraftstoff im schweren Straßengüterverkehr sowie in der internationalen Schifffahrt gibt. In Deutschland besteht bereits eine weitestgehend gut ausgebaute Infrastruktur für die Verteilung und Nutzung von CNG. Für die Nutzung von LNG kann ebenfalls in gewissem Maße auf die bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden, da grundsätzlich durch das weit verzweigte Gasnetz nahezu deutschlandweit gasförmiges Erdgas aus dem Netz entnommen und Vorort zu LNG verflüssigt werden kann. Die fehlenden Anteile für eine flächendeckende LNG Infrastruktur im Straßengüterverkehr (Verflüssigung, ggf. Import, Betankung) sind derzeit in Planung bzw. zum Teil bereits im Aufbau. Für den Schiffsverkehr sind derzeit drei Terminals für eine Bunkerung von LNG in Planung. Darüber hinaus würde die Möglichkeit bestehen LNG über Bunkerschiffe mit LNG zu versorgen; es sind jedoch keine Bunkerschiffe für einen dauerhaften Einsatz in Deutschland vorgesehen.

Für den Einsatz von erneuerbarem und somit nicht-fossilem Methan in Form von CNG/LNG sind nicht nur die Technologien zur Produktion am Markt verfügbar. Auch die derzeitigen Produktionsmengen von Biomethan in Deutschland entsprechen bereits der Größenordnung, die für den Einsatz im Verkehr bis 2030 benötigt werden könnten. Dieses Biomethan wird derzeit größtenteils zur Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt. Darüber hinaus bestehen noch große ungenutzte Potenziale fortschrittlichen Biomethans (118 – 240 PJ/a), das zusätzlich z. B. aus Stroh oder Gülle erzeugt werden kann. Somit besteht die Möglichkeit einen Teil des Biomethans aus dem Strom- und Wärmemarkt in den Verkehr zu leiten und/oder die Produktion auszuweiten. Ein Engpass für den breiten Einsatz von erneuerbarem Methan als LNG könnten fehlende Kapazitäten für die Verflüssigung darstellen. Auch die Technologien für die Erzeugung von strombasiertem Methan sind am Markt verfügbar und zukünftig könnte strombasiertes Methan Biomethan ergänzen. Allerdings stehen aktuell nur geringe Produktionskapazitäten in Form von Demonstrationsanlagen zur Verfügung.

Wenn fossiles CNG/LNG durch erneuerbares CNG/LNG ersetzt wird, kann bei Lkws eine Reduktion der THG-Emissionen von ca. 55-80 % erreicht werden. LNG Fahrzeuge mit SI-Motoren führen tendenziell zu etwas höheren THG-Emissionen als Fahrzeuge mit HPDI-Motoren. Um eine möglichst hohe THG-Reduktion beim Einsatz von erneuerbarem CNG/LNG zu erzie-

len, müssen die THG-Emissionen aus den Vorketten der entsprechenden Produktionsprozesse gering ausfallen. Aufgrund der Vorgaben durch das BImSchG zum Einsatz von fortschrittlichen Kraftstoffen ist anzunehmen, dass die prognostizierte Nachfrage an CNG/LNG durch fortschrittliches Biomethan gedeckt wird. Daraus ergibt sich, dass ab 2025 fossiles CNG/LNG vollständig durch fortschrittliches Biomethan substituiert wird und dadurch eine THG-Reduktion von 1,6 – 1,9 Mt CO₂ Äq. ab 2025 erreicht werden kann. Es besteht die Möglichkeit, dass für die Erfüllung der Mindestvorgabe für fortschrittliches Biomethan ggf. mehr LNG-Fahrzeuge im Einsatz sind, als im untersuchten Szenario.

Die THG-Emissionen von LNG-betriebenen Schiffen können durch den Einsatz von erneuerbarem Methan um 35 - 80 % im Vergleich zur fossilen Referenz gesenkt werden. Methanemissionen, die bei einigen Schiffsmotortypen auftreten, können dazu führen, dass der THG-Reduktionseffekt durch die Nutzung von erneuerbarem Methan erheblich reduziert wird. Durch entsprechende technische Maßnahmen ist es grundsätzlich möglich, diese Emissionen zu reduzieren. Derzeit bestehen dafür aber keine Regularien und Technologien wie der Oxidationskatalysator sind noch in der Entwicklung. HPDF 2-Takt Motoren weisen relativ geringe Methanemissionen auf, wodurch bei der Nutzung von erneuerbarem Methan die THG-Emissionen um 60 – 88 % gesenkt werden können. Generell herrscht eine gewisse Unsicherheit über die tatsächlichen Methanemissionen der jeweiligen Motorenteknologie in der Praxis, was durch mehr Transparenz reduziert werden könnte. Für den Einsatz von erneuerbarem Methan in der internationalen Schifffahrt bestehen derzeit keine Anreize, z.B. in Form von Regularien, um fossiles Methan zu ersetzen. Das Maßnahmenpaket der EU Kommission „Fit for 55“ sowie die zugehörige Fuel EU Maritime Initiative formulieren jedoch Ziele und Maßnahmenvorschläge, um den Einsatz treibhausgasarmer Kraftstoffe in der Schifffahrt anzureizen. Auswirkungen auf den Kraftstoffeinsatz können jedoch erst mittelfristig erwartet werden.

