

Potenzialstudie zu LNG in der Mobilität

Forschungsprojekt untersucht ökologische und ökonomische Potenziale von Flüssigerdgas im Kraftstoffmarkt

Im Oktober 2015 haben die Arbeiten an der DVGW-Studie „Einsatz von LNG in der Mobilität – Schwerpunkte und Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung“ im Rahmen der neu gegründeten Taskforce „LNG für schwere Nutzfahrzeuge“ begonnen (siehe „DVGW energie | wasser-praxis“ 11/2015). Nach derzeitigem Stand ist die LNG-Potenzialanalyse in sechs Arbeitspakete (AP) untergliedert, die von den Forschungsinstituten DBI, EBI und GWI bearbeitet werden:

- AP 1: Projekt- und Aktivitäten- „Screening“
- AP 2: Markt- und Potenzialanalyse in Deutschland und weltweit
- AP 3: Strategische Umsetzungs-konzepte
- AP 4: Prozessketten
- AP 5: Ökologische und ökonomische Bewertung der Prozessketten
- AP 6: Handlungsempfehlungen für die weiteren DVGW-Aktivitäten

Die Ergebnisse der Arbeitspakete 1 und 2 liegen bereits vor. In AP 1 sind u. a. Informationen zu nationalen, europäischen und internationalen LNG-Forschungs- und Normungsaktivitäten wie auch Fördermechanismen vorhanden. AP 2 beinhaltet sowohl eine Darstellung globaler LNG-Handelsströme als auch bestehende nationale und europäische LNG-Import- und Verteilinfrastrukturen.

Die Arbeitspakete 3, 4 und 5 befinden sich in der Erarbeitung. Ein Bestandteil des Arbeitspaketes 3 ist die Ausarbeitung einer LNG-Tankstelleninfrastruktur für Deutschland mithilfe eines Geoinformationssystems. Die Arbeitspakete 4 und 5 umfassen umfangreiche Untersuchungen zu den ökologischen Vorteilen des LNG-Ein-

satzes als Kraftstoff. Die Untersuchungen beinhalten u. a. Analysen zum CO₂-Footprint (well-to-wheel) als auch zu weiteren Emissionen wie Feinstaub und Lärm. Finale Ergebnisse zu den Arbeitspaketen 3, 4 und 5 werden Mitte März 2016 erwartet. Die Potenzialanalyse wird durch das Arbeitspaket 6 abgeschlossen, das die Handlungsempfehlungen für weitere DVGW-Aktivitäten im Bereich LNG-Mobilität darstellen wird.

Durch die LNG-Potenzialanalyse werden wissenschaftlich fundierte Grundlagen erarbeitet, die von der Taskforce „LNG für schwere Nutzfahrzeuge“ genutzt werden und auch in den nationalen Strategieplan zur Umsetzung der Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (RICHTLINIE 2014/94/EU) eingebracht werden.

Mit dieser Studie unterstreicht der DVGW seine Bereitschaft, die Markteinführung von LNG als Kraftstoff maßgeblich zu unterstützen. Gemeinsam mit der dena und der Brancheninitiative Zukunft ERDGAS ist der DVGW Initiator und Träger der am 30. November 2015 in Berlin gegründeten LNG Taskforce für schwere Nutzfahrzeuge. Diese ist Teil der bereits bestehenden Initiative Erdgasmobilität, die Fahrzeughersteller, Tankstellenbetreiber sowie Erdgas- und Biogaswirtschaft vereint und durch die dena koordiniert wird. Die Partner wollen gemeinsam Markthindernisse abbauen, der Politik Empfehlungen aussprechen, Standards und Normen entwickeln, erste Projekte umsetzen und damit den Aufbau einer Mindestinfrastruktur unterstützen. Bislang fehlte hierfür in Deutschland eine entsprechende nationale Kompetenzstelle. Diese Lücke wird

die Taskforce unter der Schirmherrschaft des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) schließen.

Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas = LNG) gewinnt bei der Diversifizierung der Erdgasversorgung und der Nutzung im Mobilitätssektor (Schwerlastverkehr, Seetransport, Binnenschifffahrt) als Alternative zu herkömmlichen Kraftstoffen immer mehr an Bedeutung. Im Verkehrsbe- reich mit seinen stark auf der Diesel- technologie basierenden Antriebs- konzepten kann LNG mit seinen Emissionsminderungspotenzialen deutliche Vorteile verbuchen. Im Vergleich zu Diesel werden bei der Ver- wendung von LNG Schwefeloxid- Emissionen und Feinstaub um fast 100 Prozent, Stickoxid-Emissionen um 80 bis 90 Prozent und der CO₂- Ausstoß um fast 25 Prozent reduziert. Darüber hinaus können Lärmemissi- onen halbiert werden. Flüssigerdgas als Kraftstoff ist Teil der nationalen Kraftstoff- und Mobilitätsstrategie (MKS) der Bundesregierung und des vom Bundesverkehrsministerium ini- tierten Aktionsplans Güterverkehr und Logistik.

📍 Frederik Brandes | DVGW-Bereich Forschungs- und Beteiligungsmanagement

📍 Daniel Wosnitzka | DVGW-Büro Berlin

Management Summary

Studie „Potenzialanalyse LNG - Einsatz von LNG in der Mobilität, Schwerpunkte und Handlungsempfehlungen für die technische Umsetzung“

Mai 2016

Dr. Rolf Albus

GW Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., Essen

Dr. Frank Graf

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

Prof. Dr. Hartmut Krause

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig



Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

T +49 228 91885
F +49 228 9188990
info@dvgw.de
www.dvgw.de

Studie

**“Potenzialanalyse LNG - Einsatz von
LNG in der Mobilität, Schwerpunkte
und Handlungsempfehlungen
für die technische Umsetzung“**

Management Summary

DVGW-Förderkennzeichen G 7-01-15

Autoren:

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (Koordination)

Sabine Feldpausch-Jaegers

Nadine Lefort

Dr. Manfred Lange

Alexey Mozgovoy

Frank Burmeister

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Marco Henel

Anja Wehling

Enrico Schuhmann

Ronny Erler

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Johannes Ruf

Wolfgang Köppel

DVGW e.V.

