



Fokusheft im Projekt Pilot-SBG

INFRASTRUKTUR FÜR ERNEUERBARES METHAN IM VERKEHR

Erneuerbares Methan für den
Verkehr

Fokus Straßengüterverkehr
und Schifffahrt

Aktueller Stand
beim Infrastrukturausbau

INHALTSVERZEICHNIS

Übersicht	4
Hintergrund: Warum erneuerbares Methan im Verkehr?	5
Von der Produktion bis zur Verteilung	6
Produktion	6
Anaerobe Fermentation (Vergärung)	7
Methanisierung	8
Verflüssigung	9
Lagerung und Transport	11
Nutzung im Verkehr	12
Straßenverkehr	12
Schifffahrt	16
Herausforderungen bei Arbeitssicherheit, Umwelt- und Klimaschutz	18
Regulatorischer Rahmen	21
Das Vorhaben Pilot-SBG	22
Überblick Fokushefte 2023	23
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	26
Abbildungsverzeichnis	27
Tabellenverzeichnis	28
Literaturverzeichnis	29

IMPRESSUM

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
DE-04347 Leipzig
+49 (0)341 2434-112
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Autor:innen: Jörg Schröder, Stephanie Hauschild und Karin Naumann

Datum der Veröffentlichung: 19. Oktober 2023

Zitierempfehlung: Schröder, J.; Hauschild, S.; Naumann, K. (2023). *Infrastruktur für erneuerbares Methan im Verkehr: Fokusheft im Projekt Pilot-SBG*. Leipzig: DBFZ. 33 S. ISBN: 978-3-949807-01-5.
DOI: 10.48480/78kk-xp41

ISBN: 978-3-949807-01-5

DOI: <https://doi.org/10.48480/78kk-xp41>

Layout: Rico Ehrentraut, Max Hörügel

Die dieser Veröffentlichung zugrunde liegenden Arbeiten wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich beim Autor.

ÜBERSICHT

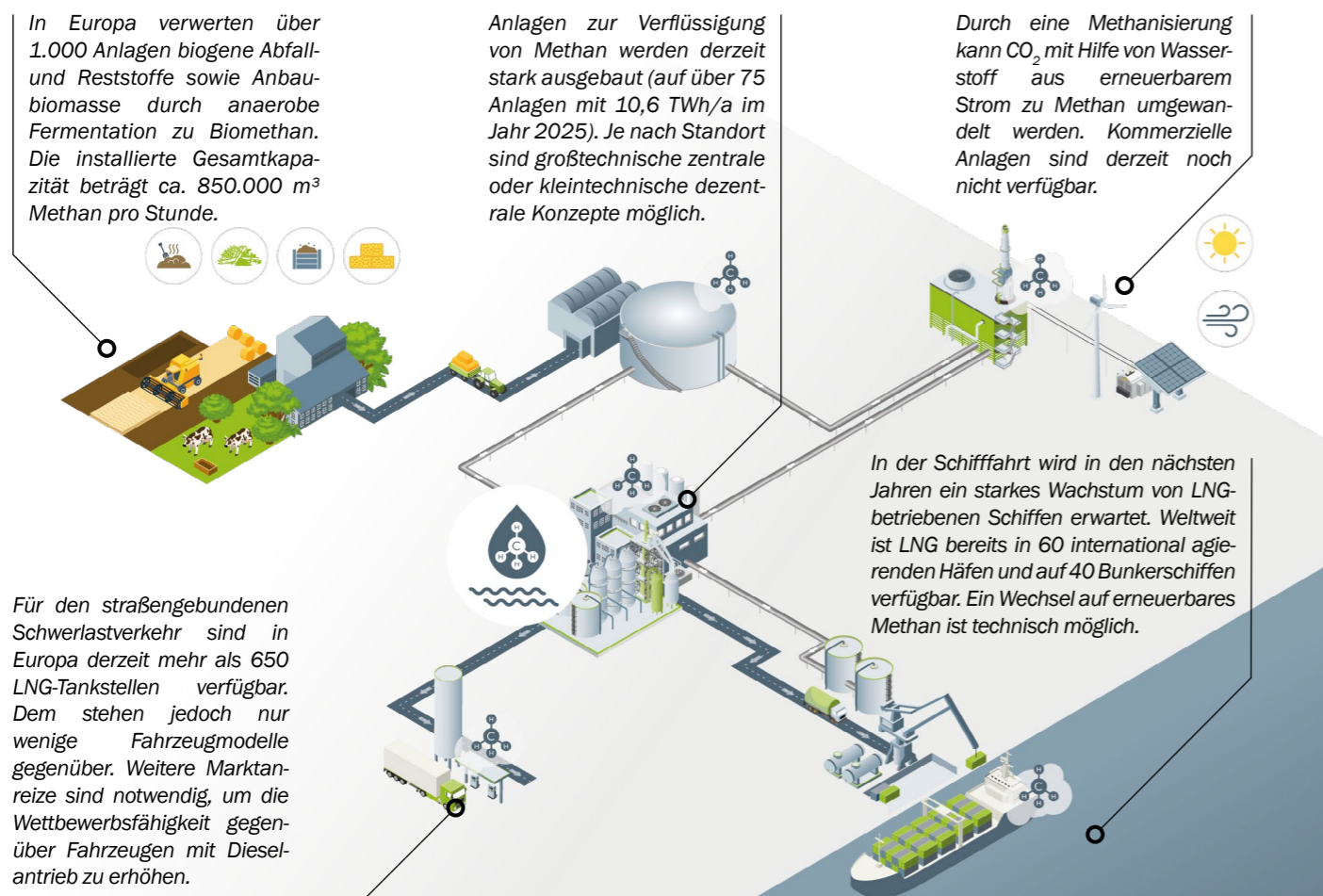
Der Ausbau einer Infrastruktur für erneuerbares LNG hat im Verkehrssektor bereits begonnen – insbesondere zahlreiche LNG-Tankstellen entlang der wichtigsten europäischen Verkehrswege wie auch die Möglichkeit zur Betankung von Schiffen sind entstanden. Bisher werden diese zumeist mit fossilem LNG bedient, denn der Ausbau der Kapazitäten zur Verflüssigung von erneuerbarem Methan sind nicht im gleichen Maße vorangeschritten. Hohe LNG-Preise, wie sie 2022 an den Tankstellen zu beobachten waren, können einen weiteren Ausbau der

Infrastruktur jederzeit zum Erliegen bringen. Unabhängig davon ist für die weitere Einführung des klimafreundlichen Kraftstoffs Methan ein Monitoring möglicher Methan-

emissionen sowie die Entwicklung und Umsetzung geeigneter Gegenmaßnahmen entlang der gesamten Infrastrukturkette unabdingbar.

Kernthemen des Fokusheftes

- ▶▶▶ Erneuerbares Methan für den Verkehr
- ▶▶▶ Fokus überregionaler Straßengüterverkehr und Schifffahrt
- ▶▶▶ Aktueller Stand beim Infrastrukturausbau
- ▶▶▶ Herausforderungen im Umgang mit Methan



HINTERGRUND: WARUM ERNEUERBARES METHAN IM VERKEHR?

Der Verkehr in Deutschland und in Europa muss sich in den kommenden Jahren grundlegend wandeln, um aktuelle und zukünftige Klima- und Umweltziele wie die Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen und damit seinen unverzichtbaren Beitrag zur Einhaltung des 1,5 °C-Ziels zu leisten. Die vorrangigen Hebel für eine nachhaltige Mobilität sind: (i) Verkehr vermeiden und (ii) Verkehr verlagern. Der Verkehr, der nicht vermieden oder verlagert werden kann, muss verbessert werden, indem die Ressourceneffizienz erhöht wird und die Emissionen reduziert werden. Beides kann durch effizientere Fahrzeuge und Antriebe sowie durch verbesserte Energieträger erreicht werden. Für eine ganzheitliche Betrachtung ist die Kombination beider Aspekte entscheidend. Insbesondere die Elektromobilität in Kombination mit erneuerbarem Strom verbessert den Verkehr, da sie die effizienteste Antriebsform ist und gleichzeitig keine Emissionen direkt am Fahrzeug verursacht. Die Bereiche Luft- und Schifffahrt sowie der schwere, überregionale Straßengüterverkehr können jedoch perspektivisch nicht oder nur in geringem Umfang elektrifiziert werden. Hier werden weiterhin flüssige Energieträger mit hohem Energiegehalt die Fahrzeuge antreiben. Flugzeuge

werden zukünftig mit nachhaltigen Treibstoffen (Sustainable Aviation Fuels, kurz SAF) betrieben. In der Schifffahrt und im Straßengüterverkehr stehen die erneuerbaren Alternativen wie Biodiesel (FAME), HVO-Diesel oder Fischer-Tropsch-Diesel, Wasserstoff, Methanol (für die Schifffahrt) und erneuerbares Methan in verflüssigter Form (erneuerbares LNG) im Vordergrund. Neben regulatorischen Vorgaben bzw. internationalen Abkommen gewinnen zunehmend auch gesellschaftliche Forderungen nach einer nachhaltigen Mobilität an Bedeutung. So werden insbesondere von Unternehmen mit direktem Endkundenkontakt nachhaltige Versorgungsketten gefordert. Allerdings ist die Umsetzung mit erneuerbaren Reinkraftstoffen insbesondere im überregionalen Straßengüterverkehr nicht trivial. Die naheliegendsten erneuerbaren Optionen HVO- und Fischer-Tropsch-Diesel sind in Deutschland aufgrund fehlender Nennung in der 10. BImSchV noch nicht zugelassen¹. Gleichzeitig wird Biodiesel/FAME (insbesondere aus Anbaubiomasse) politisch und gesellschaftlich nur

Tankinfrastruktur in Europa verfügt. Analoge gesellschaftliche Forderungen bestehen ebenfalls in der Schifffahrt, insbesondere in der Kreuzschifffahrt. Der Energiebedarf des schweren Straßengüterverkehrs lag 2019 in Deutschland bei ca. 550 PJ (eigene Berechnung auf Basis von [BMVI 2021; Heidt et al. 2019]). Zusätzlich wurden weitere 60 PJ für die Binnen- und Seeschifffahrt gebunkert [BMVI 2021]. Allein mit dem technischen Potenzial von LNG aus biogenen Rest- und Abfallstoffen kann dieser Bedarf zu einem großen Teil gedeckt werden. Eine Verdopplung des Potenzials ist wie beim Pilot-SBG-Konzept durch die Methanisierung des CO₂ aus dem Biogasprozess mit grünem Wasserstoff möglich. In Verbindung mit den hohen Treibhausgasminderungseffekten von erneuerbarem LNG stellt dieser Kraftstoff zumindest eine vielversprechende Zwischenlösung als Energieträger im Straßengüterverkehr und in der Schifffahrt dar, sofern ungewollte Methanemissionen auf ein Minimum reduziert werden [NPM 2019]. Grundsätzlich kann erneuerbares Methan neben dem Verkehrssektor auch im

„Erneuerbares Methan ist aktuell der erneuerbare Reinkraftstoff mit dem größten Treibhausgasminderungspotenzial, der kurzfristig eine Perspektive im Schwerlastverkehr bietet und in Deutschland genutzt werden darf.“

eingeschränkt akzeptiert. Erneuerbarer Wasserstoff ist bisher nicht verfügbar. Damit bleibt verflüssigtes Methan aktuell die einzige erneuerbare Alternative (perspektivisch auch HVO-Diesel, sobald die 10. BImSchV überarbeitet wurde), deren Kapazitäten kurzfristig ausbaubar sind, die in Deutschland zugelassen ist und die über eine gewisse Fahrzeug- und

Energiesektor (zur Wärme- und Stromerzeugung) sowie in der chemischen Industrie (als Ausgangsstoff für nachhaltige Produkte) eingesetzt werden. Vor dem Hintergrund einer defossilisierten Gesellschaft im Jahr 2045 werden sowohl alternative Nutzungsoptionen als auch eine gezielte Allokation der begrenzten Ressourcen zunehmend an Bedeutung gewinnen.

¹ Die Aufnahme der DIN EN 15940 in die 10. BImSchV wurde während der Erstellung des Fokusheftes von der Bundesregierung beschlossen, aber noch nicht verordnungsrechtlich umgesetzt.

VON DER PRODUKTION BIS ZUR VERTEILUNG

Erneuerbares Methan kann dem Verkehrssektor in Form von LNG auf verschiedenen Wegen zur Verfügung gestellt werden. Die Bereitstellungskette folgt dabei grundsätzlich den nachfolgenden Schritten (Abbildung 2):

- 1. Methanerzeugung:** biomassebasierte Produktion über anaerobe Fermentation oder über thermochemische Vergasung sowie strombasierte Erzeugung über die Methanisierung mittels grünen Wasserstoffes
- 2. Verflüssigung:** zentrale oder dezentrale Verflüssigung
- 3. Verteilung und Nutzung:** straßengebundener Schwerlastverkehr oder Schifffahrt

Spätestens nach der Verflüssigung des Methans ist die erforderliche Infrastruktur mit der von fossilem LNG vergleichbar.

Produktion

Die Produktion von erneuerbarem Methan erfolgt heute fast ausschließlich über den Weg der anaeroben Fermentation – die beiden oben genannten Alternativen sind derzeit noch im nichtkommerziellen Demonstrationsstadium. Die Europäische Kommission fordert in ihrem Maßnahmenplan REPowerEU einen Ausbau der jährlichen Biomethanproduktion auf 35 Mrd. m³ bis 2030, was gegenüber 2021 fast eine Verzehnfachung der Produktionskapazitäten erfordert [EBA 2022].