8 References

1. Trade and development report 2017. Beyond austerity : towards a global new deal. Trade and development report, vol. 2017. United Nations, New York, Geneva (2017)
2. International Maritime Organization: Fourth IMO GHG Study 2020. <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Fourth-IMO-Greenhouse-Gas-Study-2020.aspx> (2020). Accessed 05.07.21
3. International Maritime Organization: Initial IMO GHG Strategy. <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Reducing-greenhouse-gas-emissions-from-ships.aspx> (2018). Accessed 07.07.21
4. Verband der Automobilindustrie e. V. (VDA): CO2-Reduzierung bei schweren Nutzfahrzeugen. <https://www.vda.de/de/themen/umwelt-und-klima/co2-reduzierung-bei-schweren-nutzfahrzeugen/co2-reduzierung-bei-schweren-nutzfahrzeugen.html>. Accessed 07.07.21
5. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Entwicklung der Gasnetze in Deutschland. Gasrohrängen nach Druckstufen. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/gasnetzentwicklung-deutschland/> (2020). Accessed 16.06.21
6. EnBW Energie Baden-Württemberg AG: Erdgasspeicher – wichtiger Bestandteil des Gasnetzes. <https://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/gasnetz/erdgasspeicher.html> (2021). Accessed 16.06.21
7. FNB Gas - Die Fernleitungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030. Konsultation. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/FNB_KonsultationsdokumentNEP.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (2020). Accessed 16.06.21
8. Gas Infrastructure Europe (GIE): GIE Small Scale LNG Map. <https://www.gie.eu/product/gle-sslng-map/> (2020). Accessed 16.06.21
9. Karte der Bundesrepublik Deutschland mit eingezeichneten Grenzen der Bundesländer. lizenziert unter CC BY 2.0. Portal der statistischen Ämter des Bundes und der Länder (DeStatis); David Liuzzo (2006)
10. Klukas, A., Stütz, S., Dobers, K., Kirsch, D., Rüdiger, D., Köhler, J., Timmerberg, S.: Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Teilstudie "Entwicklung von Maßnahmenbündel zur Förderung von CNG/LNG zur Unterstützung der CPT-Initiative". Fraunhofer IML; Fraunhofer ISI; TU Hamburg-Harburg – IUE (2017)
11. Bundesamt für Güterverkehr: Erdgasantrieb: Verlängerung der Mautbefreiung bis zum 31. Dezember 2023. https://www.bag.bund.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2020/Mautbefreiung_Gasantrieb_2020.html;jsessionid=6B65874E77F051F44726947D2766796A.live11292?nn=12502 (2020). Accessed 16.06.21

12. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Richtlinie über die Förderung von energieeffizienten und/oder CO₂-armen schweren Nutzfahrzeugen in Unternehmen des Güterkraftverkehrs. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/StV/lkw-maut-harmonisierung.pdf?__blob=publicationFile (2020). Accessed 16.06.21
13. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Bekanntmachung der Richtlinie zur Förderung der Erneuerung der Nutzfahrzeugflotte. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/001-2021-austauschprogramm-lkw.html> (2020). Accessed 16.06.21
14. Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist. § 2 Abs. 2 Nr. 1 (EnergieStG)
15. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Die LKW Maut. <https://www.bmu.de/themen/luft-laerm-verkehr/verkehr/strassenverkehr/lkw-maut/> (2018). Accessed 25.06.21
16. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Richtlinie über Zuwendungen für die Aus- und Umrüstung von Seeschiffen zur Nutzung von LNG als Schiffskraftstoff (LNGSeeschiffRL). https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/richtlinie-zuwendungen-seeschiffe-Ing.pdf?__blob=publicationFile (2020). Accessed 29.06.21
17. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: MARPOL-Übereinkommen. Anlage VI - Verhütung der Luftverunreinigungen durch Seeschiffe. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Schifffahrt/Umwelt_und_Schifffahrt/MARPOL/marpol_node.html. Accessed 26.06.21
18. Genehmigungsleitfaden für LNG/LCNG-Tankstellen. Technische, sicherheitsrelevante und genehmigungsrechtliche Grundlagen
19. Zukunft Gas GmbH: Erdgas-Tankstellen. Tankstellenfinder. <https://www.erdgas.info/erdgas-mobil/erdgas-tankstellen/tankstellenfinder/> (2021). Accessed 22.06.21
20. Verkehr in Zahlen 2020/2021, 49. Jahrgang, Flensburg. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-pdf.pdf?__blob=publicationFile (2021). Accessed 01.07.21
21. Zukunft Gas GmbH: LNG im Schwerlastverkehr auf der Überholspur, Berlin (07.12.20)
22. Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umweltmerkmalen. FZ 13, Flensburg. https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2021/fz13_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (2021). Accessed 10.09.21
23. Drucksache 19/20389. Lkws mit Gasantrieb für die Logistik in Deutschland. <https://dserver.bundestag.de/btd/19/203/1920389.pdf> (25.06.20). Accessed 01.07.21
24. Persönliche Korrespondenz mit Wolfgang Schade, M-Five GmbH
25. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 1 "Klimaschutz im Verkehr": Werkstattbericht Antriebswechsel Nutzfahrzeuge. Wege zur Dekarbonisierung schwerer