Dr. Dietrich Gerstein

Frederik Brandes

INHALTSVERZEICHNIS

1	Motivation und Ziel	3
2	Infrastrukturausbau: Planungen und Erfahrungen.....	7
3	Markt- und Potenzialanalyse in Deutschland und weltweit.....	9
3.1	Marktanalyse	9
3.1.1	Potenzialanalyse im Bereich „Mobilität“ für Deutschland	12
4	Strategische Umsetzungskonzepte für LNG in der Mobilität	14
4.1	Erstellung von Umsetzungskonzepten für die gesamte Logistikkette vom Seehafen bis zum Endverbraucher	14
4.1.1	Analyse der deutschlandweiten Emissionsbelastung.....	14
4.1.2	Analyse der potentiellen Verbrauchsstruktur	19
4.3	Integration von EE in die LNG-Technologie	25
5	Ökologische und ökonomische Bewertung der Prozessketten	28
5.1	Ökologische Bewertung der Prozessketten	28
5.1.1	Ergebnisse der CO ₂ äqui-Emissionen.....	28
5.1.2	Ergebnisse weitere verkehrsbedingte Emissionen.....	32
5.2	Ökonomische Bewertung der Prozessketten	33
5.2.1	Ergebnis	36
6	Handlungsempfehlungen	38
6.1	Kernaussagen.....	38
6.2	Handlungsempfehlungen für die Politik	40
6.3	Handlungsempfehlungen für die Regelwerksghremien	41
6.4	Forschungsbedarf	42
	Literaturverzeichnis GWI.....	43
	Literaturverzeichnis DBI	48
	Literaturverzeichnis EBI.....	55

1 MOTIVATION UND ZIEL

LNG (Liquefied Natural Gas) gewinnt weltweit zur Diversifizierung der Erdgasversorgung und insbesondere im Mobilitätssektor (Schwerlastverkehr, Seetransport, Binnenschifffahrt) als saubere Alternative für herkömmliche Kraftstoffe immer mehr an Bedeutung. Im Mobilitätssektor sollen die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 % gegenüber 1990 reduziert werden. Der Endenergieverbrauch soll bis 2020 um ca. 10 % und bis 2050 um ca. 40 % gegenüber 2005 reduziert werden (siehe Abbildung 1).

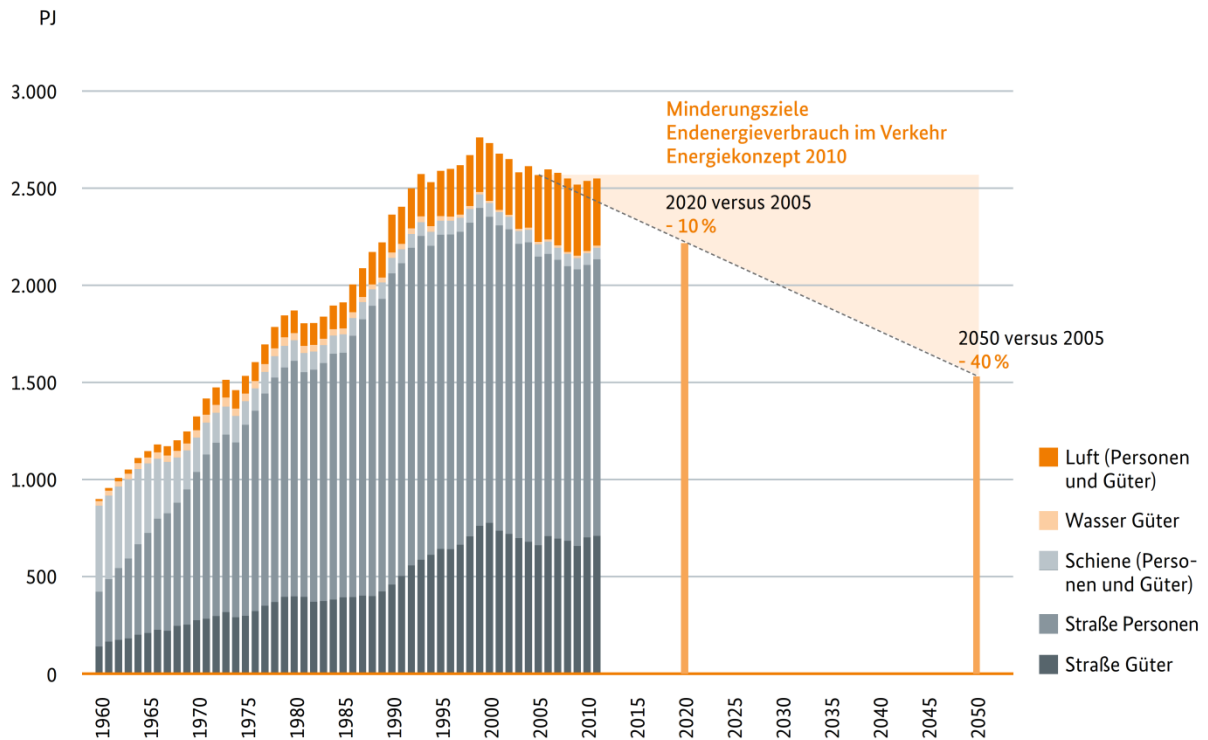


Abbildung 1: Endenergieverbrauch in PJ der einzelnen Verkehrssektoren sowie die Zielmarken 2020 und 2050 [1]

Insbesondere der Schwerlastverkehr auf der Straße kann hier eine wichtige Rolle spielen: die 2,1 Mio. Schwerlast-Lkws und Sattelzüge machen nur ca. 4 % der Fahrzeugflotte aus, verbrauchen aber allein 36 % des gesamten Dieselkraftstoffs.

Es ist zu befürchten, dass die Entwicklung im Straßengüterverkehr die Klimaschutzziele der Bundesregierung aushebelt, da in diesem Sektor seit 1990 - auch getragen durch die Wirtschaftsleistung – der Ausstoß an Treibhausgasen um 50 % gestiegen ist. Effizienzgewinne in der Motorenentwicklung werden durch höhere Fahrleistungen der Schwerlast-LKWs und Sattelzüge aufgezehrt (s. Abbildung 2) [1], [2].