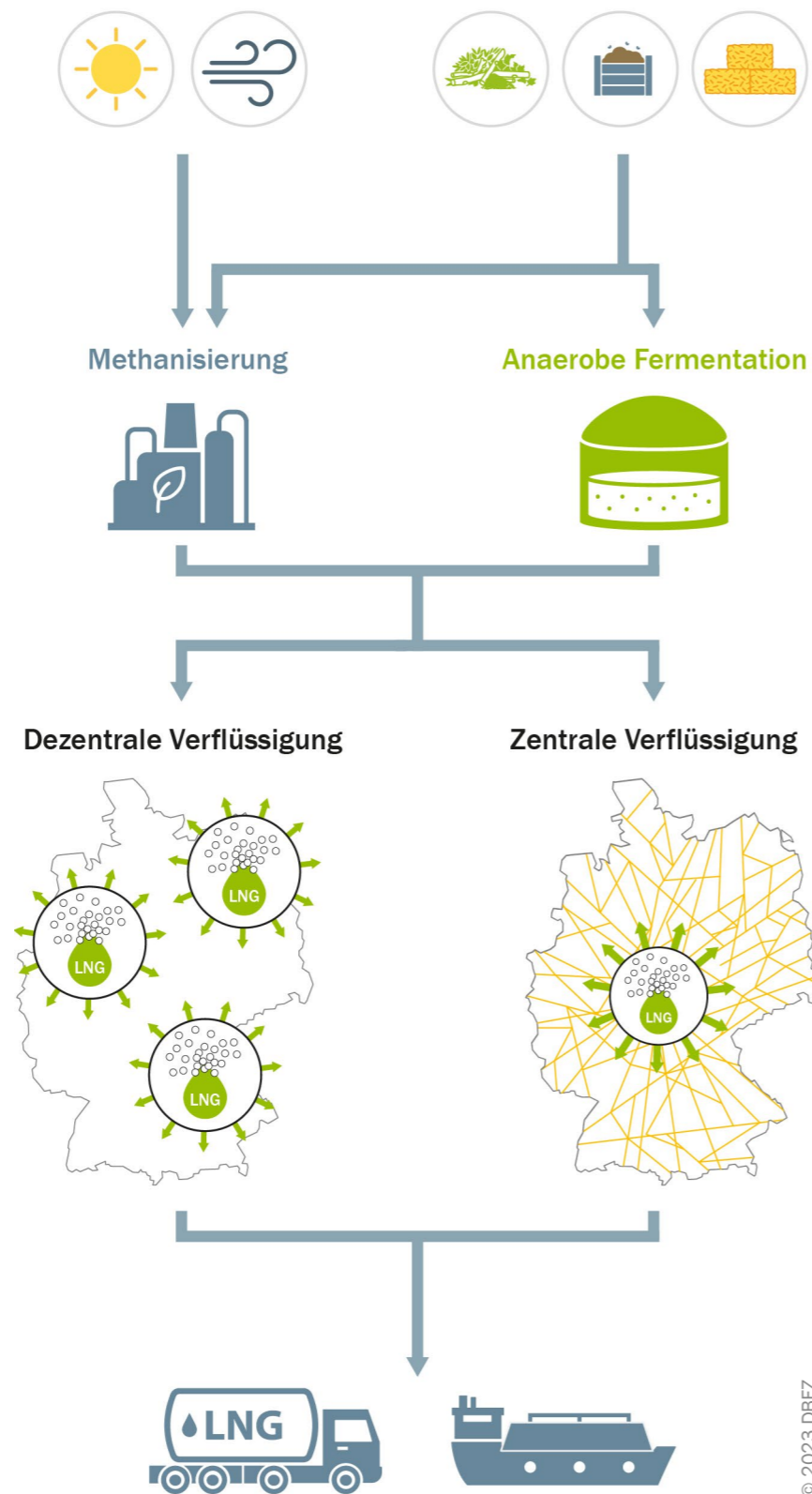


Abbildung 2: Ressourcen, Produktionspfade und Verteilung

Anaerobe Fermentation (Vergärung)

Beim biologischen Abbau organischer Ressourcen unter anaeroben (sauerstofffreien) Bedingungen entsteht Biogas, das hauptsächlich aus Methan und Kohlenstoffdioxid besteht. Die Umsetzung organischer Moleküle wie Proteine, Lipide und Kohlenhydrate erfolgt durch Mikroorganismen. Das so erzeugte Rohbiogas kann durch die Abtrennung des Kohlenstoffdioxids zu nahezu reinem Biomethan aufbereitet werden und in das Erdgasnetz eingespeist werden oder verflüssigt und komprimiert werden.

Die für die Biomethanproduktion geeigneten Ressourcen sind vielfältig und umfassen z. B. biogene Siedlungsabfälle, Klärschlamm, Abfälle aus der verarbeitenden Industrie, landwirtschaftliche Abfälle, lignocellulosehaltige Biomassen und Energiepflanzen [Hauschild et al. 2022]. Im Jahr 2021 waren in Europa 1.067 Biomethananlagen mit einer Gesamtkapazität von über 850.000 m³/h in Betrieb (Abbildung 3), davon befanden sich allein 238 Anlagen in Deutschland [EBA und GIE 2022; EBA 2022].

Der Großteil dieser Anlagen ist an das Erdgasnetz angeschlossen. Im Jahr 2021 wurden über diesen Weg mehr als 3,5 Mrd. m³ bzw. 37 TWh Biomethan produziert (Deutschland: 12 TWh) [EBA 2022]. Damit hat sich die Produktionsmenge in den vergangenen zehn Jahren mehr als versechsfacht (Abbildung 4).

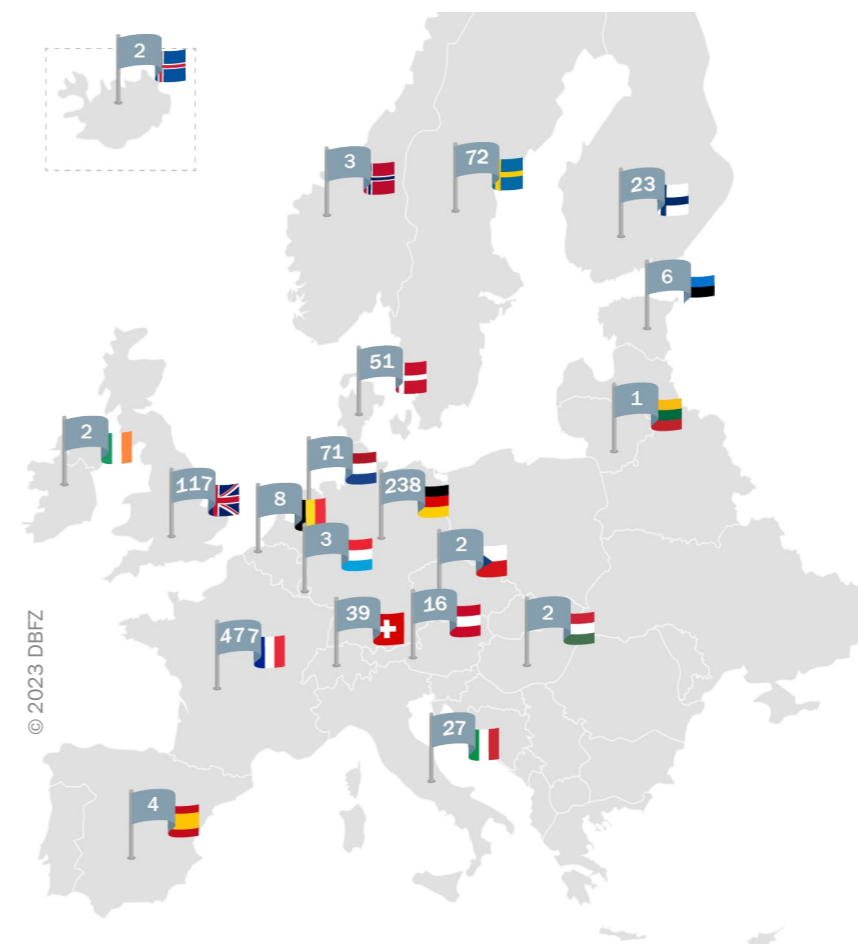


Abbildung 3: Bestand an Biomethananlagen in Europa [EBA 2022]



In den letzten zehn Jahren hat sich die Produktionsmenge an erneuerbarem Methan in Europa bereits versechsfacht. Die Europäische Union strebt einen weiteren Ausbau auf eine jährliche Menge von 35 Mrd. m³ Biomethan bis zum Jahr 2030 an.

Methanisierung

Die Methanisierung ist entweder eine heterogene katalytische Reaktion, bei der Kohlenstoffmonoxid oder Kohlenstoffdioxid durch Reaktion mit Wasserstoff thermochemisch in Methan und Wasser umgewandelt wird, oder eine biologische Reaktion, bei der Mikroorganismen die Umwandlung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff in Methan übernehmen. Bei der Herstellung von strombasiertem Methan wird Wasserstoff durch Elektrolyse von erneuerbarem Strom und Kohlenstoffdioxid z. B. aus erneuerbaren Quellen wie Biogas- und Biomethananlagen oder durch Abscheidung aus der Luft bereitgestellt. Alter-

nativ kann das Synthesegas für die Methanisierung auch aus geeigneter Biomasse durch thermochemische Vergasung erzeugt werden. [Hauschild et al. 2022]

Der technische Entwicklungsstand der Methanisierung ist abhängig vom spezifischen Verfahren und liegt aktuell zwischen einem Technology Readiness Level von 3 („Experimenteller Nachweis der Funktionsfähigkeit einer Technologie“) und 8 („Systemqualifizierung mit Nachweis der Funktionsfähigkeit“). Nach erfolgreichen Demonstrationen in den letzten Jahren fehlt vielfach noch der letzte Schritt zur

kommerziellen Anwendung. Das Interesse an der Technologie und Forschungsaktivitäten in diesem Bereich bleiben spürbar bestehen.

►► Weitere Informationen sind im Fokusheft Methanisierung zu finden.



Europäische Produktion an Biomethan in TWh

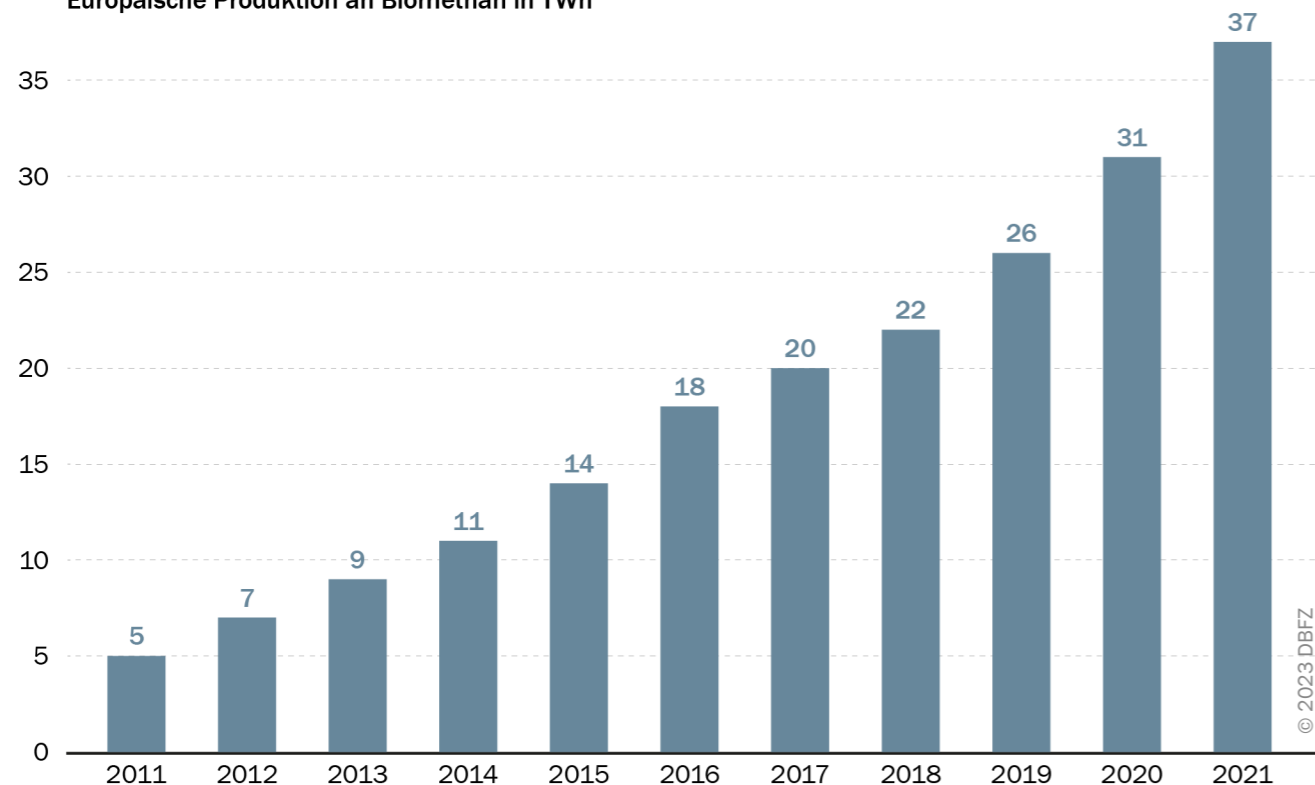


Abbildung 4: Biomethanproduktion in Europa [EBA 2022]



Abbildung 5: Flachbodentanks (flat-bottom tanks)

Verflüssigung

Wenn erneuerbares Methan zukünftig verstärkt als Energieträger im Verkehrssektor, insbesondere im überregionalen Schwerlastverkehr oder in der Schifffahrt, eingesetzt werden soll, ist eine Verflüssigung des Methans für diese Anwendung vorteilhaft. Durch die Verflüssigung erhöht sich die volumetrische Energiedichte um den Faktor 600, sodass deutlich kleinere Tankvolumina im Fahrzeug benötigt werden. Nur so können Reichweiten erreicht werden, die mit Dieselfahrzeugen vergleichbar sind.

Die Verflüssigung von Methan ähnelt im Prinzip der Verflüssigung von Erdgas und erfolgt durch Abkühlung des Gases. Die wesentlichen Unterschiede zwischen den Verfahren liegen in der Gaszusammensetzung, der Anlagenkapazität und der Versorgung [Capra et al. 2019]:

- Erdgas ist ein Gasgemisch aus Methan (Hauptbestandteil) und anderen Stoffen. Aus diesem Grund erfolgt die Kondensation der Erdgasbestandteile bei unterschiedlichen Temperaturen, während erneuer-

bares, also nahezu reines Methan bei einer annähernd konstanten Temperatur kondensiert (die Siedetemperatur von Methan liegt bei -162 °C unter atmosphärischem Druck).