- Lkw mit Fokus der Elektrifizierung. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG1_Werkstattbericht_Nfz.pdf (2020). Accessed 14.01.21
26. Edel, M., Jegal, J., Siegemund, S.: Bio-LNG - eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr, Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Studie_Bio_LNG.pdf (2019). Accessed 01.07.21
 27. Schneider, C.: Bio-LNG als Teil der Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs. Auftaktveranstaltung Modellregion Bio-LNG, Online, 14.01.20
 28. LNG feeder vessels. <https://houlderlng.com/lng-vessels-shipping/lng-feeder-vessels/>. Accessed 28.06.21
 29. L2 LNG feeder vessel. Product sheet, Uddevalla. <https://www.fkab.com/wp-content/uploads/sites/3/L2.pdf>. Accessed 01.07.21
 30. Alternative Fuels Insight. <https://www.dnv.com/services/alternative-fuels-insight-128171>
 31. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Amtliche Mineralöl-daten 2019. https://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Infothek/Infothek_Formular.html?nn=8065110&documentType_=_type_statistic+type_publication&resultsPerPage=100&templateQueryString=Amtliche+Daten+Mineral%C3%B6ldaten&sortOrder=dateOfIssue_dt+desc (2019). Accessed 05.03.21
 32. Port of Rotterdam: Port of Rotterdam Bunker Sales. 2017-2020. <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/bunker-sales-2017-2020.pdf>? Accessed 01.07.21
 33. Port of Antwerpen: Bunkering statistics Port of Antwerpen - Q4 2020. <https://www.portofantwerp.com/en/publications/statistics/bunkering-statistics-port-antwerp-q4-2020> (2021). Accessed 01.07.21
 34. Potenzialanalyse: LNG Infrastruktur an der deutschen Nordseeküste unter Betrachtung besonders geeigneter Standorte. <https://www.wilhelmshaven.de/PDF/Infomaterial/03/LNG-Studie-data.pdf?m=1513846738&> (2017). Accessed 15.03.21
 35. Kaltschmitt, M.: Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2nd edn. Springer, Berlin (2009)
 36. Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union: Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2018)
 37. Wietschel, M.: Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw. Endbericht. Technische Universität Hamburg (TUHH), Karlsruhe (2019)
 38. VERBIO Vereinigte BioEnergie AG: Verbiogas. <https://www.verbiogas.de/verbiogas/> (2014). Accessed 26 February 2021