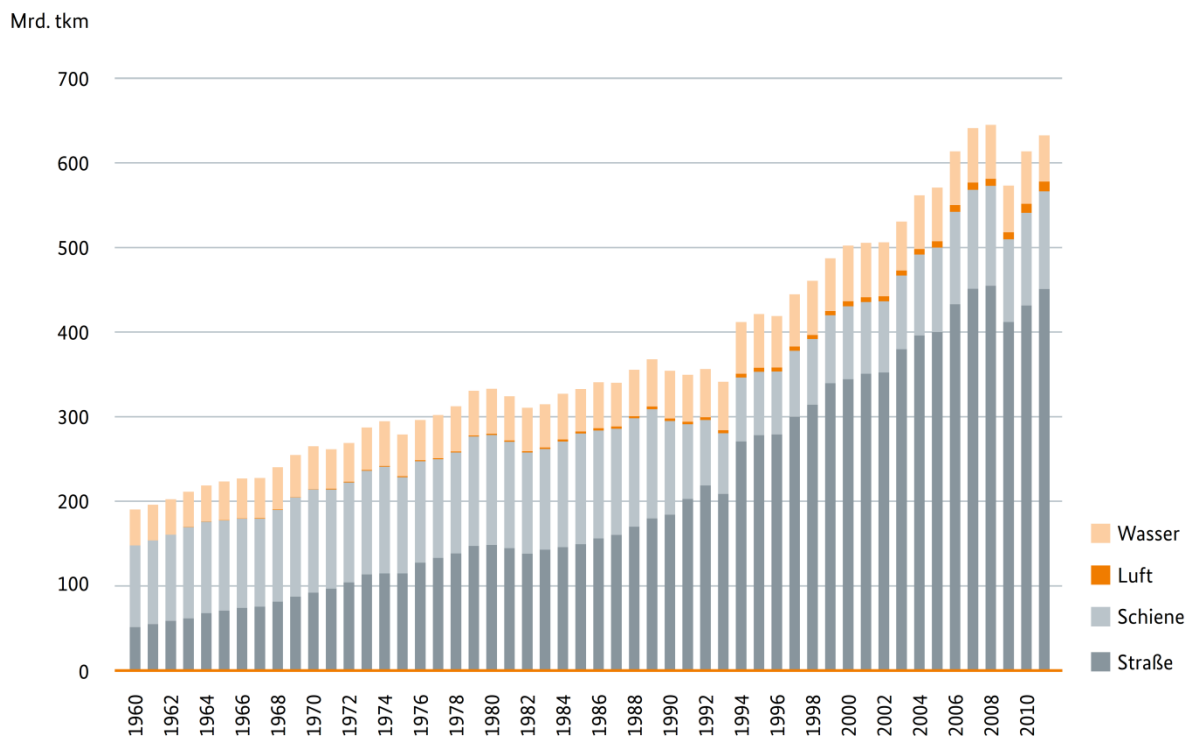


Abbildung 2: Verkehrsleistung in Mrd. tkm im Bundesgebiet [1]

Die Verwendung von LNG in Verbrennungskraftmaschinen kann im Vergleich zur Verwendung von Dieselmotoren zu 80 bis 90 % niedrigeren NO_x-Emissionen bei einer CO-Reduktion von 70 % und einer CO₂-Einsparung von ca. 25 % führen. Feinstaub- und SO₂-Emissionen sind nicht nachweisbar. Schließlich kann eine Beimengung von regional produziertem LNG aus Biogas zu einer bis zu 80 %-igen Reduktion der CO₂-Emissionen führen. Diese Vorteile machen LNG zu einer ökologischen Alternative für konventionelle flüssige Kraftstoffe wie Benzin und Diesel.

Des Weiteren können LNG-betriebene LKWs durch die für die gasmotorische Verbrennung typische geringe Geräusentwicklung zur Reduktion der Lärmemissionen beitragen. Im Vergleich zu einem Dieselmotor ist der Gasmotor um bis zu 50 % leiser. Die Lärmbelastung in den Ballungsgebieten ließe sich somit erheblich reduzieren [2], [3], [4], [5].

Im Zusammenhang mit europäischen und internationalen Anforderungen im Bereich der Schadstoffreduzierung zeichnet sich auch in der Schifffahrt eine Umstellung der Kraftstoffbasis ab: von Schweröl auf Diesel sowie als zusätzlicher, paralleler Nutzungspfad auf LNG. Aufgrund fehlender technischer Alternativen wird die Verbrennungskraftmaschine vorerst der dominierende Antrieb in der Seeschifffahrt bleiben. Besonderes Augenmerk wird hier in der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung auf eine weitere Minderung der Emissionen beispielsweise durch eine Markteinführungsstrategie für LNG in der Schifffahrt (inklusive Binnenschifffahrt) gelegt. Um dem steigenden Klimabeitrag des Schiffsverkehrs zu begegnen, müssen im Bereich des Seeverkehrs wirksame Klima- und Effizienzmaßnahmen eingeführt werden. Neben Effizienzgrenzwerten, die für neue Schiffe bereits eingeführt wurden, kommt es vor allem darauf an, dass effektive marktwirtschaftliche Klimaschutzinstrumente verabschiedet werden [1], [3], [6].

Seit dem 01.01.2015 gelten in der Nord- und Ostsee verstärkte Umweltauflagen für den Schiffsverkehr (SECA), die auf eine deutliche Reduzierung von SO_x-Emissionen abzielen. Die Einführung von Emission Control Areas (ECA) in der Seeschifffahrt soll dazu beitragen, die Schadstoffemissionen von Schiffen zu reduzieren. Die Verbesserung der Lebensqualität in den Hafenstädten entlang des Rheins und die damit verbundenen steigenden Anforderungen an die Luftreinhaltung und die Lärmeindämmung sind Treiber für LNG als Kraftstoff in der Binnenschifffahrt. Die zu erwartende steigende Nachfrage nach Diesel und die

damit mögliche Verknappung bzw. Verteuerung dieses Kraftstoffes ist ein weiterer Faktor, der LNG als Kraftstoff für die (Binnen-)Schifffahrt weiter in den Vordergrund rücken wird [3], [6].

Damit die ökologischen Vorteile von LNG nutzbar sind und dabei die Kompatibilität mit der Motorentechnik sichergestellt werden kann, hat LNG bestimmte Mindestanforderungen an die Gasbeschaffenheit zu erfüllen. Diese Anforderungen werden in der Norm DIN 51624:2008 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren“ aufgeführt und beschrieben. Es werden Grenzwerte für den Wasser-, Stickstoff-, CO₂-, Schwefelgehalt etc. festgelegt.

Eine Standardisierung von LNG als Kraftstoff lässt vor allem aus Sicht der Anwendungssicherheit internationale Handelsbarrieren durch Anpassung nationaler Normen überwinden. Eine Vereinheitlichung der Sicherheitsanforderungen an Elemente der Betankungs- und Speicherinfrastruktur für LNG sowie an Betankungsprozedere erlaubt den grenzüberschreitenden Güterverkehr auf den mit LNG betriebenen Verkehrsmitteln.