- Zentrale Erdgasverflüssigungsanlagen haben eine Produktionskapazität von 1 bis 8 Mt/a [Tractebel Engineering 2015]. Sie werden aus dem Erdgasnetz gespeist, wobei bilanziell auch erneuerbares Methan Anrechnung finden kann, das zuvor an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist wurde.

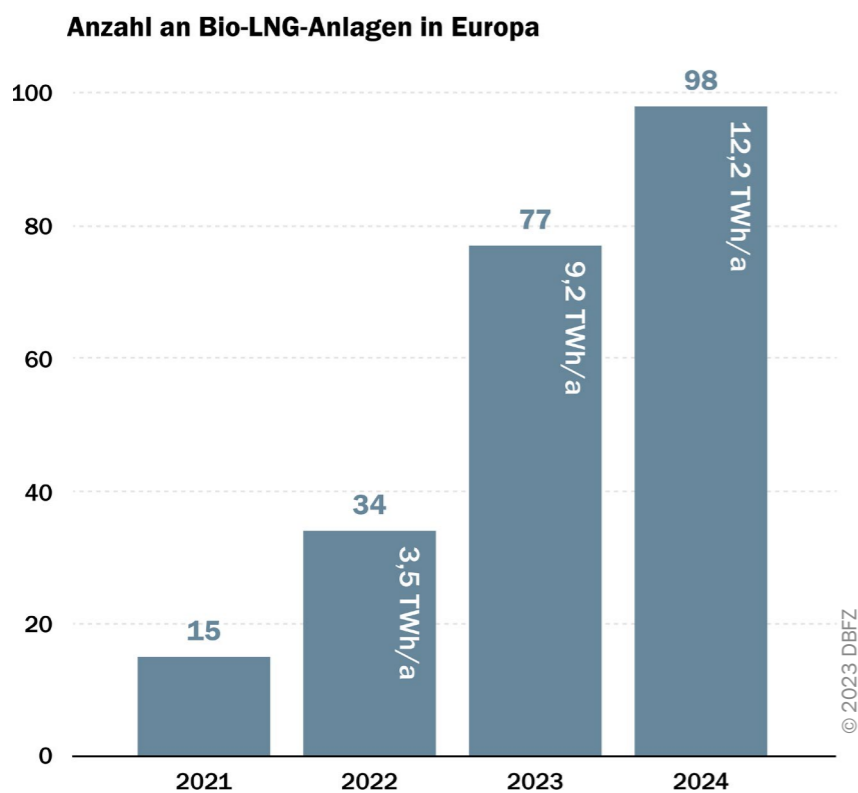
- Dezentrale Biomethanverflüssigungsanlagen sind abhängig von der Größe der Biomethananlage und liegen derzeit bei nur 0,001 bis 0,01 Mt/a [Capra et al. 2019]. Die Verflüssigung erfolgt in unmittelbarer Nähe zur Methanproduktion und wird ausschließlich mit erneuerbarem Methan versorgt.

Im Klein- bis nanoskaligen Bereich sind andere Technologien als bei großskaligen Erdgasverflüssigungsanlagen zu bevorzugen. Dies liegt daran, dass großskalige Technologien wie die Kaskadenverflüssigung für die Anwendung in kleinen Verflüssigungsanlagen weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll sind [Baccioli et al. 2018]. Dabei spielen insbesondere der spezifische Energieverbrauch und Faktoren wie Komplexität, Kompaktheit, Flexibilität sowie Betrieb und Wartung der Anlage eine wichtige Rolle. Relevante Technologien im Klein- bis nanoskaligen Bereich sind der Mixed Refrigerant Cycle, Gas Expansion Cycle, Linde Cycle, Stirling Refrigeration und Cryogenic Liquid Vaporization.

Die Eignung einer zentralen oder dezentralen Verflüssigung hängt für den jeweiligen Standort von einer Vielzahl von Kriterien ab (Tabelle 1). Die 15 in Europa realisierten Biomethanverflüssigungsanlagen können dem dezentralen Konzept zugeordnet werden. Weitere Bio-LNG-Anlagen befinden sich bereits in der Projektierung und Umsetzung, darunter eine zentrale Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 1,5 TWh/a im Shell Energy and Chemicals Park Rheinland. Bis 2025 sollen insgesamt rund 100 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 12,4 TWh in Europa installiert sein (Abbildung 6). [EBA 2022; Shell 2022]

Tabelle 1: Merkmale der zentralen oder dezentralen Verflüssigung [Kralemann 2021]

	Zentrale Verflüssigung	Dezentrale Verflüssigung
Technische Aspekte	<ul style="list-style-type: none"> Getrennte Gasaufbereitung und Verflüssigung 	<ul style="list-style-type: none"> Kombinierte Gasaufbereitung und Verflüssigung möglich Hohe Gasqualität
Ökonomische Aspekte	<ul style="list-style-type: none"> Geringe Verflüssigungskosten Betrieb durch Großakteur Ausgleich von Lieferschwankungen 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Verflüssigungskosten Betrieb durch Biogasanlagenbetreiber (Investitionen, technisches Risiko, Vertriebsaufwand)
Infrastruktur und Markt	<ul style="list-style-type: none"> Nutzung des Gasnetzes erforderlich Zentraler Vertrieb des Produkts 	<ul style="list-style-type: none"> Regionale Wertschöpfungskette Ggf. Verzicht auf Gasnetzanschluss Standorte außerhalb des Einzugsbereichs von zentralen Verflüssigungsanlagen möglich



►► Weiterführende Informationen zur Methanverflüssigung sind dem Fokusheft Verflüssigung zu entnehmen.

Abbildung 6: Bio-LNG-Anlagen im Bestand, Bau und Planung, Stand Ende 2021 [EBA 2022]

Lagerung und Transport

Bevor erneuerbares LNG im Verkehr eingesetzt werden kann, muss es von der Produktionsstätte zum Bestimmungsort transportiert werden. Je nach Einsatzgebiet und Entfernung zwischen Produktionsstätte und Bestimmungsort erfolgt die Verteilung per Schiff, Bahn oder Lkw (Abbildung 8). Die größte Herausforderung bei der Lagerung und dem Transport von erneuerbarem LNG ist der Wärmeeintrag aus der Umgebung in die tiefkalte Flüssigkeit, der zu Abdampfverlusten (Boil-Off-Gas, BOG) des flüssigen Methans führt. Das Boil-Off-Gas darf aus ökologischen Gründen nicht in die Umwelt gelangen und muss durch technische oder organisatorische Maßnahmen vermieden oder behandelt werden.

Die Lagerung von erneuerbarem LNG an den Verflüssigungsanlagen erfolgt entweder in Flachbodentanks (flat-bottom tanks), mit einem Fassungsvermögen von mehreren 10.000 m³ [Corban Energy Group 2022c] oder in Lagertanks (bulk storage tanks) mit einem Fassungsvermögen von weniger als 1.000 m³ [Corban Energy Group 2022a]. Bei beiden Systemen ist es für eine maximale Effizienz wichtig, dass ihre Größe an die Kapazität der Verflüssigungsanlage angepasst ist. Die Boil-Off-Rate ist mit 0,01 bis 0,12 Massenprozent pro Tag gering und das entweichende Methan kann relativ einfach aufgefangen und weiterverarbeitet werden [Khan et al. 2020].



Abbildung 7: ISO-Tankcontainer als Sattelaufleger

Der anschließende Transport des erneuerbaren LNG erfolgt in der Regel per Lkw oder Schiff von der jeweiligen Produktionsstätte zur Tankstelle bzw. zum Endverbraucher. Als Transportbehälter für den Straßentransport haben sich kryogene ISO-Tankcontainer bewährt, die für die Lagerung von bis zu 40 m³ erneuerbarem LNG optimiert sind. Das schlechte Oberflächen-Volumen-Verhältnis der Tankcontainer (geringes Volumen bei großer Oberfläche) führt jedoch zu einem hohen Wärmeeintrag in das System und erfordert eine entsprechend aufwendige Isolierung, um das Boil-Off-Gas so gering wie möglich zu halten. Das Boil-Off-Gas wird zusätzlich bis zu einem Überdruck von 8 bis 18 bar im Container gespeichert. Je nach Füllstand, zulässigem Überdruck und Wärmeeintrag können so Lagerzeiten von einigen Wochen erreicht werden. [DVGW 2021; Corban Energy Group 2022b]

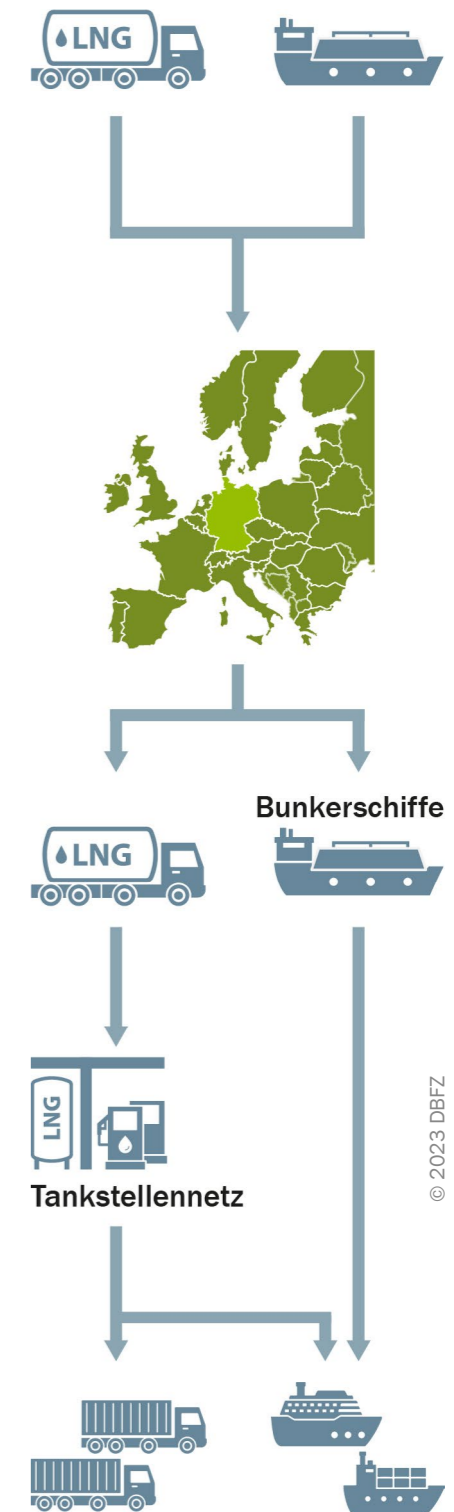


Abbildung 8: Transport, Verteilung und Nutzung von erneuerbarem LNG

Der Transport per Schiff erfolgt in der Regel in speziell für LNG konzipierten Schiffen mit Kugel- oder Membrantanks. Während Bunkerschiffe, die als Transport- und Tankschiffe in küstennahen Gewässern oder Binnengewässern eingesetzt werden, nur wenige 1.000 m³ LNG laden

können [Nonnenmann 2019], sind LNG-Tanker mittlerweile mit einer Kapazität von bis zu 266.000 m³ verfügbar [Marine Insight 2021]. Bei beiden Schiffstypen wird das Boil-Off-Gas rückverflüssigt oder als Brennstoff für den Schiffsantrieb genutzt.

Die Lagerung von erneuerbarem LNG erfolgt an den Tankstellen in Lagertanks mit einem Fassungsvermögen bis zu 100 m³ oder an mobilen Tankstationen direkt in den ISO-Tankcontainern. In Häfen werden alternativ auch die größeren Flachbodentanks zum Bunkern genutzt.

NUTZUNG IM VERKEHR

Erneuerbares LNG eignet sich für die Schifffahrt und für den schweren, überregionalen Straßengüterverkehr. Der größere Bedarf an erneuerbaren Energieträgern besteht im Straßengüterverkehr. Während in der Schifffahrt langfristig von der Notwendigkeit an flüssigen Energieträgern ausgegangen wird, findet auf deutscher und europäischer Ebene eine im Ausgang noch offene Diskussion über geeignete Antriebsarten und Energieträger im schweren Straßengüterverkehr statt. Beide Bereiche agieren in hohem Maße international, entsprechend herausfordernd, aber auch erforderlich sind harmonisierte Strategien und Maßnahmen in der Umsetzung. Dennoch ist (fossiles) LNG für beide Segmente bereits heute eine ernsthafte Option.

07/2023 sind in Europa ca. 675 LNG-Tankstellen in Betrieb oder in Planung, davon allein 172 in Deutschland [NGVA Europe 2023]. Insbesondere in Ländern wie Italien, Spanien und Frankreich können in

der Regel LNG-Tankstellen gleichzeitig auch CNG-Fahrzeuge versorgen (L-CNG Tankstellen). Der Ausbau wurde vor allem durch die europäische Richtlinie zum Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe



Abbildung 9: Anzahl an LNG-Tankstellen in Europa [NGVA Europe 2023].

Straßenverkehr

Tankstellennetz: Seit 2020 sind in Europa zahlreiche LNG-Tankstellen entlang der innereuropäischen Transitrouten entstanden. Zusätzlich haben sich in einigen Regionen auch lokale Tankstellennetze etabliert, sodass LNG als Kraftstoff auch abseits der großen Fernstraßen angeboten werden kann. Mit Stand

[2014/94/EU] vorangetrieben. Eine öffentlich zugängliche LNG-Tankstelle kostet im Bau zwischen 750.000 und 1.000.000 EUR [Bode 2020; Westfalen AG 2022] und besteht im Wesentlichen aus Komponenten wie Anschlussstelle für den Tankwagen, LNG-Lagertank, Zapfsäule mit Schläuchen und Kupplungen sowie Mess- und Sicherheitseinrichtungen.

Fahrzeuge: In den letzten Jahren hat sich in Europa (EU-27) trotz höherer Anschaffungskosten ein kleiner Bestand von ca. 8.600 LNG-betriebenen Straßenfahrzeugen entwickelt [EC 2023]. Experten erwarteten vor der Energiekrise im Jahr 2022 einen Zuwachs auf bis zu 280.000 Fahrzeuge im Jahr 2030 [EBA et al. 2022]. Im Wesentlichen wird diese Antriebsart bei schweren Lastkraftwagen und Sattelzugmaschinen (beides EG-Fahrzeugklasse N3) eingesetzt. Die europäischen Länder, mit den meisten gemeldeten LNG-betriebenen Fahrzeugen, sind Italien, Spanien und die Niederlande. Es haben sich dabei zwei unterschiedliche Motorenkonzepte etabliert [Shell 2019]:

- Gasmotor mit Fremdzündung (SI-Motor) und
- Dual-Fuel-Motor mit Hochdruckdirekteinspritzung (HPDI-Motor).