39. Breitkopf, A.: Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland in den Jahren 1992 bis 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/167671/umfrage/anzahl-der-biogasanlagen-in-deutschland-seit-1992/> (2020). Accessed 30.06.21
40. Völler, K.: Branchenbarometer Biomethan 2020, Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Brachenbarometer_Biomethan_2020.pdf (2020). Accessed 25.06.21
41. Auer, M., Ganzer, G., Müller-Baum, P., Stiesch, G.: Synthetische Kraftstoffe in Großmotoren - Wie der Verbrennungsmotor CO₂-neutral wird. *MTZ Motortech Z* (2019). <https://doi.org/10.1007/s35146-018-0165-9>
42. Timmerberg, S., Bullerdieck, N., Kaltschmitt, M., Gnann, T., Neumann, F., Wietschel, M.: Import von Stromkraftstoffen für den Verkehr – Lkw, Binnen-/Seeschiffe, Flugzeuge. Scientific advice to the BMVI on the mobility and fuel strategy, Hamburg (not published) (2018)
43. Timmerberg, S., Kaltschmitt, M., Finkbeiner, M.: Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs. *Energy Conversion and Management: X* (2020). <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100043>
44. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V: Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird. Eine Übersicht der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/bilder/karte-power-to-gas-anlagen.pdf> (2019). Accessed 01.07.21
45. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand Februar 2021. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html (2021). Accessed 01.07.21
46. Fahl, U., Härdtlein, M., Özdemir, E.D., Rath-Nagel, S., Remme, U., Eltrop, L.: Möglichkeiten der LNG-Nutzung in Baden-Württemberg. Universität Stuttgart. http://www.zfes.uni-stuttgart.de/downloads/LNG_IN_BW_090313.pdf. Accessed 01.07.21
47. Balcombe, P., Speirs, J.F., Brandon, N.P., Hawkes, A.D.: Methane emissions: choosing the right climate metric and time horizon. *Environmental science. Processes & impacts* (2018). <https://doi.org/10.1039/c8em00414e>
48. United Nations (UN) Environment Programme, Climate and Clean Air Coalition: Global Methane Assessment. Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions (2021)
49. Climate Change 2014: Synthesis Report, Genf. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/> (2014). Accessed 01.07.21
50. Majer, S., Oehmichen, K., Kirchmeyr, F., Scheidl, S.: Biosurf. D5.3 | Calculation of GHG emission caused by biomethane. *Fuelling Biomethane* (2016)

51. Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Denysenko, V., Stinner, W., Schmalfuß, T., Scheffelowitz, M., Nelles, M., Liebetrau, J.: Current Developments in Production and Utilization of Biogas and Biomethane in Germany. *Chemie Ingenieur Technik* (2018). <https://doi.org/10.1002/cite.201700077>
52. Wernet, G., Bauer, C., Steubing, B., Reinhard, J., Moreno-Ruiz, E., Weidema, B.: The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *Int J Life Cycle Assess* (2016). <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8>
53. Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union: Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (2014)
54. Prussi, M., Yugo, M., Prada, L. de, Padella, M., Edwards, R., Lonza, L.: JEC Well-to-Tank report v5. JRC119036, Luxembourg (2020)
55. Pavlenko, N., Comer, B., Zhou, y., Clark, N., Rutherford, D.: The climate implications of using LNG as a marine fuel. <https://theicct.org/publications/climate-impacts-LNG-marine-fuel-2020> (2020)
56. Mottschall, M., Kasten, P., Rodríguez, F.: Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective, Berlin. <https://www.oeko.de/presse/archiv-pressemeldungen/presse-detailseite/2020/lkw-fluessiges-erdgas-ist-keine-option-fuer-klimaschutz> (2020). Accessed 01.07.21
57. Schuller, O., Kupferschmied, S., Hengstler, J., Whitehouse, S.: 2nd Life Cycle GHG Emissions Study on the Use of LNG as Marine Fuel. Final Report. <https://sphaera.com/research/2nd-life-cycle-ghg-emission-study-on-the-use-of-Ing-as-marine-fuel/> (2021). Accessed 25.03.21
58. Joss, M.: Natural Gas Pathway Analysis for Heavy Duty Vehicles. <https://www.eti.co.uk/library/an-eti-perspective-natural-gas-pathway-analysis-for-heavy-duty-vehicles> (2017). Accessed 20.03.21
59. Köppel, W., Mozgovoy, A., Eler, R.: LNG im Schwerlastverkehr-eine Alternative! DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2017)
60. Siegemund, S., Trommler, M., Zinnecker, V.: LNG als alternativer Kraftstoff im Straßen-güterverkehr. Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung der Marktentwicklung. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2018/9270_Handlungsempfehlungen_Marktentwicklung_LNG.pdf (2018). Accessed 03.06.21
61. Ushakov, S., Stenersen, D., Einang, P.M.: Methane slip from gas fuelled ships: a comprehensive summary based on measurement data. *Journal of Marine Science and Technology* (2019). <https://doi.org/10.1007/s00773-018-00622-z>
62. Speirs_SGI-can-natural-gas-reduce-emissions-from-transport-WP4