Die für eine zukünftige Versorgung Deutschlands mit LNG in Betracht kommenden Quellen liegen zurzeit in Norwegen, Katar, Trinidad und Tobago, Nigeria und Algerien und ab 2016 in den USA (s. Abbildung 3).

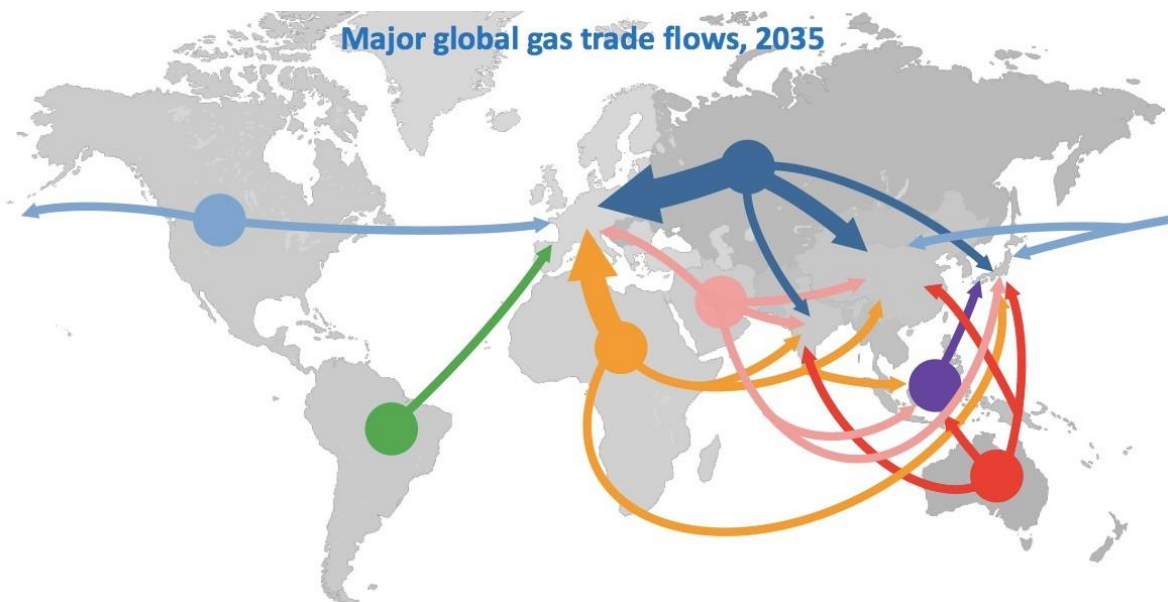


Abbildung 3: Ansteigende Lieferungen von unkonventionellem Gas und LNG führen zu einer Diversifikation der Handelsströme [7]

Aus diesen Ländern wird LNG u. a. nach Nordwesteuropa zu den Anlandeterminals Gate in Rotterdam (Niederlande, Inbetriebnahme 2011) und Zeebrügge (Belgien, Inbetriebnahme 1987) verschifft. Der Anlandeterminal im polnischen Świnoujście/Swinemünde soll künftig LNG aus Katar aufnehmen. Über diese Anlandeterminals kann LNG nach Deutschland geliefert werden [3], [6].

Die USA, China und Australien verfügen schon seit einiger Zeit über praktische Erfahrungen mit der Nutzung von LNG als Kraftstoff für den Schwerlasttransport und Schienenverkehr. In Europa wurde in den Niederlanden im Jahr 2012 ein Green-Deal zwischen Regierung und Industrie vereinbart, über den die Einführung und eine nachhaltige Marktpositionierung von LNG als Kraftstoff für die See- und Binnenschifffahrt und den LKW-Verkehr forciert werden soll. Angestrebt wird auch der Aufbau von Kooperationen mit den benachbarten Staaten, was zur Verbreitung von LNG als Kraftstoff in ganz Europa beitragen soll [3], [6].

Die Europäische Union hat ihre Mitgliedsstaaten in der Richtlinie 2014/94/EU aufgefordert bis zum 18. November 2016 einen nationalen Strategierahmen für den Aufbau der Infrastruktur für alternative

Kraftstoffe zu übermitteln. Die Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe fokussiert auf fünf alternative Kraftstoffe, um die Abhängigkeit von erdölbasierten Kraftstoffen und die durch den Verkehrssektor hervorgerufenen Umweltbelastungen zu reduzieren.

Bei den in der Richtlinie genannten alternativen Kraftstoffen handelt es sich um elektrische Energie, Erdgas in Form von LNG und CNG, Flüssiggas, Biokraftstoffe sowie Wasserstoff. Die Richtlinie 2014/94/EU sieht unter anderem den Aufbau einer öffentlich zugänglichen LNG-Betankungsinfrastruktur bis Ende 2020 bzw. 2025 im Trans-Europäischen Verkehrsnetzes (TEN-T) vor. Dazu gehören die Errichtung von LNG-Tankstellen für den Schwerlastverkehr mit einem Abstand von ca. 400 km sowie die Ausrüstung aller Binnen- und Seehäfen in der EU mit LNG-Bunkereinrichtungen. Nach dem Inkrafttreten der o. g. EU-Richtlinie sind alle Mitgliedstaaten der EU verpflichtet eine eigene nationale Strategie und deren Realisierungsplan zu entwickeln [3], [6], [8, S. 94].

Das von der Europäischen Union mitfinanzierte Demonstrations- und Forschungsprojekt „LNG Blue Corridors“ zielt darauf ab, entlang von transeuropäischen Schwerlasttransportrouten LNG Tankstellen zu installieren und LKW von Diesel auf LNG-Betrieb umzurüsten. Aufgrund der zentralen geografischen Lage nimmt Deutschland hier eine zentrale Rolle ein.

Die Nutzung von LNG im Verkehrssektor findet auch in Deutschland zunehmendes Interesse, allerdings sind bisher nur wenige konkrete Schritte unternommen worden. Der Einsatz von LNG im Verkehrssektor kann einen essentiellen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende im Verkehrsbereich leisten und wird auch auf europäischer Ebene am Beispiel der Richtlinie 2014/94/EU unterstützt.

Vor diesem Hintergrund haben der deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW e.V.), die Deutsche Energie-Agentur (dena) und Zukunft ERDGAS e.V. die nationale Task Force „LNG für schwere Nutzfahrzeuge“ (im weiteren Verlauf als Task Force LNG bezeichnet) mit dem Ziel der Markteinführung von LNG als alternativen Kraftstoff am 30. November 2015 gegründet. Die Task Force ist in die Initiative Erdgasmobilität eingebunden. Den Partnern werden die in Abbildung 4 aufgeführten Kernaufgaben zugewiesen.