Charakteristische Merkmale der SI-Motoren sind die Vormischung von Verbrennungsluft und Kraftstoff im Saugrohr, die Fremdzündung des Luft-Kraftstoff-Gemisches im Brennraum durch eine Zündkerze, die Verbrennung unter stöchiometrischen Luftverhältnissen sowie ein Dreivegekatalsator zur Abgasnachbehandlung. Methan mit

seiner geringen Neigung zur Selbstentzündung bzw. sehr hohen Oktanzahl (> 110) ist für dieses Verbrennungskonzept besonders geeignet. Insbesondere die einfache Gemischaufbereitung und einfache Abgasnachbehandlung können bei diesem Konzept zu einer vergleichsweise kosteneffizienten Herstellung führen und teilweise den höheren Aufwand der LNG-Tanktechnologie kompensieren. Allerdings ist der Wirkungsgrad von SI-Motoren aufgrund der Druckverluste im Ansaugtrakt und der begrenzten Verdichtung des Luft-Kraftstoff-Gemisches geringer als bei konventionellen Lkw-Dieselmotoren. Zudem führt das Anforderungsprofil schwerer Straßengüterfahrzeuge zu weiteren Leistungsverlusten, sodass sich insgesamt ein um ca. 18 % höherer Energiebedarf im Vergleich zu Lkw-Dieselmotoren ergibt. [Shell 2019]

Im Gegensatz zu SI-Motoren basieren HPDI-Motoren auf dem Dieselmotor, d. h. die Verbrennung des Luft-Kraftstoff-Gemisches erfolgt im Brennraum durch Selbstentzündung eines zündwilligen

Kraftstoffs. Da Methan diese Eigenschaft nicht besitzt, muss ein zündwilliger Hilfskraftstoff diese Funktion übernehmen, z. B. Diesel oder erneuerbare Alternativen wie Biodiesel (FAME) oder HVO-Diesel. HPDI-Motoren nutzen zur Effizienzsteigerung sehr hohe Verdichtungsverhältnisse mit hohen Brennraumdrücken. So wird das verdampfte LNG mit ca. 300 bar in den Brennraum injiziert. Das Verbrennungskonzept wirkt sich insgesamt positiv auf den Wirkungsgrad des Motors aus und ist mit einem ca. 4 % höheren Energiebedarf in etwa vergleichbar mit konventionellen Lkw-Dieselmotoren. Das im Vergleich zu SI-Motoren aufwendige Verbrennungskonzept und die aufwendige Abgasnachbehandlung wirken sich jedoch nachteilig auf die

i
Es sind mittlerweile über 675 LNG-Tankstellen in Europa in Betrieb sowie fünf verschiedene Fahrzeugmodelle im Portfolio der Nutzfahrzeughersteller.

Tabelle 2: Übersicht zu Kosten- und Verbrauchsdaten von Diesel- und LNG-Sattelzugmaschinen [Shell 2019; Wietschel et al. 2019; Liqvis 2023]

	Diesel	LNG (SI-Motor)	LNG (HPDI-Motor)
Kosten			
Beschaffung	120.000 EUR	150.000 EUR	160.000 EUR
Wartung	0,15 EUR/km	0,17 EUR/km	0,17 EUR/km
Verbrauch			
LNG	0	0,27 kg/km	0,22 kg/km
Diesel	0,30 L/km	0	0,02 L/km
AdBlue	0,02 L/km	0	0,02 L/km

Herstellungskosten aus. [Shell 2019] Die geringen Stückzahlen in der Produktion sowie die aufwendige Technik (Verbrennungsmotor und Tanksystem) führen heute zu Mehrkosten in Höhe von 30.000 EUR (SI-Motoren) bis 40.000 EUR (HPDI-Motoren) in der Anschaffung gegenüber einem etablierten Diesel-Lkw [Shell 2019]. Um wirtschaftlich konkurrenzfähig zu sein, müssen diese Mehrkosten durch geringere Betriebskosten oder Marktanreize (wie z. B. Förderprogramme in der Beschaffung oder reduzierte Energiesteuer und Maut) kompensiert werden. Abbildung 10 zeigt die wirtschaftlichste Antriebsvariante in Abhängigkeit von der jährlichen

Fahrleistung, dem Kraftstoffpreis und dem Diesel-Referenzpreis für eine Nutzungsdauer von fünf Jahren. Folgendes ist dabei ersichtlich:

1. Niedrige LNG-Preise und niedrige Fahrleistungen sind bei gleichzeitig hohen Dieselpreisen optimal für den Einsatz von LNG-Fahrzeugen mit SI-Technologie.
2. Hohe Jahresfahrleistungen (ab ca. 120.000 km/a) sind vorteilhaft für LNG-Fahrzeuge mit HPDI-Technologie sind.
3. Sehr hohe LNG-Preise verhindern den wirtschaftlichen Einsatz von LNG-betriebenen Fahrzeugen.

Bis 120.000 km/a kann je nach LNG- bzw. Dieselpreis auch ein LNG-Fahrzeug mit HPDI-Technologie wirtschaftlicher als ein dieselbetriebenes Fahrzeug sein, jedoch mit geringeren Einsparpotenzialen als ein Fahrzeug mit SI-Technologie. Dies ist vor allem auf die höheren Fahrzeuginvestitionen bei der Anschaffung zurückzuführen. Gleichzeitig ist die Sensitivität gegenüber dem Dieselpreis sehr hoch. Während bei Dieselpreisen von deutlich über 2 EUR/L der Einsatz eines LNG-Fahrzeugs zunehmend zu einer Kostenreduktion führt, ist bei Dieselpreisen von unter 1,50 EUR/L der wirtschaftliche Einsatz von LNG-Fahrzeugen mit deutlich höheren

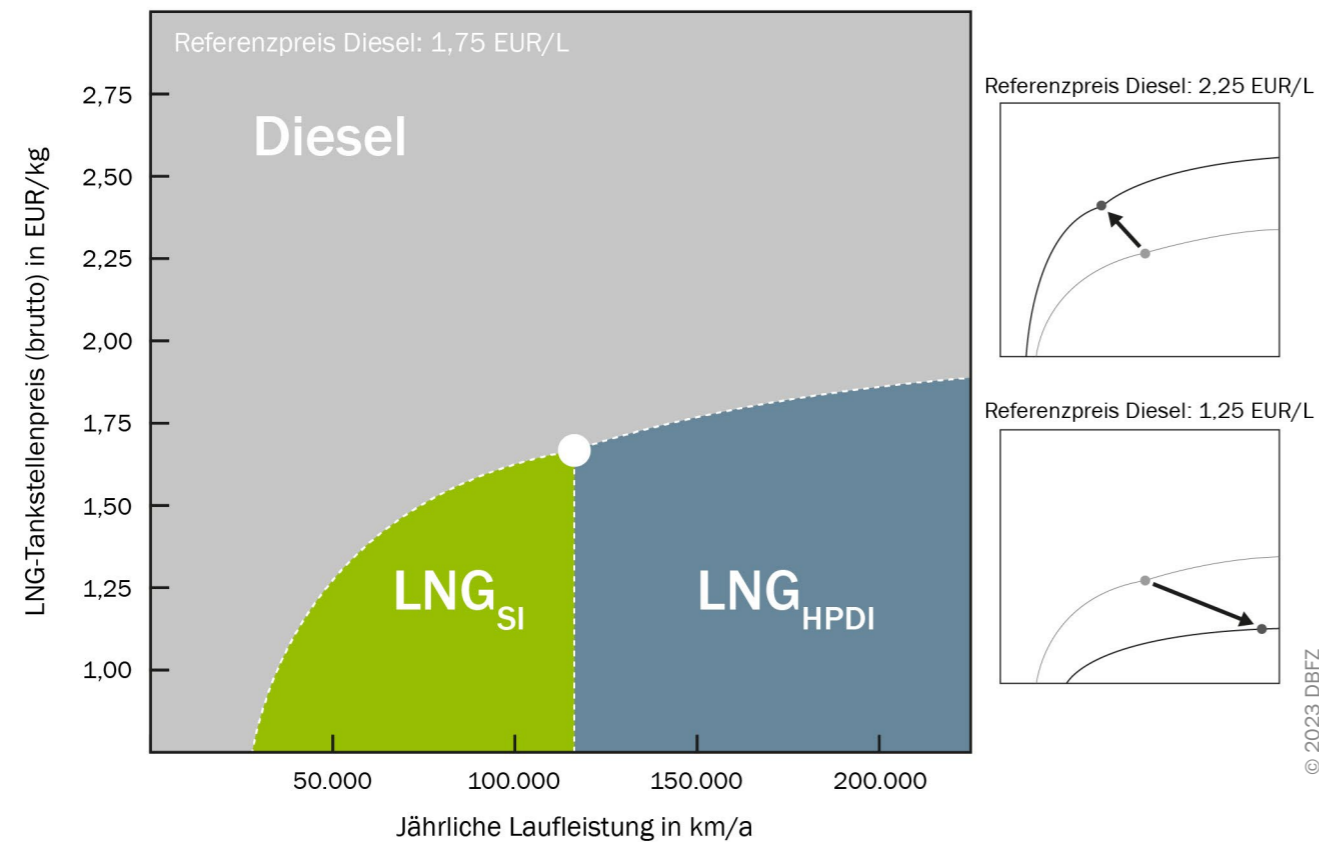


Abbildung 10: Darstellung der kosteneffizientesten Antriebsoption in Abhängigkeit von LNG-Tankstellenpreis, jährlicher Laufleistung und Dieselpreis, Hinweis: Tankstellenpreise inkl. Mehrwertsteuer, Abschreibungszeitraum: 5 Jahre, Zinsen bei Kreditfinanzierung: 8 % p.a., AdBlue-Kosten: 1,19 EUR/L

Risiken behaftet, insbesondere bei Fahrzeugen mit HPDI-Technologie.

Derzeit befinden sich fünf LNG-betriebene Sattelzugmaschinen im Portfolio der verschiedenen europäischen Anbieter. Davon sind drei mit der SI-Technologie und zwei mit der HPDI-Technologie ausgestattet [Zukunft Gas 2023].



Abbildung 11: Bio-LNG Tankstelle

Werkstätten: Aufgrund der neuen Antriebsvarianten müssen ebenfalls Werkstätten den neuen Anforderungen Rechnung tragen und teilweise ihre Arbeitsstätten anpassen und das Personal entsprechend schulen.

Insbesondere bei Arbeiten am Gassystem wie z. B. Service- und Wartungsarbeiten, Abklemmen von gasführenden Teilen und Entleeren bzw. Entspannen des LNG-Tankbehälters müssen die Gefährdungen in den Werkstätten neu bewertet werden. Ein weiterer Schwerpunkt der Betrachtung muss das Boil-Off-Management des Tanksystems sein, da bei Wartungsarbeiten oftmals mit längeren Stillstandszeiten zu rechnen ist.

Ein Leitfaden für Kfz-Werkstätten zu Sicherheitsvorkehrungen beim Umgang mit LNG-Fahrzeugen wird von der Akademie des Deutschen Kraftfahrzeuggewerbes zur Verfügung gestellt [TAK 2020].

Alternativen: Viele Fahrzeuge im Straßenverkehr werden perspektivisch elektrifiziert – vor allem Pkw, leichte Nutzfahrzeuge sowie Fahrzeuge des

ÖPNV und des kommunalen oder regionalen Güterverkehrs. Bei den mittelschweren und schweren Fahrzeugen im Güterverkehr (EG-Fahrzeugklassen N2 und N3) gibt es derzeit noch keine klare Tendenz, dass sich ein einzelnes Antriebskonzept durchsetzen wird. So stehen für die beiden Fahrzeugklassen aktuell folgende Fahrzeugkonzepte zur Diskussion:

- Elektroantrieb mit Batterie für Reichweiten unter 500 km,
- Elektroantrieb mit Oberleitung,
- Brennstoffzellen-Elektroantrieb oder Wasserstoffverbrennungsmotor
- Verbrennungsmotor mit erneuerbarem LNG oder
- Verbrennungsmotor mit flüssigen erneuerbaren Energieträgern wie Biodiesel (FAME), HVO- und Fischer-Tropsch-Diesel.

Ein rein batterieelektrischer Antrieb ist in diesem Fahrzeugsegment mit Fahrleistungen von mehr als 500 km/d mit dem heutigen Stand der Technik nur schwer realisierbar, da die verfügbaren Batteriekapazitäten und die notwendigen Ladezeiten dem aktuellen Trend der „Just-in-time“-Versorgung entgegenstehen. Neben den verfügbaren Fahrzeugen ist auch ein europaweites Tankstellen- und Werkstattnetz notwendige Voraussetzungen für die Transformation hin zu erneuerbaren Antrieben. Unter Berücksichtigung dieser Kriterien werden heute vor allem Verbrennungsmotoren mit flüssigen erneuerbaren Energieträgern und erneuerbarem LNG favorisiert. Insbesondere HVO-Diesel wird bereits heute in vielen europäischen Ländern als Reinkraftstoff an Tankstellen, perspektivisch auch in Deutschland¹, angeboten und erfordert gleichzeitig keine neue Infrastruktur.

¹ Die Aufnahme der DIN EN 15940 in die 10. BImSchV wurde während der Erstellung des Fokusheftes von der Bundesregierung beschlossen, aber noch nicht rechtsverbindlich umgesetzt.