63. Winebrake, J.J., Corbett, J.J., Umar, F., Yuska, D.: Pollution Tradeoffs for Conventional and Natural Gas-Based Marine Fuels. *Sustainability* (2019).
<https://doi.org/10.3390/su11082235>
64. Stenersen, D., Thonstad, O.: GHG and NOx emissions from gas fuelled engines. Mapping, verification, reduction technologies, Norway (2017)
65. Speirs, J., Balcombe, P., Blomerus, P., Stettler, M., Brandon, N., Hawkes, A.: Can natural gas reduce emissions from transport? Heavy goods vehicles and shipping.
<https://www.imperial.ac.uk/sustainable-gas-institute/research-themes/white-paper-series/white-paper-4-can-natural-gas-reduce-emissions-from-transport/white-paper-4-download/> (2019). Accessed 07.07.21
66. CIMAC: Conference report: 2016 CIMAC Congress. https://www.cimac-congress.com/upload/program/press/diesel_net_2016_06_28_news__Conference_report__2016_CIMAC_Congress.pdf. Accessed 12.07.21
67. Lipsith, G.: Dual-fuel two stroke technology advances. <https://www.motor-ship.com/gfsconference/latest-news101/dual-fuel-two-stroke-technology-advances> (2017). Accessed 12.07.21
68. Lindstad, E.: Increased use of LNG might not reduce maritime GHG emissions at all. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2019_06_Dr_Elizabeth_Lindstad_commentary_LNG_maritime_GHG_emissions.pdf (2019)
69. Huan, T., Hongjun, F., Wei, L., Guoqiang, Z.: Options and Evaluations on Propulsion Systems of LNG Carriers. In: Serpi, A., Porru, M. (eds.) *Propulsion Systems*. IntechOpen (2019)
70. MAN Energy Solutions: Managing methane slip. https://people.man-es.com/docs/librariesprovider51/default-document-library/technical-paper.pdf?sfvrsn=1f9ed3a2_4. Accessed 14.07.21
71. Lehtoranta, K., Koponen, P., Vesala, H., Kallinen, K., Maunula, T.: Performance and Regeneration of Methane Oxidation Catalyst for LNG Ships. *JMSE* (2021).
<https://doi.org/10.3390/jmse9020111>
72. Köhler, J., Kirsch, D., Klukas, A., Timmerberg, S., Kaltschmitt, M.: Studie über die Marktreife von Erdgasmotoren in der Binnen- und Seeschifffahrt. Wissenschaftliche Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Karlsruhe (2018)
73. Edel, M., Kühnel, C., Reinholz, T.: Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050, Berlin. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/analyse-rolle-und-beitrag-von-biomethan-im-klimaschutz-heute-und-in-2050/> (2017). Accessed 01.07.21

74. Mühlenhoff, J.: Anbau von Energiepflanzen. Umweltauswirkungen, Nutzungskonkurrenzen und Potenziale. *Renews Spezial*, 65, Berlin. https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/166.65_Renews_Spezial_Energiepflanzen_apr13.pdf (2013). Accessed 02.07.21
75. Agentur für Erneuerbare Energien: Bundesländer mit neuer Energie - der Jahresreport Föderal-Erneuerbar 2013. <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/bundeslaender-mit-neuer-energie-der-jahresreport-foederal-erneuerbar-2013> (2013). Accessed 7 July 2021
76. Bosch & Partner GmbH, Hannover: Räumlich differenzierte Flächen-potentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. in Kooperation mit Leipziger Institut für Energie GmbH, Leipzig, Nr. 08/2015. https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/ministerien/bmvi/bmvi-online/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf;jsessionid=F5487ACB7B04788249146C71ABBD974C.live21303?__blob=publicationFile&v=2 (2015). Accessed 7 July 2021
77. Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH (DBFZ), Leibniz Zentrum für Agrarlandschaftsforschung (ZALF) e.V., Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD), Institut für landwirtschaftliche Betriebslehre (ILB), Johann Heinrich von Thünen Institut (vTI): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Status Quo und Möglichkeit der Präzisierung. https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/255.DBFZ_ZALF_DLR_VTI_Globale_Regionale_Biomassepotenziale_mar10.pdf (2010). Accessed 7 July 2021
78. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung, Wuppertal Ins-titut für Klima, Umwelt und Energie: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesumweltministeriums. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/landwirtschaft/pdf/Oekologisch_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf (2004). Accessed 7 July 2021
79. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146. https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf (2012). Accessed 7 July 2021
80. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/03-naturschutz/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf (2013). Accessed 7 July 2021