Abbildung 4: Task Force „LNG für schwere Nutzfahrzeuge“

Geplant ist die Etablierung der Task Force LNG als nationales Kompetenznetzwerk LNG auszubauen und zu erweitern. Dies soll in enger Kooperation mit bereits aktiven nationalen Aktivitäten (z. B. Maritime-LNG-Plattform, Hamburg) und auch auf europäischer Ebene erfolgen.

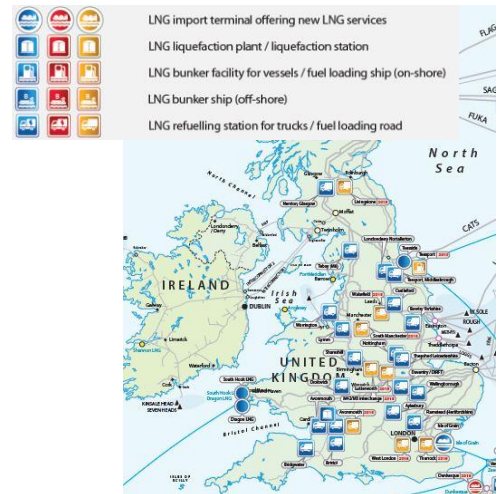
In dieser Potenzialanalyse werden in einer grundlegenden und detaillierten Analyse der Stand der Technik und Wissenschaft zum Einsatz von small-scale LNG in der Mobilität zusammengestellt und Handlungsempfehlungen für weitere Aktivitäten entwickelt. Den Schwerpunkt der Untersuchungen stellen technisch-wissenschaftliche Fragestellungen dar, die sowohl die Strategieentwicklung der Task Force LNG als auch die DVGW-internen Aktivitäten (z. B. in der Regelwerksentwicklung) adressieren.

2 INFRASTRUKTURAUSBAU: PLANUNGEN UND ERFAHRUNGEN

Einen Überblick über umgesetzte Projekte (Stand Mai 2015) im Bereich small-scale LNG (Verflüssigung, Bunkerung, Bunkerschiffe und Betankungsanlagen) zeigt Abbildung 5. Die größte Infrastrukturdichte ist in Großbritannien, Spanien, Skandinavien und den Niederlanden zu finden.



Zentraleuropa



Großbritannien



Spanien



Skandinavien, Ostseeraum

Abbildung 5: Small-Scale LNG-Infrastruktur in Europa (blau = in Betrieb, rot = im Bau, orange = in Planung), (Ausschnitt aus [14])

Nach aktuellen Schätzungen gibt es zurzeit etwa 900 Straßenfahrzeuge in Europa, die mit LNG betrieben werden. Dabei dienen diese überwiegend dem Güterfern- und Lieferverkehr.

Exemplarisch können grenzüberschreitende Projekte wie „LNG Blue Corridors“ genannt werden, das als Ziel die Anwendbarkeit von LNG als Kraftstoff auf langen Distanzen zeigen soll, den Aufbau von LNG-Tankstellen entlang wichtiger Transportkorridore unterstützt und Marktbedingungen für LNG als Kraftstoff fördern soll. Auch die Nutzung von verflüssigtem Biogas soll im Rahmen des Projektes demonstriert werden. Als Ziel wird die Errichtung einer LNG-Tankstelleninfrastruktur bestehend aus 14 Anlagen und die Anschaffung von etwa 100 LNG betriebenen Fahrzeugen durch die Projektteilnehmer avisiert. Im Projekt bilden sich fünf Transportkorridore, an denen LNG-Tankstellen errichtet werden. Drei dieser Korridore verlaufen über Deutschland. Somit können bei dem Aufbau der nationalen Infrastruktur Synergieeffekte erzielt werden. Das Projekt endet im April 2017 [15].

Das Unternehmen Gazprom Germania GmbH war an der erfolgreichen Inbetriebnahme einer LNG-Busflotte in den polnischen Städten Olsztyn und Warschau beteiligt. Die LNG-Busse befinden sich bereits seit Oktober 2013 in Betrieb. Bis zu 250 LNG-Busse sollen bis 2017 auf den Straßen beider polnischer Städte fahren und durch eine stationäre Kraftstoffinfrastruktur versorgt werden. Die Busse werden vom Hersteller Lider Trading Sp. Z o.o. geliefert [16].

Die niederländische LNG Plattform hat sich als Ziel gesetzt innerhalb von 3,5 Jahren bis Ende 2015 bis zu 500 LNG-betriebene Fahrzeuge auf die Straße zu bringen und jeweils 50 Binnen- und Seeschiffe auf LNG umzurüsten bzw. neu zu bauen [17]. Anfang 2016 gab es im Bestand von niederländischen Unternehmen bereits 350 LNG-betriebene Kraftfahrzeuge als auch 20 LNG-Tankstellen [18]. Um die wichtigsten Herausforderungen für die Einführung von LNG zu erarbeiten wurden die Aktivitäten der Plattform in sechs Arbeitsgruppen unterteilt: Vorschriften und Sicherheit, Straße, Schifffahrt, strategisches Umweltmanagement, Bio-LNG und internationale Zusammenarbeit.

Eines der bedeutendsten Projekte der letzten Jahre im Bereich LNG Infrastrukturaufbau in der Schifffahrt ist der „LNG Masterplan Rhein-Main-Danube“. Das im Jahre 2015 abgeschlossene Projekt mit 34 Partnern aus 12 Ländern hatte die Infrastrukturentwicklung in den Binnenhäfen an der Wasserschiene Rhein-Main-Donau, Planung, Bau bzw. Umrüstung von Binnenschiffen auf LNG und die Entwicklung von Betriebskonzepten für die Hafinfrastruktur zum Ziel. Im Rahmen dieses Projektes sollten auch einige LNG-betriebene Schiffe vom Stapel laufen. Die Barge EcoLiner steht kurz vor der Fertigstellung und soll von Argonon Shipping B.V. betrieben werden [19].

Im maritimen Sektor gibt es etwa 140 Schiffe, die LNG als Kraftstoff nutzen. Der überwiegende Anteil davon befährt die europäischen ECAs.