Schifffahrt

Bunkerung: Die internationale Verflechtung ist in der Schifffahrt deutlich ausgeprägter als im Straßen-güterverkehr. Hier muss auf transkontinentaler Ebene in den Start- und Zielhäfen eine entsprechende Infrastruktur für erneuerbare bzw. alternative Schiffsbrennstoffe vorhanden sein. Gleichzeitig können auch die benötigten Mengen im Einzelfall um ein Vielfaches höher sein als bei LNG-Strasentankstellen. Jedoch sind die Anzahl der Schiffe und Häfen, die perspektivisch mit erneuerbaren Brennstoffen versorgt werden müssen, deutlich geringer. Neben der klassischen Bebungung im Hafen (Shore-to-Ship Loading) können einzelne Schiffe oder Häfen mit geringem LNG-Bedarf auch über alternative Konzepte via Bunkerschiffe (Ship-to-Ship Loading) oder via Lkw (Truck-to-Ship Loading) versorgt werden. [Shell 2019]

Wenngleich fossiles LNG bereits entlang der wichtigsten internationalen Handelsrouten verfügbar ist, sind weitere Investitionen in die Häfen und deren Infrastrukturen erforderlich, um die erwartete weltweite Nachfrage nach erneuerbaren Schiffsbrennstoffen zu decken. Mit Stand 2022 wird (fossiles) LNG in etwa 60 internationalen Häfen (davon 30 in Europa) als Schiffsbrennstoff gelagert. Zusätzlich sind 42 Bunkerschiffe für die Ship-to-Ship-Betankung im Einsatz. Davon befinden sich 30 Häfen und 25 Bunkerschiffe in Europa. Weitere 30 Binnenhäfen oder



Abbildung 12: LNG-Tanker mit Kugeltanks

kleinere Küstenhäfen verfügen über eine Möglichkeit zur LNG-Betankung. [DNV 2022a; Sea-LNG Ltd. 2020]

Fahrzeuge: Es befinden sich derzeit weltweit ca. 350 LNG-betriebene Schiffe im Bestand (davon 60 % weltweit und 20 % ausschließlich in Europa im Einsatz). Weitere 500 Schiffe sind bereits bestellt und werden bis 2028 in Betrieb gehen. Zusätzlich sind ca. 150 Schiffe als „LNG-ready“ eingestuft – das bedeutet, dass sie für den Betrieb mit LNG geeignet sind, derzeit aber noch mit konventionellen Brennstoffen betrieben werden. Typische Schiffstypen sind Containerschiffe¹, RoRo-Schiffe², Chemikalienanker und Rohöltanker. [DNV 2022a]

Ähnlich wie bei Lkw und Sattelzugmaschinen sind verschiedene Motorenkonzepte mit unterschiedlicher Effizienz in Anwendung. Grundsätzlich ist bei modernen Schiffsantrieben zwischen langsam laufenden Zweitaktmotoren und mittelschnell

laufenden Viertaktmotoren zu unterscheiden. Bei großen Schiffen mit hohem Platzangebot (z. B. Container-, Bulk³- oder Tankerschiffe⁴) werden aufgrund ihrer Effizienz in der Regel Zweitaktmotoren (Wirkungsgrad über 50 %) bevorzugt. Bei Schiffen mit begrenztem Platzangebot (z. B. Fähren oder Schlepper) oder hoher betrieblicher Flexibilität (Kreuzfahrtschiffe) werden hingegen Wirkungsgradverluste der kompakten Viertaktmotoren in Kauf genommen. Darüber hinaus werden die eingesetzten Antriebskonzepte meist als „Dual Fuel“-Konzepte ausgelegt, d. h. die wechselweise Versorgung des Verbrennungsmotors mit LNG oder Diesel/Schweröl wird ermöglicht. Damit wird einerseits eine maximale Flexibilität bei lückenhafter Infrastruktur erreicht, andererseits müssen zwei Brennverfahren realisiert werden. [Shell 2019] Bei heutigen LNG-betriebenen Schiffen kommen folgende Antriebskonzepte zum Einsatz [Shell 2019; Timmerberg et al. 2021]:

- LPDF-Zweitakt- und Viertaktmotoren (Low pressure dual fuel), bei denen das Luft-Gas-Gemisch im Ansaugtrakt vorgemischt wird,
- HPDF-Zweitaktmotoren (High pressure dual fuel), bei denen das komprimierte Gas direkt in den Brennraum eingedüst wird und
- Gasmotoren mit Fremdzündung.

Abgasseitig weisen HPDF-Motoren die geringsten Methanemissionen (Methan ist eines der bedeutendsten Klimagase) auf, gefolgt von reinen Gasmotoren. Dagegen sind die Stickoxidemissionen bei den HPDF-Motoren am höchsten einzuschätzen. Schwefel- und Partikelemissionen spielen beim Einsatz von LNG keine wesentliche Rolle. [Shell 2019]

Neben den hohen Betriebskosten stellt die Lagerung von LNG im Schiff eine zusätzliche Herausforderung für den Einsatz als Schiffsbrennstoff dar. Während flüssige Brennstoffe unter Umgebungsbedingungen in der Regel platzsparend im Schiffsrumpf gelagert werden, können bei LNG aufgrund der aufwendigen Isolierung des tiefkalten Brennstoffs nur speziell geformte (z. B. zylindrische) Tankbehälter eingesetzt werden. Diese haben einen bis zu vierfach höheren Platzbedarf, um vergleichbare Reichweiten zu ermöglichen, und passen nicht in die etablierten Brennstofftanks im Schiff [Shell 2019]. Bei vielen Schiffstypen ist der zur Verfügung stehende Raum jedoch stark begrenzt, sodass ein Um- oder Neubau häufig nur mit Einschränkungen des nutzbaren Volumens für die eigentliche Ladung einhergeht, oder neue Konzepte für Lagerung geschaffen werden müssen.

Alternativen: Die Beschlüsse der Internationalen Seeschiffahrtsorganisation (IMO), den Schwefelgehalt von Schiffsbrennstoffen in internationalen Gewässern ab dem 1. Januar 2020 auf 0,5 Massenprozent zu begrenzen, sowie das vereinbarte Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 zu halbieren, bedeuten, dass die zukünftige Schiffsflotte ein breiteres Spektrum an Schiffsbrennstoffen, Antriebskonzepten und Energieeffizienzmaßnahmen benötigt. Dabei bringen alle alternativen Brennstoffoptionen Vorteile und Herausforderungen mit sich. Voraussetzung für die Einführung eines neuen Brennstoffs ist die Verfügbarkeit ausreichender Produktions- und Distributionsanlagen sowie eine angemessene Bunkerinfrastruktur. Darüber hinaus erfordern neue Brennstoffe in vielen Fällen umfangreiche Modifikationen an Bord, die die Komplexität und die Kosten erhöhen werden. Als perspektivisch erneuerbare Optionen sind heute vor allem nachfolgende Energieträger in der Diskussion [DNV 2022b]:

- Biodiesel/FAME, HVO- und Fischer-Tropsch-Diesel als Dieselsubstitute,

- Methanol als Dual-Fuel-Brennstoff,
- Methan als LNG-Substitut,
- Flüssiggas,
- Wasserstoff in komprimierter oder verflüssigter Form und
- Ammoniak in verflüssigter Form.

Für Fähren, Binnenschiffe oder andere Kurzstreckenschiffe könnten auch batteriebetriebene Schiffe eingesetzt werden [Mottschall et al. 2021]. Dieser Prozess der Diversifizierung wird durch die zukünftige europäische Regelung FuelEU Maritime weiter beschleunigt.

Herausforderungen: Während sich der straßengebundene Verkehr innerhalb einzelner Staaten oder Staatenbünde wie der Europäischen Union abspielt und daher einheitliche Regelungen verhältnismäßig einfach umzusetzen sind, findet die internationale Schifffahrt zum größten Teil außerhalb der Hoheitsgebiete von Staaten und Staatenbünden statt. Wirksame Klimaschutzziele oder regulatorische Rahmenbedingungen werden entsprechend auf globaler



Abbildung 13: Containerschiff mit LNG-Antrieb

¹ Containerschiff ist ein Schiffstyp, der für den Transport von ISO-Containern geeignet ist.

² RoRo-Schiff ist ein Transportschiff, das bewegliche Güter (z. B. Pkw und Lkw) im Roll-on-Roll-off-Verfahren laden kann.

³ Bulkcarrier ist ein Schiffstyp zum Transport von Schüttgütern.

⁴ Tankerschiff ist ein zum Transport von Flüssigkeiten oder Gasen konstruiertes Schiff.

Ebene ausgehandelt, was einen schwierigen und langwierigen Prozess darstellt. Die Internationale Seeschiffahrtsorganisation IMO ist in ihrer Funktion als Sonderorganisation der Vereinten Nationen für diesen Prozess federführend verantwortlich. Die Umsetzung und Kontrolle erfolgt dann auf europäischer oder nationaler Ebene bzw. durch den Flaggenstaat des jeweiligen Schiffes. Unabhängig davon können die einzelnen Staaten und Staatenbünde weitere Ziele und Regelungen schaffen, die für ihr jeweiliges Hoheitsgebiet gelten.

Zu den Aufgaben der IMO gehört auch die Einführung neuer Schiffsbrennstoffe. Für diese Brennstoffe müssen neue Regelwerke über die notwendigen Anforderungen an Schiff und Schiffspersonal erlassen werden. Für LNG liegen zwei so genannte International Codes vor:

- International Code of Safety for Ships using gas or other low-flashpoint fuels (IGF Code) für die Nutzung von LNG als Kraftstoff und
- International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code) zur Beförderung von LNG.

HERAUSFORDERUNGEN BEI ARBEITSSICHERHEIT, UMWELT- UND KLIMASCHUTZ

Methan, insbesondere LNG als tiefkalt verflüssigtes Methan, ist ein Gas mit ausgeprägten Sicherheitsanforderungen und einer erheblichen Treibhausgaswirkung. Der Einsatz dieses Stoffes erfordert daher entsprechende regulatorische Vorgaben sowie Erfahrungen im Umgang.

Arbeitssicherheit im Umgang mit erneuerbarem LNG: Von verflüssigtem Methan gehen aufgrund seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften verschiedene Gefahren aus:

- Erstickung durch Sauerstoffverdrängung des verdampfenden Methans,
- Erfrierungen durch Kälteverbrennungen oder -verletzungen bei direktem Kontakt mit LNG oder unzureichend isolierten Bauteilen sowie
- Brand und Explosion des Gas-Luft-Gemisches durch Kontakt mit geeigneten Zündquellen

Diese sind grundsätzlich zu beachten und vorab in einer Gefährdungsanalyse zu bewerten [DVGW 2021].

Ursachen für diese Gefährdung sind im Wesentlichen die kryogene Lagertemperatur, die kontrollierte Gasfreisetzung (z. B. kontrolliertes Abblasen der Gasphase aus LNG-Tanks in die Umgebung) sowie die unbeabsichtigte Gasfreisetzung (z. B. bei Leckagen im Tank- und



Abbildung 14: GHS-Gefahrenpiktogramme von LNG

Betankungssystem). Bei den Leckagen ist zusätzlich zwischen Leckagen in der Boil-Off-Gasphase und Leckagen in der Flüssigphase zu unterscheiden. Während bei der Gasfreisetzung in erster Linie Explosions- und Erstickungsgefahr besteht, geht von Leckagen in der Flüssigphase zusätzlich eine Brandgefahr in Bodennähe (Lachenbrand) aus. [DVGW 2021]

Um diesen Gefährdungen zu begegnen, sind beim Umgang mit flüssigem Methan verschiedene Maßnahmen nach den einschlägigen Gesetzen (z. B. Arbeitsschutzgesetz), Verordnungen (z. B. Gefahrstoffverordnung) und Technischen Regeln (z. B. TRBS 3151 und TRGS 751) umzusetzen. Diese Sicherheitsmaßnahmen sind im Rahmen der Sicherheitskonzepte bei der Genehmigung der einzelnen Anlagen nachzuweisen.

Umwelt- und Klimawirkung von erneuerbarem LNG (Methan): Regeneratives Methan kann als Energieträger einen Beitrag zur Minderung der anthropogenen Treibhausgasemissionen leisten [Mottschall et al. 2020]. Dazu müssen fortschrittliche regenerative Ressourcen wie erneuerbarer Strom, Kohlenstoffdioxid sowie biogene Rest- und Abfallstoffe zur Herstellung eingesetzt werden und keine oder nur geringste Mengen des erzeugten Methans direkt in die Atmosphäre entweichen. Methan hat im Vergleich zu Kohlenstoffdioxid ein deutlich höheres Treibhauspotenzial. Laut IPCC ist das Treibhausgaspotenzial von nichtfossilem Methan bezogen auf einen Wirkungszeitraum von 100 Jahren 27-mal höher [IPCC 2022]. Betrachtet man angesichts der relativ kurzen Zerfallszeit von Methan die Klimawirkung über einen Zeithorizont von 20 Jahren, so ergibt sich sogar ein Treibhausgaspotenzial von 79,7 [IPCC 2021]. Dies bedeutet, dass die Vermeidung von Methanemissionen bei Leckagen, Verdichtungs- oder Transportprozessen von entscheidender Relevanz ist.

Die Sicherstellung dieser Vermeidung durch entsprechende Maßnahmen kann demnach sehr hohe Minderungseffekte erzielen [Myhre et al. 2013]. Entlang der Bereitstellungs-



Eine unabhängige Datenerhebung zu den Methanemissionen im Verkehr, welche durch die Bereitstellung und Nutzung von LNG verursacht werden, ist bis dato nicht verfügbar.



Abbildung 15: LNG- und Gaspipeline

kette von erneuerbarem Methan als LNG treten an verschiedenen Stellen Methanemissionen in die Atmosphäre aus. Datenlage und -qualität sind jedoch für die einzelnen Prozessschritte noch sehr unterschiedlich. Die Emissionsdaten während Transport und Verteilung sowie zum Teil während der Nutzung basieren z. B. weitestgehend auf Erfahrungswerten bzw. Abschätzungen von Industrie und Wissenschaft und lassen sich nur schwer verifizieren [Gerstein und Brandes 2020; Mottschall et al. 2020].