81. Ingenieurbüro Floecksmühle, Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen der Universität Stuttgart (IHS), Hydrotec, Fichtner GmbH & Co. KG: Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/schlussbericht-potentialermittlung-wasserkraftnutzung-kurzfassung.pdf?__blob=publication-File&v=5 (2010). Accessed 7 July 2021
82. Kaltschmitt, M. (ed.): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 5th edn. Springer Vieweg, Berlin (2013)
83. Klaus, T., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Müschen, K.: Energieziel 2050. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf (2010). Accessed 7 July 2021
84. Oehsen, A. von, Saint-Drenan, Y.-M., Stetz, T.: Vorstudie zur Integration großer Anteile Photo-voltaik in die elektrische Energieversorgung. Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/I-WES_Netzintegration_lang.pdf (2012). Accessed 7 July 2021
85. Seyfert, U., Bunzel, K., Thrän, D.: Biomassepotenziale in Deutschland 2008 bis 2020. Kompakt (2011)
86. Drünert, S., Neuling, U., Zitscher, T., Kaltschmitt, M.: Power-to-Liquid fuels for aviation – Processes, resources and supply potential under German conditions. *Applied Energy* (2020). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115578>
87. Beyrich, W., Kasten, J., Krautkremer, B., Denysenk, V., Rensberg, N., Schmalfuß, T., Erdmann, G., Jacobs, B., Hüttenrauch, J., Schmann, E., König, J., Edel, M.: Schlussbericht zum Verbundvorhaben: Effiziente Mikro-Biogasauf-bereitungsanlagen (2019)
88. Fehrenbach, H.: Einsatz von Biokraftstoffen im Verkehrssektor bis 2030. Kurzstudie zu den Potenzialen an Kraftstoffen auf Basis von Anbaubiomasse sowie biogenen Abfällen und Reststoffen. Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, BMU. ifeu, Heidelberg (2019)
89. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH: Ressourcendatenbank. <http://webapp.dbfz.de/resources> (2019)
90. Majer, S., Kornatz, P., Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Brosowski, A., Oehmichen, K., Liebetrau, J.: Stand und Perspektiven der Biogaserzeugung aus Gülle, Leipzig. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Broschuere_Peggue.pdf (2019). Accessed 20.06.21
91. Searle, S., Baldino, C., Pavlenko, N.: What is the role for renewable methane in European decarbonization? https://theicct.org/sites/default/files/publications/Role_Renewable_Methane_EU_20181016.pdf (2018). Accessed 06.07.21

92. Haumaier, J., Hauser, P., Hobbie, H., Möst, D.: Grünes Gas für die Gaswirtschaft – Regionale Power-to-Gas-Potentiale aus Onshore-Windenergie in Deutschland. *Z Energiewirtschaft* (2020). <https://doi.org/10.1007/s12398-020-00274-w>
93. DIN EN 590:2013+A1:2017, Kraftstoffe - Dieselkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 590:2013+A1:2017
94. DIN EN 228:2012+A1:2017, Kraftstoffe – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 228:2012+A1:2017
95. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Alternative Kraftstoffe. <https://www.bmu.de/faqs/alternative-kraftstoffe/>. Accessed 11 June 2021
96. Millinger, M., Ponitka, J., Arendt, O., Thrän, D.: Competitiveness of advanced and conventional biofuels: Results from least-cost modelling of biofuel competition in Germany. *Energy Policy* (2017). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.013>
97. Naumann, K., Schröder, J., Oehmichen, K., Etzold, H., Müller-Langer, F.: Monitoring Biokraftstoffsektor, 4th edn. DBFZ-Report, Nr. 11. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig (2019)
98. Naumann, K., Müller-Langer, F., Meisel, K., Majer, S., Schröder, J., Schmieder, U.: Weiterentwicklung der deutschen Treibhausgasminderungsquote, Hintergrundpapier. DBFZ, Leipzig: DBFZ (2021)
99. Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Wern, B., Pertagnol, J., Baur, F., Hünecke, K., Dehoust, G., Bulach, W., Wiegmann, K.: BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem. (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). TEXTE, 115/2019, Dessau-Roßlau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf (2018). Accessed 06.07.21
100. Decorte, M., Tessens, S., Fernández, D., Repullo, F., McCarthy, P.J., Oriordan, B., Maggioni, L., Pieroni, C., Protas, M., Rogulska, M., Pukšec, T., Stanbasky, J., Alexandridis, K., Mozgovoy, A., Reinholz, T., Matosic, M., Vegere, K., Geletukha, G., Matveev, Y., Klackenberg, L., Medved, P., Schmid, M., Bjerg, J., Oja, A., Virolainen-Hynna, A., Scharf, J., Papageorgiadis, G., Križnik, N.: Mapping the state of play of renewable gases in Europe. <https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2020/04/REGATRACE-D6.1.pdf> (2020). Accessed 25 May 2021
101. IEA: IEA Natural gas final consumption by sector (2018)
102. Gas Infrastructure Europe (GIE), European Biogas Association (EBA): European Biomethane Map 2020. Infrastructure for Biomethane Production. https://www.gie.eu/wp-content/uploads/2021/04/GIE_EBA_BIO_2020_A0_FULL_471.pdf (2020). Accessed 25 May 2021
103. European Alternative Fuels Observatory: TOTAL NUMBER AF VEHICLES Natural gas (2020)