Die Binnenschifffahrt ist in Europa momentan nur mit vier LNG betriebenen Schiffen vertreten. Die Häfen in Duisburg und Mannheim sind für den Bau von Bunkerstationen die aussichtsreichsten Standorte in Deutschland. Die Nutzung der Synergieeffekte durch eine Versorgung von Industriekunden und Straßenfahrzeugen soll dabei die Wirtschaftlichkeit der Projekte verbessern. Momentan laufen die Verhandlungen rund um die Planung der festen Tankinfrastruktur für beide Binnenhäfen [21].

Flottenaufbaupläne werden bereits durch mehrere europäische Reedereien bzw. Schiffsbetreiber realisiert. Die Werft Damen Shipyards Group baut einen LNG betriebenen Tanker für die Schifffahrt auf dem Rhein [22]. Zwischen Ende 2016 und Mitte 2018 wird die Lieferung von 15 Binnenschiffen im Auftrag von Shell Trading Rotterdam BV erwartet. Die Schiffe werden als Tanker auf der Rheinwasserstrasse verwendet und auch die Häfen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen ansteuern [23].

Zusätzlich zur Binnenschifffahrt hat LNG als Treibstoff ein großes Potential auch in der Küstenschifffahrt. Bedingt durch erhöhte Emissionsgrenzwerte rüsten immer mehr Reedereien ihre Fähren auf LNG um. In Deutschland werden momentan zwei Fähren mit LNG betrieben, eine weitere ist in Planung.

Außerhalb Europas sind Projekte zum LNG-Infrastrukturaufbau insbesondere in den USA und China zu nennen.

China hat mit Abstand die größte Anzahl von LNG betriebenen Fahrzeugen. Bereits im Jahr 2013 zählte das Land 1.300 LNG-Tankstellen und 51.000 LNG-betriebene Straßenfahrzeuge. Für das Jahr 2015 kann mit einer Errichtung von etwa 3.000 LNG-Tankstellen und dem Inverkehrbringen von ca. 250.000 Straßenfahrzeugen gerechnet werden.[26]

3 MARKT- UND POTENZIALANALYSE IN DEUTSCHLAND UND WELTWEIT

Energetische und kostenspezifische Betrachtung der gesamten LNG-Logistikkette vom Erzeugungsort bis zum Endanwender, welche im Rahmen dieser Analyse durchgeführt werden, dienen als Ausgangspunkt für die folgenden Kapitel, insbesondere für das Kapitel „ökologische und ökonomische Bewertung der Prozessketten“.

3.1 Marktanalyse

Eine LNG-Lieferkette erstreckt sich von den Exportterminals (Standort mit Erdgasverflüssigungsinfrastruktur) über die Importterminals bis zur Anwendung (s. Abbildung 6). Das Schema der LNG-Versorgungskette (zur Abgrenzung ist der large-scale-Bereich rot eingrahmt) bildet nicht nur die Route der Versorgung mit klassischem, fossilen LNG ab, sondern bindet auch erneuerbare Quellen durch Biogas- und Power-to-Gas-Ansätze ein.

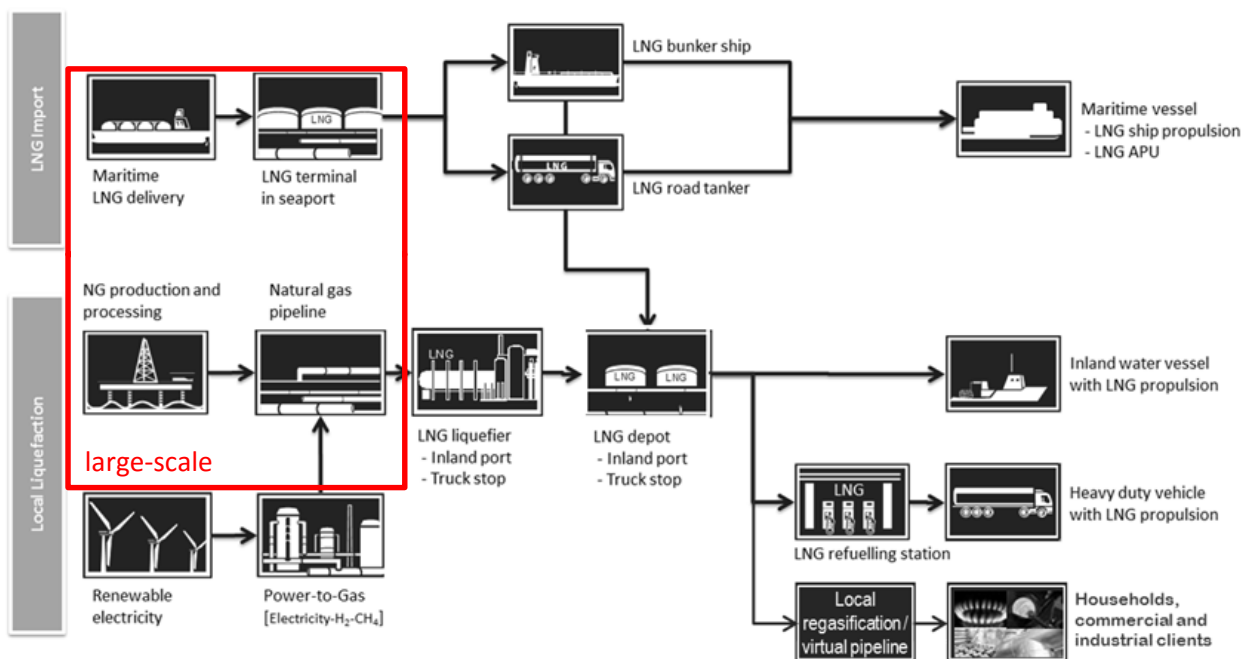


Abbildung 6: LNG-Versorgungskette [5], [30]

Eine LNG-Versorgung in Deutschland kann über die Importterminals in den Nachbarstaaten Belgien/Zeebrügge, den Niederlanden/Rotterdam und Polen/Świnoujście erfolgen.

LNG Importterminals wurden zunächst ausschließlich für den Import von LNG und die Einspeisung des wiederverdampften Gases in das Pipelinenetz ausgelegt. In den letzten Jahren haben Terminalbetreiber in break-bulk-services investiert, die die Weiterverteilung von LNG per Schiff oder Tanklastwagen ermöglichen. Der Gate-Terminal in den Niederlanden wird aktuell durch einen break-bulk-Terminal mit Fertigstellung in 2016 erweitert.

Die Importterminals in Belgien und den Niederlanden besitzen jeweils LKW-Tankwagen-Befüllungsrampen, während eine solche in Świnoujście noch nicht im Betrieb ist. Auf dem Terminal in Polen wird die Möglichkeit der Verladung von LNG in Kesselwagen untersucht [32].