Die Emissionen bei der Herstellung aus der anaeroben Fermentation sind hingegen bereits gut geregelt (siehe Infobox) und quantifizierbar [Clauß et al. 2019; Westerkamp et al. 2014; Reinelt et al. 2017]. Bei der Produktion von regenerativem Methan können Methanemissionen im Fermenter (undichte Abdeckungen) oder im Reaktor (unzureichende Dichtungen) auftreten. Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan können Emissionen bei der Abscheidung der Nebenprodukte (vor allem Kohlenstoffdioxid) aus dem Methanstrom entstehen, wenn z. B. Methan vom

Waschmedium aufgenommen und bei der Regeneration des Waschmittels zusammen mit den Nebenprodukten in die Atmosphäre abgegeben wird. Untersuchungen an Praxisanlagen haben bereits gezeigt, dass durch eine verantwortungsvolle Betriebsführung und geeignete technische Maßnahmen diffuse Methanemissionen hier nahezu vollständig vermieden werden können. [Majer et al. 2016; Klukas et al. 2017; Fendler et al. 2019]

Wenn Methan über das Erdgasnetz zu einer zentralen Verflüssigungsanlage transportiert wird, können innerhalb des Erdgasnetzes weitere Emissionen durch Leckagen auftreten. Bei der Verflüssigung können Emissionen als Methanschleup in der Verflüssigungseinheit sowie durch unzureichende Dichtungen in Rohrleitungen entstehen. Im Erdgasnetz sowie in den Produktions- und Verflüssigungseinheiten können Methanemissionen ebenfalls als Folge eines sicherheitstechnisch notwendigen Abblasens auftreten. Nach der Verflüssigung des Methans können bei dessen Lagerung und Transport und an allen Übergabepunkten Emissionen in Form von Boil-off-Verlusten auftreten. Diese Verluste

resultieren aus der Erwärmung des tiefkalten Methans, wodurch es wieder gasförmig wird und durch Tank- und Rohrwände diffundieren kann, aus Sicherheitsgründen durch Venting aus dem Tank abgelassen werden muss oder beispielsweise direkt beim Umfüllvorgang vom Tankwagen in den Lagertank entweichen kann. [Majer et al. 2016; energiezu-kunft.eu 2021; DUH und CATF 2021]

Bei der Anwendung im Fahrzeug treten Methanverluste bereits bei der Betankung auf, da z. B. gasförmiges Methan aus dem Tank verdrängt werden muss. Nach Schätzungen, die nur selten auf direkten Messungen beruhen, liegen diese Verluste zwischen 0,1 und 4,2 % des getankten LNG. [Clark et al. 2017; Mottschall et al. 2020] Im Fahrzeugbetrieb kann Methan bei unvollständiger Verbrennung oder bei Ventilüberschneidungen beim Ein- und Auslassvorgang mit dem Abgas entweichen, wobei die Emissionen je nach Motor zwischen 0,04 und 0,81 % liegen [Mottschall et al. 2020; Settler et al. 2019]. Methanemissionen können auch über das Kurbelgehäuse durch das Entweichen von komprimiertem Methan zwischen Kolben und Zylinder (Blow-By) entstehen. Darüber hinaus können bei Hochdruckmotoren Entlüftungen während des Betriebs erforderlich sein, um das LNG/Diesel-Verhältnis bei starken Laständerungen anzupassen. Nach Mottschall et al. liegen hierzu keine unabhängigen Bewertungen vor [Mottschall et al. 2020]. Im Gegensatz dazu können gemäß Clark et al. je nach verwendeter Motortechnologie und Lastanforderung 3 bis 47 % des eingeblasenen Methans in einzelnen Arbeitsspielen¹

über die zuvor genannten Prozesse entweichen [Clark et al. 2017]. Diese Größenordnungen wurden durch exemplarische Messungen an einem Biomethantraktor bestätigt [Mautner et al. 2017]. Darüber hinaus treten Systemverluste an Ventilen, Pumpen oder Dichtungen zwischen Tanksystem und Motor auf. Boil-off-Emissionen können auch im Fahrzeugtank auftreten, insbesondere bei langen Standzeiten ohne LNG-Nutzung. Zu Wartungszwecken kann es erforderlich sein, den Kraftstoff abzulassen, was im Idealfall in Anlehnung an einen Leitfaden der Akademie des Deutschen Kraftfahrzeuggewerbes (TAK) erfolgt [TAK 2020].

Der angestrebte Ausbau der Produktionskapazitäten für erneuerbares Methan muss mit dem Ausbau der

Distributions- und Nutzungsinfrastruktur einhergehen, sowohl für den Verkehrssektor als auch für sonstige Anwendungen. Diese Umstellung bietet große Chancen, die nicht durch die Klimawirkung vermeidbarer Methanemissionen zunichtegemacht werden dürfen. Neben dem Um- und Ausbau der vorhandenen Produktions-, Verteil-, Tank- und Nutzungsinfrastruktur sind daher zwingend potenzielle Methanemissionen genauer zu lokalisieren und zu quantifizieren sowie Maßnahmen zu deren Vermeidung abzuleiten. Dies sind Optimierungen im Sinne beispielsweise technischer Detaillösungen oder auch angepasster betrieblicher Abläufe. Sie müssen mit besonderem Vorrang erarbeitet und erörterten Gegenmaßnahmen etabliert werden.



Immissionsschutzrechtliche Anforderungen an Biogasanlagen unterscheiden vor allem nach Anlagen zur Biogasenerzeugung (Fermenter), Anlagen zur Aufbereitung von Biogas sowie Anlagen zur zeitweiligen Lagerung von Biogas, Gülle oder Gärrest. Je nach Kapazität und eingesetzter Biomasse kann die Genehmigung der Einzelanlage ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung oder ein vereinfachtes immissionsschutzrechtliches Verfahren erfordern. Eine gegebenenfalls erforderliche allgemeine Vorprüfung oder eine standortbezogene Vorprüfung klärt, ob eine Einzelanlage die Pflicht der Umweltverträglichkeitsprüfung auferlegt wird. Biogasanlagen mit einer großen Durchsatzkapazität, die Gülle, tierische Abfälle, nicht gefährliche oder gefährliche Abfälle verwerten, können darüber hinaus unter die Industrieemissions-Richtlinie fallen. Diese bildet EU-weit die Grundlage für die Genehmigung, den Betrieb, die Überwachung sowie die Stilllegung besonders umweltrelevanter Industrieanlagen. Die nationale Umsetzung erfolgt durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen. [Klett 2021; IndEmissRLUG 2013]

REGULATORISCHER RAHMEN

Der regulatorische Rahmen, der den Ausbau erneuerbarer Energien und ihrer Infrastruktur fördert, ist sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene angesiedelt und unterliegt einer hohen Komplexität. Der DBFZ-Report Nr. 44 „Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr“ versucht unter anderem, die verschiedenen Regelungen und deren Zusammenhänge näher zu erläutern. Im Folgenden werden die wichtigsten Vorgaben zusammengefasst:

- Die europäische Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (engl. Alternative Fuels Infrastructure Directive, AFID) fordert alle EU-Mitgliedstaaten auf, eine angemessene Infrastruktur für die alternativen Energieträger Strom, Wasserstoff und Erdgas (Methan) aufzubauen. In Deutschland wurden die Ziele in den Nationalen Strategierahmen (NSR) übernommen.
- Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) regelt die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in den Sektoren Verkehr, Strom und Wärme bis 2030 sowie die Anforderungen an erneuerbare Energien. Die nationale Umsetzung erfolgt in Deutschland für den Verkehrssektor über die sogenannte Treibhausgas-Quote, die im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG, Treibhausgasminimierung bei Kraftstoffen) und in den nachgeordneten Verordnungen geregelt ist.

- Die Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen (10. BImSchV) beschreibt die Anforderungen an Kraftstoffe, welche gegenüber Verbrauchern in Verkehr gebracht werden dürfen. Die Definition der Beschaffenheit erfolgt in der Regel über spezifische Kraftstoffnormen mit konkretem Ausgabedatum, wie z. B. die DIN EN 16723-2 (Ausgabe von Oktober 2017) für Biomethan.

Im Rahmen des europäischen Green Deal werden perspektivisch eine Reihe weiterer Ziele und Vorgaben geschaffen, die auf Kraftstoffe bzw. konkrete Verkehrsegmente abzielen. Beispiele sind die FuelEU Maritime, die den Einsatz nachhaltiger Kraftstoffe in der Schifffahrt und in den Häfen erhöhen soll, der REPowerEU-Plan, der die europäischen Ausbauziele von erneuerbaren Energien beschreibt, oder die AFIR als Nachfolgeverordnung zur AFID.

Darüber hinaus sind in der Schifffahrt die Vereinbarungen der IMO relevant, die einen globalen Geltungsanspruch haben. Hier sollen unter anderem die Treibhausgasminderungsziele in 2023 neu bewertet und ggf. verschärft werden.

Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass erneuerbare Methan im Verkehrssektor perspektivisch eine hohe Bedeutung zukommen wird. Insbesondere in der Seeschifffahrt gibt es nur wenige Alternativen zu erneuerbarem Methan. Auch im Straßengüterverkehr kann erneuerbares Methan in Anwendungsbereichen, in denen eine Elektrifizierung (noch) nicht möglich ist, eine vielversprechende Alternative darstellen.



Abbildung 16: Lagertanks (bulk storage tanks) für LNG

¹ Ein Durchlauf aller Takte eines Motors wird Arbeitsspiel genannt.

DAS VORHABEN PILOT-SBG

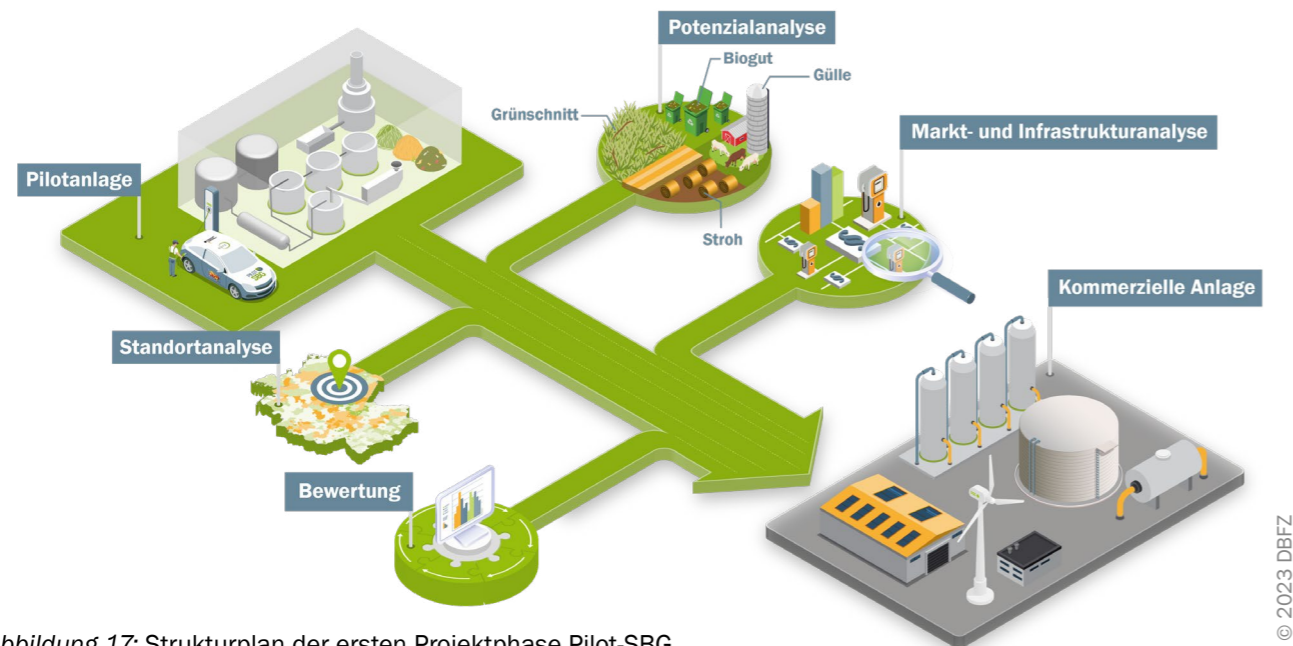


Abbildung 17: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG

Das Vorhaben fokussiert als innovationsunterstützende Dienstleistung auf die Weiterentwicklung von fortschrittlichem erneuerbarem Methan als Kraftstoff in Deutschland. Es baut auf der in der ersten Projektphase geplanten und errichteten Pilotanlage im Technikumsmaßstab und entsprechenden Vorversuchen auf.

Während nach der Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 2023 der technologische Schwerpunkt im Projekt auf der erfolgreichen Pilotierung und Prozessoptimierung liegt, werden darüber hinaus Rückschlüsse für modulspezifische und konzeptionelle Optimierungsansätze und den Erfolg im kommerziellen Maßstab abgeleitet.

Während nach der Inbetriebnahme der Gesamtanlage in Versuchskampagnen mit agrarischen (Stroh und Rindergülle) und urbanen (Bioabfall: Biogut und Grüngut) Ressourcen werden auch modul- und schnittstellenspezifische Versuchsreihen durchgeführt. Basierend auf der Modellierung und Skalierung der Versuchsergebnisse sowie einer Erweiterung der Bilanzgrenzen auf die gesamte Bereitstellungskette werden neben der ökologischen Bewertung auch Kosten- und Erlösstrukturen betrachtet.

Das Vorhaben Pilot-SBG adressiert die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Energieträger für schwer elektrifizierbare Verkehrssektoren.

Der innovative Verfahrensansatz der Pilotanlage zielt auf die Erhöhung der Methanausbeute aus dem Biogasprozess, u. a. durch die Verwertung des biogenen CO₂ mit grünem Wasserstoff. Zentrale Aspekte einer begleitenden Machbarkeitsanalyse sind vor allem die Ressourcenverfügbarkeit und -verteilung sowie weitere Standort-, Infrastruktur- und Marktfragen (Abbildung 17).

Die Optimierungskriterien der Prozessführung und der Prozesskette sind dabei Ressourceneffizienz und die Schließung von Stoffkreisläufen sowie Treibhausgasvermeidungskosten.

In den zwei Teilpaketen werden daher praktische Forschungsversuche einerseits und deren Bewertung auf konzeptioneller Ebene andererseits realisiert. Neben dem reproduzier-

baren Routinebetrieb der Gesamtanlage in Versuchskampagnen mit agrarischen (Stroh und Rindergülle) und urbanen (Bioabfall: Biogut und Grüngut) Ressourcen werden auch modul- und schnittstellenspezifische Versuchsreihen durchgeführt. Basierend auf der Modellierung und Skalierung der Versuchsergebnisse sowie einer Erweiterung der Bilanzgrenzen auf die gesamte Bereitstellungskette werden neben der ökologischen Bewertung auch Kosten- und Erlösstrukturen betrachtet.