104. European Alternative Fuels Observatory: CNG/LNG REFUELLING STATIONS (2020) (2020)
105. Murano, R., Maisano, N., Selvaggi, R., Pappalardo, G., Pecorino, B.: Critical Issues and Opportunities for Producing Biomethane in Italy. *Energies* (2021). <https://doi.org/10.3390/en14092431>
106. NGV Global News: Italy Updates Alt-Fuel Incentives for Road Freight Sector. NGV, 16 September 2017
107. Sauvage, É., Trouvé, T.: Biomethane in France. Enabling market access to decarbonized gases. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/energy_climate_change_environment/events/presentations/04.04_mf34_presentation-grdf-grtgaz-biomethane_in_fr-sauvage-trouve_v2.pdf (2020). Accessed 25 May 2021
108. Transport and Environment: CNG and LNG for vehicles and ships - the facts (2018)
109. Klackenberg, L.: Biomethane in Sweden. market overview and policies (2019)

9 Anhang

Tab. 9-1: Werte zu Abb. 5-3; Biomethanproduktion [PJ]

	Gülle	Mais	sonst. Nawaro	Abfälle und Reststoffe
2012	0,5	11,4	3,3	1,2
2013	0,9	13,9	4,5	2,2
2014	1,0	15,0	7,9	2,5
2015	1,4	18,4	8,2	3,0
2016	1,8	19,7	9,1	3,0
2017	1,9	21,1	9,6	3,0
2018	1,7	22,5	8,8	3,3
2019	2,1	19,9	10,1	3,4

Tab. 9-2: Werte zu Abb. 6-1; THG-Emissionen [g CO₂-Äq./MJ] in GWP 100

CNG 2020				LNG 2020			
	Erzeugung	Transport und Betankung CNG	Werte nach RED II		Erzeugung	Transport und Betankung CNG	Werte nach RED II
Nawaro	29,1	3,9	29,7	Nawaro	29,1	3,9	29,7
Stroh	13,3	3,9		Stroh	13,3	3,9	
Organ. Rest	12,6	3,9	13,4	Organ. Rest	12,6	3,9	13,4
Gülle	11,4	3,9		Gülle	11,4	3,9	
Gülle mit Gutschrift			-100	Gülle mit Gutschrift			-100
Max.	28,23	3,9		Max.	28,23	3,9	
Min.	0	3,9		Min.	0	3,9	

Tab. 9-3: Werte zu Abb. 6-7; THG-Emissionen [g CO₂-Äq./km] in GWP 100

	Fossiler Kraftstoff (Diesel/LNG)			Biomethan								Strombasiertes Methan			
				Nawaro		Stroh		Org. Rest		Gülle		Max.		Min.	
	Diesel	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI
Vorkette	217	206	232	457	516	236	267	260	293	252	284	445	503	95	108
CO ₂	838	713	790	0		0		0		0		0		0	
CH ₄	0	22	27	22	27	22	27	22	27	22	27	22	27	22	27
N ₂ O	21	21	7	21	7	21	7	21	7	21	7	21	7	21	7

Tab. 9-4: Werte zu Abb. 6-8; THG-Emissionen [g CO₂-Äq./km] in GWP 20

	Fossiler Kraftstoff (Diesel/LNG)			Biomethan								Strombasiertes Methan			
				Nawaro		Stroh		Org. Rest		Gülle		Max.		Min.	
	Diesel	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI	HPDI	SI
Vorkette	230	319	360	457	516	236	267	260	293	252	284	445	503	95	108
CO ₂	838	713	790	0		0		-		-		-		-	
CH ₄	0	63	76	63	76	63	76	63	76	63	76	63	76	63	76
N ₂ O	21	21	7	21	7	21	7	21	7	21	7	21	7	21	7

Tab. 9-5: Werte zu Abb. 6-9; THG-Emissionen [g CO₂-Äq./kWh] in GWP 100

	Fossiler Kraftstoff									Fortschrittliches Biomethan							
	Diesel	LBSI		LPDF-4T		LPDF-2T		HPDF-2T		LBSI	LPDF-4T		LPDF-2T		HPDF-2T		
		niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch		niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	
Vorkette	150	133	133	131	131	127	127	121	121	151	151	149	149	144	144	136	136
CO ₂	575	423	423	418	418	404	404	388	388	0	0	3	3	3	3	20	20
CH ₄	0	75	171	114	231	63	150	6	9	70	160	106	216	59	140	6	8
N ₂ O	0	3	8	3	8	3	8	3	8	3	8	3	8	3	8	3	8