LNG im small-scale Bereich wird in Deutschland momentan auf drei Häfen vertankt. Die Häfen Mannheim, Brunsbüttel und Emden bieten die Möglichkeit für die Betankung von Binnen- und Küstenschiffen mit LNG. Die Fähre MS „Ostfriesland“ wird im Hafen Emden mit LNG versorgt.

Laut Betreiberangaben wurde LNG nach Rotterdam, Zeebrügge und Świnoujście aus folgenden Exportländern angeliefert: Katar, Norwegen, Algerien, Trinidad und Tobago [34]. Für Europa wird zukünftig LNG überwiegend aus dem atlantischen Raum zur Verfügung gestellt. Einer der zukünftigen Lieferanten könnten die USA werden.

Für eine Reduktion der Transportkosten und Emissionen sollten für die Belieferung von Energienutzern in Deutschland und Mitteleuropa möglichst kurze Lieferrouten zu den Exportterminals gewählt werden. Dazu wurden exemplarisch die Transportentfernungen für die LNG Belieferung des Importterminals in Rotterdam ermittelt [36]:

Norwegen	2.494 km
Algerien	3.308 km
Russland (Yamal)	4.800 km (annähernd)
Trinidad und Tobago	7.580 km
USA (Sabine Pass)	9.112 km
Katar	11.881 km
Australien (Pluto LNG)	17.380 km

Major trade movements 2014
Trade flows worldwide (billion cubic metres)

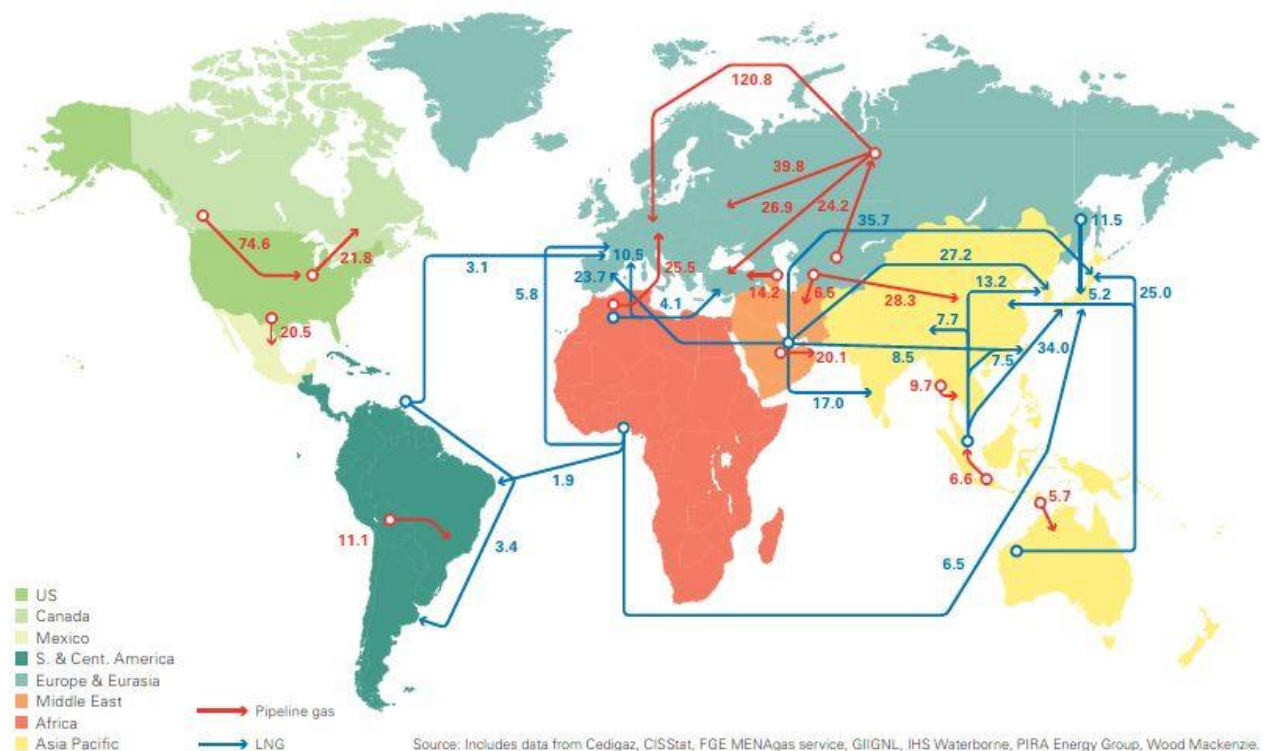


Abbildung 7: Transportwege für LNG (blaue Pfeile), Quelle [siehe Grafik, BP Statistical Review of World Energy June 2015]

Die Preislage auf dem Energiemarkt ist einer der wesentlichen Faktoren für die LNG Infrastrukturentwicklung. Mit dem Stand Anfang 2016 sind die Preise für diverse Energieträger als Orientierung in der folgenden Tabelle abgebildet. Es ist zu beachten, dass die Tabelle eine Momentaufnahme ist und Energiepreise erheblichen Schwankungen unterworfen sind.

Die in der folgenden Tabelle aufgelisteten Werte stellen die Verkaufspreise inkl. der Transportkosten bis zur Tankstelle dar, mit Ausnahme von LNG, welches für den angegebenen Netto-Lieferpreis DES (delivered ex-ship) auf dem Importterminal in Rotterdam zu erwerben ist. Für Pipelinegas ist der Grenzübergangspreis ohne Erdgassteuer angegeben.

Für eine bessere Preisorientierung für die einzelnen Energieträger kann Tabelle 2 dienen. Diese liefert die spezifischen Kosten für den Transport von Energieträgern vom Terminal bzw. Produktionsstandort (z. B. Raffinerie) bis zur Tankstelle. Exemplarisch wurden zum Vergleich Lieferanten von LNG, LPG und CNG befragt.