ÜBERBLICK FOKUSHEFTE 2023

Biogene Reststoffe und Abfälle gewinnen im Kontext der Energie- und Verkehrswende und einer biobasierten Wirtschaft zunehmend an Bedeutung. Die Bereitstellung von erneuerbarem Methan als Kraftstoff im Verkehr kann dabei einen wesentlichen Beitrag leisten. Im Vorhaben Pilot-SBG wird in einem integrierten Konzept aus biogenen Rest- und Abfallstoffen über die anaerobe Fermentation Biogas produziert und dieses anschließend mit grünem Wasserstoff zu Methan umgesetzt. Um das Konzept optimal zu unterstützen, werden neben den technologischen Fragestellungen innerhalb des Vorhabens auch Themen der Markt- und Standortanalyse adressiert. Ein erster Meilenstein ist die übersichtliche Zusammenfassung des Status quo in einer Veröffentlichungsreihe zu ausgewählten Schwerpunkten.

In jedem Fokusheft wird ein Überblick über die verfügbaren Optionen des jeweiligen Prozessschritts gegeben und diese werden in einem kurzen technischen, ökonomischen und ökologischen Vergleich einander gegenübergestellt. Analog hierzu verfahren auch die beiden Fokushefte zur **Wasserstoffbereitstellung** sowie zur **Methanverflüssigung**. Diese Prozessschritte sind zwar nicht Bestandteil der Pilotanlage, aber für eine Skalierung in den kommerziellen Maßstab unabdingbar (Abbildung 18).

Die Ergebnisse der Machbarkeitsanalyse aus der ersten Projektphase sind neben dem vorliegenden Fokusheft zur **Marktanalyse und Treibhausgasquote** zusammenfassend in denen zur **Standortanalyse und Ressourcen-**

verteilung sowie **Infrastrukturanalyse** dargestellt, wobei sie thematisch vielfach ineinandergreifen.

Die Umsetzung von integrierten Bereitstellungskonzepten für erneuerbares, also bio- und strombasiertes Methan ist von zahlreichen Faktoren abhängig und kann in seiner standortspezifischen Ausgestaltung sehr unterschiedlich ausfallen. Ein erstes **Beispielkonzept** für die Umsetzung im kommerziellen Maßstab wird in einem weiteren Fokusheft dargestellt.

►► Weitere Informationen: Report 44 „Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr“

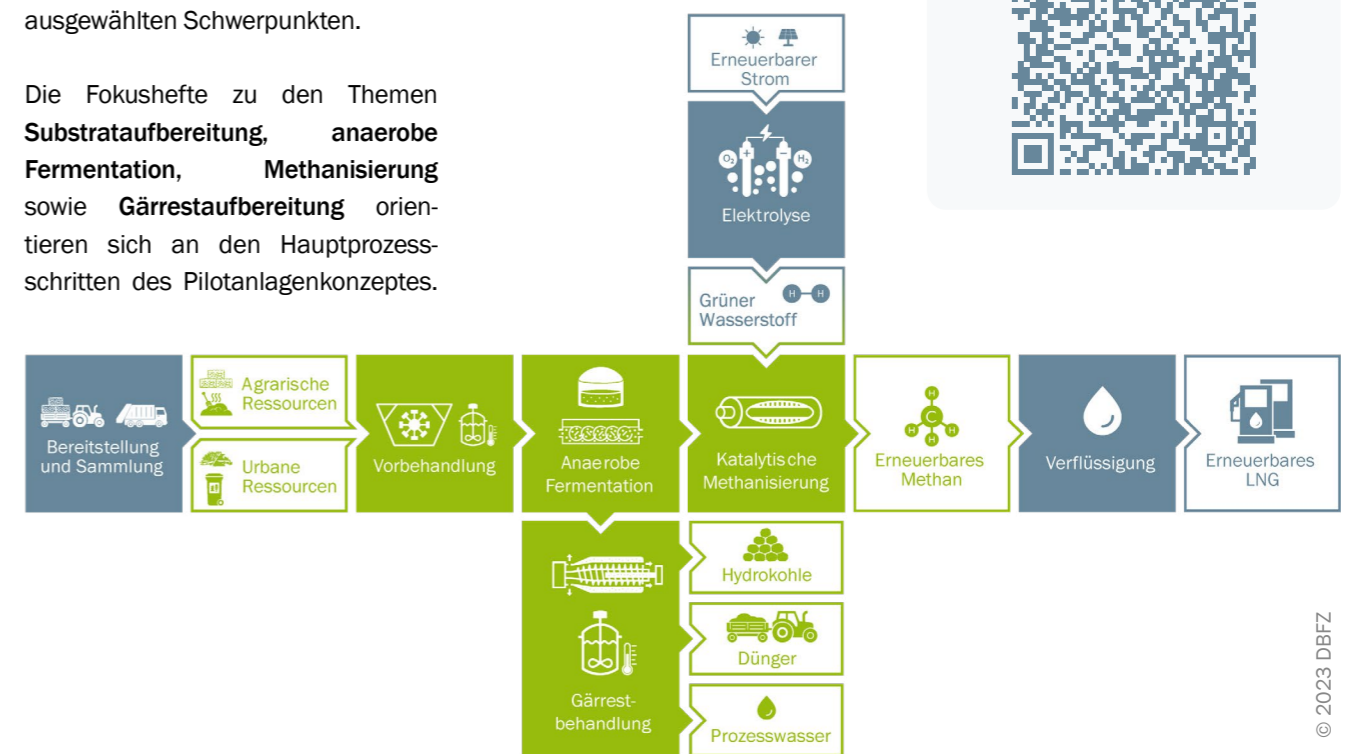


Abbildung 18: Prozessfließschema Pilot-SBG – Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff – Konzeptionierung einer Anlage im Pilotmaßstab



Abbildung 19: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbarem Methan auf dem Gelände des DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig

© 2023 DBFZ (Ehrentraut)

ABKÜRZUNGS- UND SYMBOLVERZEICHNIS

Begriff	Erläuterung
AFID	Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe Alternative fuels infrastructure directive
AFIR	Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe Alternative fuels infrastructure directive regulation
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BOG	Boil-off-gas
CI	Selbstzündung Compressed ignition
CNG	Komprimiertes Erdgas Compressed natural gas
FAME	Fettsäuremethylester (Biodiesel) Fatty acid methyl ester (biodiesel)
GWP	Treibhausgaspotenzial Global warming potential
HPDF	Hochdruck-Zweistoffmotor High pressure dual fuel engine
HPDI	Hochdruck-Direkteinspritzung High pressure direct injection
HVO	Hydroprozierte Pflanzenöle Hydrotreated vegetable oils
IGC Code	Internationaler Code für den Bau und die Ausrüstung von Schiffen, die verflüssigte Gase als Massengut befördern
IGF Code	Internationaler Code für die Sicherheit von Schiffen, die Gas oder andere Brennstoffe mit niedrigem Flammpunkt verwenden
IMO	Internationale Seeschiffsorganisation
ISO	Internationale Organisation für Normung
LNG	Verflüssigtes Erdgas Liquefied natural gas
LPDF	Niederdruck-Zweistoffmotor Low pressure dual fuel engine
NSR	Nationaler Strategie Rahmen
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie Renewable energy directive
RoRo	Roll on Roll off
SAF	Nachhaltiger Flugkraftstoff Sustainable aviation fuel
SI	Fremdzündung Spark ignition

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Graphical Abstract Fokusheft Infrastruktur für erneuerbares Methan im Verkehr 4

Abbildung 2: Ressourcen, Produktionspfade und Verteilung..... 6

Abbildung 3: Bestand an Biomethananlagen in Europa [EBA 2022]..... 7

Abbildung 4: Biomethanproduktion in Europa [EBA 2022] 8

Abbildung 5: Flachbodentanks (flat-bottom tanks) 9

Abbildung 6: Bio-LNG-Anlagen im Bestand, Bau und Planung, Stand Ende 2021 [EBA 2022]..... 10

Abbildung 7: ISO-Tankcontainer als Sattelaufieger 11

Abbildung 8: Transport, Verteilung und Nutzung von erneuerbarem LNG..... 11

Abbildung 9: Anzahl an LNG-Tankstellen in Europa [NGVA Europe 2023]..... 12

Abbildung 10: Darstellung der kosteneffizientesten Antriebsoption in Abhängigkeit von LNG-Tankstellenpreis, jährlicher Laufleistung und Dieselpreis, Hinweis: Tankstellenpreise inkl. Mehrwertsteuer, Abschreibungszeitraum: 5 Jahre, Zinsen bei Kreditfinanzierung: 8 % p.a., AdBlue-Kosten: 1,19 EUR/L 14

Abbildung 11: Bio-LNG Tankstelle..... 15

Abbildung 12: LNG-Tanker mit Kugeltanks..... 16

Abbildung 13: Containerschiff mit LNG-Antrieb..... 17

Abbildung 14: GHS-Gefahrenpiktogramme von LNG..... 18

Abbildung 15: LNG- und Gaspipeline..... 19

Abbildung 16: Lagertanks (bulk storage tanks) für LNG 21

Abbildung 17: Strukturplan der ersten Projektphase Pilot-SBG..... 22

Abbildung 18: Prozessfließschema Pilot-SBG – Bioressourcen und Wasserstoff zu Methan als Kraftstoff – Konzeptionierung einer Anlage im Pilotmaßstab 23

Abbildung 19: Pilotanlage zur Herstellung von erneuerbarem Methan auf dem Gelände des DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH in Leipzig 24

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Merkmale der zentralen oder dezentralen Verflüssigung [Kralemann 2021].....	10
Tabelle 2: Übersicht zu Kosten- und Verbrauchsdaten von Diesel- und LNG-Sattelzugmaschinen [Shell 2019; Wietschel et al. 2019; Liqvis 2023].....	13

LITERATURVERZEICHNIS

Baccioli, A.; Antonelli, M.; Frigo, S.; Desideri, U.; Pasini, G. (2018): Small scale bio-LNG plant. Comparison of different biogas upgrading techniques. In: *Applied Energy* 217 (2), S. 328–335. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.02.149.

BMVI (2021): Verkehr in Zahlen. 2021/2022. Hg. v. BMVI Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2021-2022-pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

Bode, Marc (2020): LNG Tankstelle kaufen: Kosten, Vorschriften, Ablauf. Hg. v. Flüssiggas1.de. Online verfügbar unter <https://www.fluessiggas1.de/lng-tankstelle-kaufen-kosten-vorschriften-ablauf/#:~:text=Die%20Kosten%20f%C3%BCr%20eine%20LNG,zu%20%C3%BCber%20einer%20Million%20Euro>, zuletzt aktualisiert am 02.09.2020, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

Capra, Federico; Magli, Francesco; Gatti, Manuele (2019): Biomethane liquefaction: A systematic comparative analysis of refrigeration technologies. In: *Applied Thermal Engineering* 158 (2), S. 113815. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.113815.

Clark, Nigel N.; McKain, David L.; Johnson, Derek R.; Wayne, W. Scott; Li, Hailin; Akkerman, Vyacheslav et al. (2017): Pump-to-Wheels Methane Emissions from the Heavy-Duty Transportation Sector. In: *Environmental science & technology* 51 (2), S. 968–976. DOI: 10.1021/acs.est.5b06059.

Clauß, T.; Reinelt, T.; Liebetrau, J.; Vesenmaier, A.; Reiser, M.; Flandorfer, C. et al. (2019): Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH Leipzig. Leipzig (DBFZ-Report, 33).

Corban Energy Group (2022a): Factory-Built Bulk Storage Tank. Online verfügbar unter <https://www.corbanenergygroup.com/lng/factory-built-bulk-storage-tank/>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

Corban Energy Group (2022b): ISO Tank-Containers. Online verfügbar unter <https://www.corbanenergygroup.com/lng/intermodal-iso-tank-container/>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

Corban Energy Group (2022c): Site-built Flat-bottom Tank. Online verfügbar unter <https://www.corbanenergygroup.com/lng/site-built-flat-bottom-tank/>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

DNV (Hg.) (2022a): Alternative Fuels Insight platform. Online verfügbar unter <https://afi.dnv.com/Map>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.

DNV (Hg.) (2022b): Fuels. Online verfügbar unter <https://www.dnv.com/maritime/hub/decarbonize-shipping/fuels/index.html>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

DUH; CATF (2021): Methan-Emissionen durch Erdgas-Infrastruktur in Deutschland. Hintergrundpapier. Hg. v. Deutsche Umwelthilfe e. V. (DUH) und Clean Air Task Force (CATF). Online verfügbar unter https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Methan/210817_Hintergrundpapier_Methan-Kampagne_final.pdf, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

DVGW (2021): Genehmigungen von LNG-Tankstellen. Rechtliche, technische und sicherheitsrelevante Fragen. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/LNG_Taskforce/2021_04_Genehmigungshandbuch_LNG-Tankstellen.pdf, zuletzt geprüft am 22.05.2022.

EBA (2022): Statistical Report 2022. Tracking biogas and biomethane deployment across Europe. Hg. v. European Biogas Association.

EBA; GIE (2022): European Biomethane Map. 2021. Hg. v. European Biogas Association und Gas Infrastructure Europe. Online verfügbar unter https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/5808/GIE_EBA_BIO_2021_AO_FULL_3D_253_online.pdf, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

EBA; GIE; NGVA; Sea-LNG Ltd. (2022): Fuelling clean mobility with bio-LNG. Market developments and policy implications of using bio-LNG in transport. Hg. v. European Biogas Association. Online verfügbar unter <https://www.european-biogas.eu/wp-content/uploads/2022/05/BioLNG-report-2022.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2023.