Tab. 9-6: Werte zu Abb. 6-10; THG-Emissionen [g CO₂-Äq./kWh] in GWP 100

	Fossiles LNG		Fortschrittliches Biomethan		Strombasiertes Methan			
	niedrig	hoch	niedrig	hoch	Max.*		Min.	
	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch
Vorkette	131	131	149	149	265	265	57	57
CO ₂	418	418	3	3	3	3	3	3
CH ₄	114	231	106	216	106	216	106	216
N ₂ O	3	8	3	8	3	8	3	8

Tab. 9-7: Werte zu Abb. 6-11; THG-Emissionen [g CO₂-Äq./kWh] in GWP 100

	Fossiles LNG		Erneuerbares LNG	
	Mittelwert	zusätzl. Maßnahmen	Mittelwert	zusätzl. Maßnahmen
Vorkette	123	123	111	111
CO ₂	418	418	3	3
CH ₄	173	43	161	40
N ₂ O	5	5	5	5

Tab. 9-8: Werte zu Abb. 6-12; THG-Emissionen [g CO₂-Äq./kWh] in GWP 20

	Fossiler Kraftstoff								Fortschrittliches Biomethan								
	Die- sel	LBSI		LPDF- 4T		LPDF- 2T		HPDF- 2T		LBSI		LPDF- 4T		LPDF- 2T		HPDF- 2T	
		nied- rig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	nied- rig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch	niedrig	hoch
Vor- kette	150	133	133	131	131	127	127	121	121	151	151	149	149	144	144	136	136
CO ₂	575	423	423	418	418	404	404	388	388	-	-	3	3	3	3	20	20
CH ₄	0	213	485	323	655	179	425	17	26	210	479	319	647	176	420	17	25
N ₂ O	0	3	8	3	8	3	8	3	8	3	8	3	8	3	8	3	8

Tab. 9-9: Werte zu Abb. 7-3; alternative Kraftstoffe und Energie [PJ] oder Energiebedarf im Straßenverkehr [PJ]

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biokraftstoffe aus Nawaro (FAME)	41	35	45	43	41	39	37	35	34	33	31
Biokraftstoffe aus Nawaro (Bioethanol)	20	18	25	41	45	43	41	39	37	35	33
Biokraftstoffe nach IX B	44	42	41	39	38	36	34	33	32	30	29
Strom in Straßenfahrzeugen	1	2	4	6	8	11	14	17	21	25	30
Wasserstoff in Straßenfahrzeugen	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	2
Fort. Biokraftstoffe (IX A, Mindestquote)	0	2	4	6	8	13	18	17	28	27	40
Fort. Biokraftstoffe (IX A, mit 2x)	0	0	0	0	9	18	31	69	53	72	87
PtL	0	0	0	0	0	0	0	1	32	41	50
Wasserstoff in Raffinerien	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
THG-MQ inkl. UER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ziel THG-MQ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energiebedarf im Straßenverkehr	2296	2205	2141	2056	1984	1884	1809	1734	1662	1592	1526

Tab. 9-10: Werte zu Abb. 7-8; CNG / LNG Einsatz in Lkw [PJ] und THG-Emissionen [kt CO₂-Äq.] in GWP 100

	Einsatz erneuerbares CNG/LNG	Einsatz fossiles CNG/LNG	THG (wirtschaftliches Potenzial)	THG (vollständig fossiles CNG/LNG)
2020	1,1	2,0	179,6	282,9
2021	3,3	3,8	370,5	636,7
2022	5,3	7,9	734,0	1205,7
2023	7,2	13,4	1200,0	1897,0
2024	17,8	8,8	1077,2	2261,1
2025	29,9	0,0	658,7	2323,4
2026	30,9	0,0	680,8	2401,3
2027	33,0	0,0	725,1	2557,6
2028	34,2	0,0	752,0	2652,4
2029	34,5	0,0	759,5	2679,1
2030	34,3	0,0	755,2	2663,8

Tab. 9-11: Werte zu Abb. 7-9; LNG Bunkermengen [PJ] oder THG-Emissionen [kt CO₂-Äq.]

	Bunkermengen fossiles LNG (TUHH Szenario)	Energetische Beimischung	THG (LNG Schiffe nicht HPDF-2T)	THG (LNG Schiffe HPDF-2T)	THG Szenario 10% (LNG Schiffe nicht HPDF-2T)	THG Szenario 10 % (LNG Schiffe HPDF-2T)
2020	0,08	10%	8	6	8	6
2021	0,15	10%	15	12	14	11
2022	0,21	10%	20	17	19	16
2023	0,28	10%	26	21	25	20
2024	0,35	10%	33	27	32	26
2025	0,41	10%	39	32	37	30
2026	2,96	10%	280	230	268	218
2027	5,38	10%	509	418	487	397
2028	7,53	10%	713	585	682	555
2029	9,69	10%	917	752	877	714
2030	12,27	10%	1161	952	1112	905