EC (2023): European Alternative Fuels Observatory. Hg. v. Europäische Kommission. Online verfügbar unter <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/european-union-eu27/vehicles-and-fleet>, zuletzt geprüft am 15.03.2023.

energiezukunft.eu (2021): Methan-Lecks in Deutschland. Erdgas-Infrastruktur. Hg. v. Naturstrom AG. Online verfügbar unter <https://www.energiezukunft.eu/klimawandel/methan-lecks-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

Fendler, Roland; Hermann, Tim; Reuter, Malte (2019): Biogasanlagen. Sicherheitstechnische Aspekte und Umweltauswirkungen. Hg. v. UBA. Umweltbundesamt (Hintergrund). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/2019_04_10_uba_hg_biogasanlagen_bf_300dpi.pdf, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

Gerstein, Dietrich; Brandes, Frederik (2020): Methanemissionen bei der Nutzung von LNG als Kraftstoff für Lkw. Fact Sheet. Hg. v. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/LNG-Taskforce__DVGW_Methanemissionen_bei_der_Nutzung_von_LNG_als_Kraftstoff_fuer_Lkw.pdf, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

IndEmissRLUG (08.04.2013): Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen. In: Bundesgesetzblatt (17). Online verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jump-To=bgbl113s0734.pdf#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl113s0734.pdf%27%5D__1690814069323.

Hauschild, S.; Costa de Paiva, G.; Neuling, U.; Zitscher, T.; Köchermann, J.; Görsch, K. (2022): Produktionstechnologien zur Bereitstellung von erneuerbaren Kraftstoffen. In: Jörg Schröder und Karin Naumann (Hg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 44), S. 67–105.

Heidt, Christoph; Bieman, Kirsten; Dünnebeil, Frank; Jamet, Marie; Lambrecht, Udo; Althaus, Hans-Jörg et al. (2019): Entwicklung und Bewertung von Maßnahmen zur Verminderung von CO₂-Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen. Abschlussbericht. Forschungskennzahl 3714 45 101 O. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-19_texte_12-2019_co2-minderung-schwere-nutzfahrzeuge.pdf, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

IPCC (2021): Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the IPCC. Hg. v. Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. Online verfügbar unter https://report.ipcc.ch/ar6/wg1/IPCC_AR6_WGI_FullReport.pdf, zuletzt geprüft am 19.07.2023.

IPCC (2022): Climate Change 2021. Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the IPCC. Hg. v. Intergovernmental Panel on Climate Change. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.23.

Khan, Mohd Shariq; Qyum, Muhammad Abdul; Ali, Wahid; Wazwaz, Aref; Ansari, Khursheed B.; Lee, Moonyong (2020): Energy Saving through Efficient BOG Prediction and Impact of Static Boil-off-Rate in Full Containment-Type LNG Storage Tank. In: *Energies* 13 (21), S. 5578. DOI: 10.3390/en13215578.

Klett, Simone (2021): Materialienband Biogashandbuch Kapitel 2.1. Online verfügbar unter <https://www.lfu.bayern.de/energie/biogashandbuch/doc/kap21.pdf>, zuletzt geprüft am 22.02.2023.

Klukas, Achim; Stütz, Sebastian; Dobers, Kerstin; Kirsch, Daniela; Rüdiger, David; Köhler, Jonathan; Timmerberg, Sebastian (2017): Entwicklung von Maßnahmenbündeln zur Förderung von CNG/LNG zur Unterstützung der CPT-Initiative. Wissenschaftliche Beratung des BMVizur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Teilstudie, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

Kralemann, Michael (2021): Regionale Produktion von Bio-LNG. NRW-Biokraftstofftagung 2021. 3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e.V., 25.11.2021.

Liqvis (2023): Das TCO-Modell. Hg. v. LIQVIS GmbH. Online verfügbar unter <https://www.liqvis.com/tco-modell.html>, zuletzt geprüft am 15.03.2023.

Majer, Stefan; Oehmichen, Katja; Kirchmeyr, Franz; Scheidl, Stefanie (2016): Calculation of GHG emission caused by biomethane. Online verfügbar unter <http://www.biosurf.eu/wordpress/wp-content/uploads/2015/07/BIOSURF-D5.3.pdf>, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

Marine Insight (2021): Q-Max Ships: The Largest LNG Ships in the World. Types of Ships. Unter Mitarbeit von Mohit Kaushik. Online verfügbar unter <https://www.marineinsight.com/types-of-ships/q-max-ships-the-largest-lng-ships-in-the-world/>, zuletzt aktualisiert am 11.01.2021, zuletzt geprüft am 15.03.2023.

Mautner, Sebastian; Emberger, Peter; Thuneke, Klaus; Remmele, Edgar (2017): Emissions- und Betriebsverhalten eines Biomethantraktors mit Zündstrahlmotor. Hg. v. Tech. Technologie- und Förderzentrum (TFZ). Straubing (Berichte aus dem TFZ, 51). Online verfügbar unter https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/tfz_bericht_51_biometrak.pdf, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

Mottschall, Moritz; KASTEN, Peter; RODRÍGUEZ, Felipe (2020): Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective. Öko-Institut e.V. Online verfügbar unter https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/LNG-in-trucks_May2020.pdf, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

Mottschall, Moritz; KASTEN, Peter; RODRÍGUEZ, Felipe (2021). Hg. v. Current Direct. Online verfügbar unter <https://www.currentdirect.eu/>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

Myhre, G.; Shindell, D.; Bréon, F.-M.; Collins, W.; Fuglestedt, J.; Huang, J. et al. (2013): Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Hg. v. Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

NGVA Europe (2023): European CNG & LNG stations. Online verfügbar unter <https://www.ngva.eu/stations-map/>, zuletzt geprüft am 15.03.2023.

Nonnenmann, Stefanie (2019): Größtes LNG-Bunkerschiff der Welt erreicht Hamburger Hafen. VerkehrsRundschau. Online verfügbar unter <https://www.verkehrsrundschau.de/nachrichten/transport-logistik/groesstes-Ing-bunkerschiff-der-welt-erreicht-hamburger-hafen-2978499>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

NPM (2019): LNG- und CNG-Strategie im Schwerlastverkehr. Arbeitsgruppe 5. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM). Online verfügbar unter https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/10/NPM_Bericht_AG-5_Roadmap-LNG-CNG_rz01-1.pdf, zuletzt geprüft am 31.01.2020.

Reinelt, Torsten; Delre, Antonio; Westerkamp, Tanja; Holmgren, Magnus A.; Liebetrau, Jan; Scheutz, Charlotte (2017): Comparative use of different emission measurement approaches to determine methane emissions from a biogas plant. In: Waste management (New York, N.Y.) 68, S. 173–185. DOI: 10.1016/j.wasman.2017.05.053.

Sea-LNG Ltd. (Hg.) (2020): Bunker navigator. Online verfügbar unter <https://sea-lng.org/bunker-navigator/>, zuletzt geprüft am 02.08.2022.

Settler, Marc; Woo, Mino; Achurra-Gonzalez, Pablo; Speirs, Jamie (2019): Natural Gas as a Fuel for Heavy Goods Vehicles. Hg. v. Centre for Transport Studies. Online verfügbar unter <https://www.imperial.ac.uk/media/imperial-college/research-centres-and-groups/sustainable-gas-institute/Technical-Report-1-Natural-Gas-as-a-Fuel-for-Heavy-Goods-Vehicles.pdf>, zuletzt geprüft am 30.08.2022.

Shell (2019): Shell LNG Studie. Verflüssigtes Erdgas - Neue Energie für Schiff und Lkw? Fakten, Trends und Perspektiven. Unter Mitarbeit von Jörg Adolf, Balzer, Christoph, Kofod, Max, Barbara Lenz, Andreas Lischke, Gunnar Knitschky, Friedrich Wirz und Märtha-Luise Wendland. Hg. v. Shell Deutschland GmbH. Hamburg. Online verfügbar unter https://www.shell.de/about-us/newsroom/shell-lng-study/_jcr_content/root/main/containersection-0/simple_call_to_action/links/item0.stream/1643544324335/8156fa56cf326a600ee9330a0d109159597d931e/lng-studie-web-red.pdf, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

Shell (2022): Shell beginnt mit Bau der grössten Bio-LNG-Anlage Deutschland. Köln-Godorf. Nielsen, Jörg. Online verfügbar unter <https://www.shell.de/ueber-uns/newsroom/pressemitteilungen-2022/shell-beginnt-mit-bau-der-groessten-bio-lng-anlage-deutschlands.html>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

TAK (2020): Arbeitsschutz und Ausstattung für die Wartung und Instandsetzung von Fahrzeugen mit LNG-Antrieb. Leitfaden für Kfz-Werkstätten. Hg. v. Akademie des Deutschen Kraftfahrzeuggewerbes GmbH (TAK). Bonn. Online verfügbar unter <https://www.tak.de/download/praxisratgeber-LNG-Antrieb.pdf>, zuletzt geprüft am 19.07.2023.

Timmerberg, Sebastian; Zitscher, Tjerk; Kirsten, Alexander; Neuling, Ulf; Kaltschmitt, Martin (2021): Substitutionspotenziale für erneuerbares Methan bei schweren Lkw und Schiffen. Hg. v. NOW GmbH. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/10/Potenzialstudie_erneuerbares-Methan_NOW_TUHH_27102021.pdf, zuletzt geprüft am 01.09.2022.

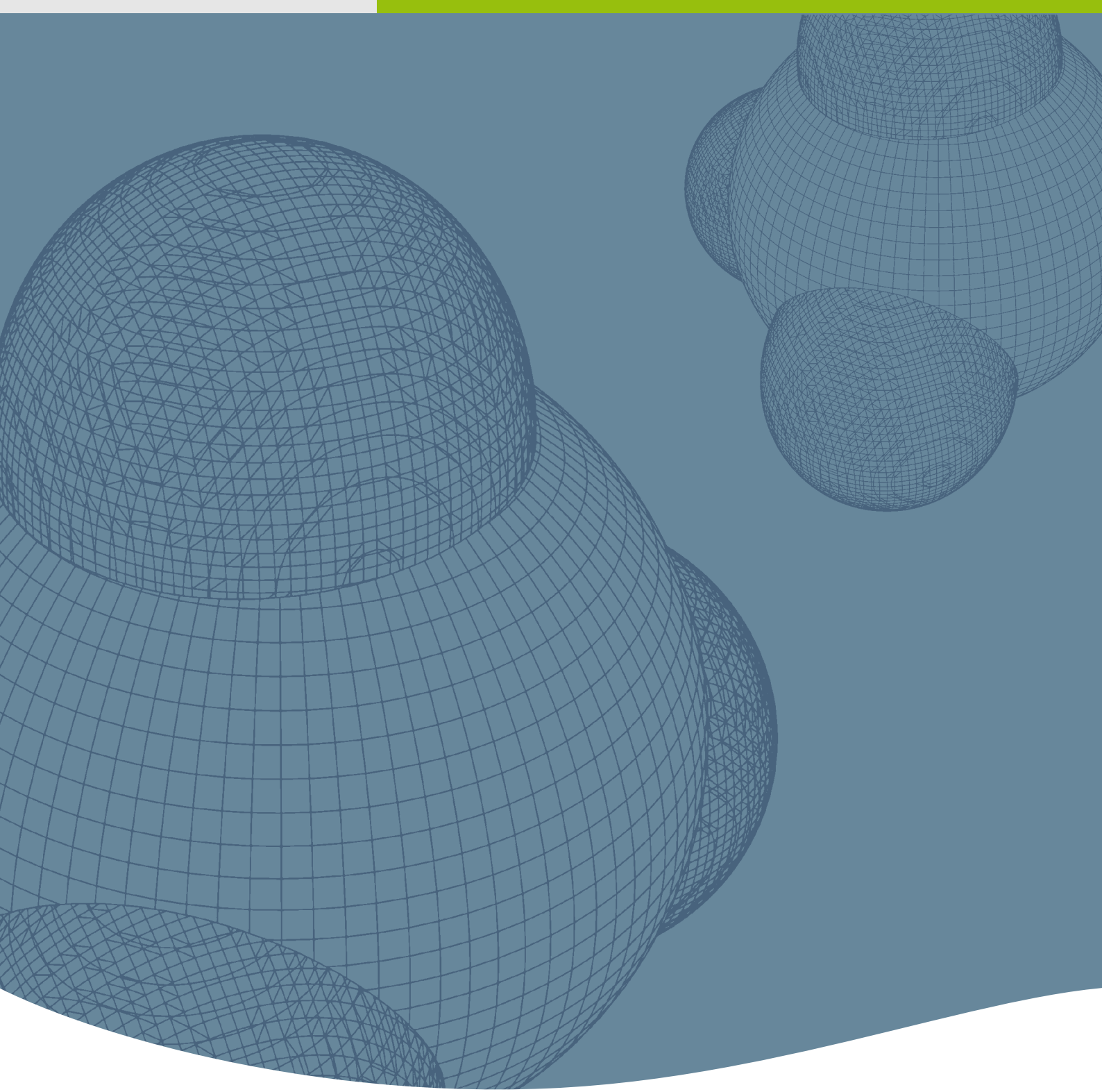
Tractebel Engineering (2015): Mini and Micro LNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas. World Bank Other Operational Studies, No 25919, The World Bank,. Online verfügbar unter <https://EconPapers.repec.org/RePEc:wbk:wbooper:25919>, zuletzt geprüft am 12.04.2022.

Westerkamp, Tanja; Reinelt, Torsten; Oehmichen, Katja; Ponitka, Jens; Naumann, Karin (2014): KlimaCH4: Klimaeffekte von Biomethan. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH Leipzig. Leipzig (DBFZ-Report, 20).

Westfalen AG (25.05.2022): Für einen umweltschonenderen Schwerlastverkehr: Westfalen Gruppe eröffnet LNG-Tankstelle in Herne. Münster. Glabica, Kamil. Online verfügbar unter <https://westfalen.com/de/de/ueber-uns/pressecenter/pressemitteilungen/pressemitteilungen-details/pm-20220525-lng-tankstelle-herne-237>, zuletzt geprüft am 24.08.2022.

Wietschel, Martin; Moll, Cornelius; Oberle, Stella; Lux, Benjamin; Timmerberg, Sebastian; Neuling, Ulf et al. (2019): Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Online verfügbar unter <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2019/klimabilanz-kosten-potenziale-antriebe-pkw-lkw.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2023.

Zukunft Gas (2023): LNG – Flüssiges Erdgas für lange Strecken. Zukunft Gas GmbH. Online verfügbar unter <https://gas.info/mobil-verkehr/lng/lng-lkw>, zuletzt geprüft am 20.03.2023.



PILOT 
SBG



Im Auftrag von:



Bundesministerium
für Digitales
und Verkehr