Tabelle 1: Vergleich der Marktpreise für diverse Energieträger [35], Stand Januar 2016

Einheit	LNG	Erdgas (Pipeline)	CNG	LPG	Heizöl	KFZ-Diesel
Nettopreis						
EUR/MWh	20,00	21,40	48,11	27,54	30,88	41,22
EUR/GJ	5,56	5,94	13,36	7,65	8,58	11,45
EUR/kWh	0,020	0,021	0,048	0,028	0,031	0,041
EUR/kg	0,24	0,26	0,58	0,35	0,36	0,52
Bruttopreis¹						
EUR/MWh	37,18	40,53	91,12	42,03	43,34	104,65
EUR/GJ	10,33	11,26	25,31	11,68	12,04	29,07
EUR/kWh	0,037	0,041	0,091	0,042	0,043	0,104
EUR/kg	0,45	0,49	1,10	0,54	0,51	1,32

Quellen: www.destatis.de, www.gesetze-im-internet.de, www.bafa.de, www.bundesnetzagentur.de, www.gibgas.de, www.bmwi.de, www.gas24.de, www.tecson.de

Tabelle 2: Transportkosten für LNG, LPG, CNG [38]

Energieträger	Lieferfahrzeug-Miete, EUR/Tag	Kilometerpauschale, EUR/km	Transportierte Energiemenge, MWh	Transportkosten, EUR/MWh
LNG	220	1,71	286	14,8
CNG	195	2,04	58	79,7
LPG	200	2,9	280	10,5

Anmerkungen: 1. für den Transport von LPG und LNG wurde jeweils ein 20 Tonnen-Tankwagen angenommen, für CNG – 45 Fuß X-STORE Container mit bis zu 10 Tonnen Fassungsvermögen;
2. die jeweilige Fahrt bleibt in den Grenzen der maximalen Tageslenkzeit vom LKW-Fahrer.

¹ Der Bruttopreis für das Pipeline-Erdgas bzw. CNG setzt sich aus dem Netto-Grenzübergangspreis (für CNG mit Berücksichtigung der Energie für den Druckaufbau) und folgenden zusätzlichen Bestandteilen zusammen: Nettonetzentgelte, Umsatzsteuer, Gassteuer, Konzessionsabgabe. Der Bruttopreis für LNG errechnet sich aus dem Nettopreis auf den Terminal in Rotterdam, Energiesteuer und Mehrwertsteuer. Der Brutto- bzw. Nettopreise sind laut den Angaben von Tankstellenbetreibern angegeben. Der Bruttopreis für Heizöl errechnet sich aus dem Nettopreis und folgenden zusätzlichen Bestandteilen: Mehrwertsteuer, Energiesteuer, Deckungsbeitrag für den Handel.

3.1.1 Potenzialanalyse im Bereich „Mobilität“ für Deutschland

Das Nutzungspotential von LNG im Verkehrssektor wird unter Berücksichtigung des Reifegrades der Anlagentechnik, der vorhandenen und geplanten Infrastruktur, von Energieversorgungskonzepten und Betriebserfahrungen bewertet.

Eine grobe Übersicht über die Kraftstoffe bei unterschiedlichen Verkehrsmitteln liefert Abbildung 8.

LNG kann im Schwerlastverkehr auf der Langstrecke oder bei kontinuierlichen Fahrleistungen wie z. B. bei Bussen sein Potenzial ausspielen. Für PKW und Lieferfahrzeuge auf kurzen Distanzen empfiehlt sich der Einsatz von LNG als Kraftstoff nicht. Die Gründe dafür liegen in der so genannten „Boil-Off“ – Bildung (Verdampfen des LNG aus der Flüssigphase durch Wärmeeintrag mit Druckanstieg), was bei längeren Standzeiten zum Überdruck im Tank und dadurch zur Öffnung des Überdruckventils führen kann. Bei niedrigen Laufleistungen bzw. geringen Verbräuchen kleinerer Motoren kann die Boil-Off Bildung nur bedingt vermieden werden. Bei längeren Distanzen und erhöhter Motorlaufzeit kann LNG in dem maximal zulässigen Tankdruckbereich gespeichert bleiben.

MODE OF TRANSPORT	DISTANCE	FOSSIL			FOSSIL / RENEWABLE (NG / BIO-METHANE)		RENEWABLE			ELECTRICITY	
		DIESEL	PETROL	LPG	CNG	LNG	BIO OIL FAME BTL HVO	DME	BIO-ETHANOL	H ₂ FUEL CELL	ELECTRIC / PLUG-IN
		DIESEL CYCLE	OTTO CYCLE	OTTO CYCLE	OTTO CYCLE	OTTO CYCLE	DIESEL CYCLE	DIESEL CYCLE	OTTO CYCLE	-	-
		43-46 MJ/kg	43-47 MJ/kg	46-50 MJ/kg	48-54 MJ/kg	48-54 MJ/kg	37-39 MJ/kg (FAME)	28-29 MJ/kg	27-28 MJ/kg	120-143MJ/kg	-
PASSENGER CAR	SHORT / MEDIUM	++	++	++	++	-	++	++	++	+	++
TRUCKS	LIGHT	SHORT	++	++	++	++	-	++	++	-	+
	MEDIUM	SHORT / MEDIUM	++	-	-	++	+	++	++	-	+
		SHORT	++	-	-	++	+	++	++	++	-
	HEAVY	MEDIUM	++	-	-	++	++	++	++	-	-
LONG		++	-	-	+	++	++	++	-	-	
BUS	SHORT	++	-	-	++	++	++	++	++	+	++
	MEDIUM / LONG	++	-	-	++	++	++	++	-	+	-

Abbildung 8: Vergleich der wirtschaftlichen und technischen Einsatzmöglichkeit diverser Kraftstoffe nach Transportmitteln [39]

Zur Ermittlung von Absatzszenarien für LNG wurde der Mobilitätssektor (ausschließlich des Individualverkehrs) nach Binnenschifffahrt, Straßengüterverkehr (Speditions- und Lieferverkehr), öffentlichen Verkehrsmitteln und Schienenverkehr aufgeschlüsselt (s. Abbildung 9). Den größten Anteil am Energieverbrauch im Mobilitätssektor in Deutschland weist der Straßengüterverkehr auf. Die Summe des Energieverbrauchs schwerer LKW und Sattelzugmaschinen beträgt knapp 90 % des gesamten Mobilitätssektors. Busse des öffentlichen Personennahverkehrs haben einen Anteil von knapp 6 %, Binnen- und Güterschiffe von knapp 4 % am erfassten Energieverbrauch im Mobilitätssektor. Der Schienenverkehr weist mit 0,2 % den geringsten Energieverbrauch auf.

In der Hauptstudie wurden des Weiteren die spezifischen Verbräuche für die Bereiche Binnenschifffahrt und Straßengüterverkehr ermittelt. In diesem spezifischen Verbrauch ist die Vorkette bereits berücksichtigt. Der jeweilige Energieverbrauch für die Kraftstoffe Diesel und LNG wurde gegenübergestellt.

Energieverbrauch in PJ im Bereich Mobilität in Deutschland

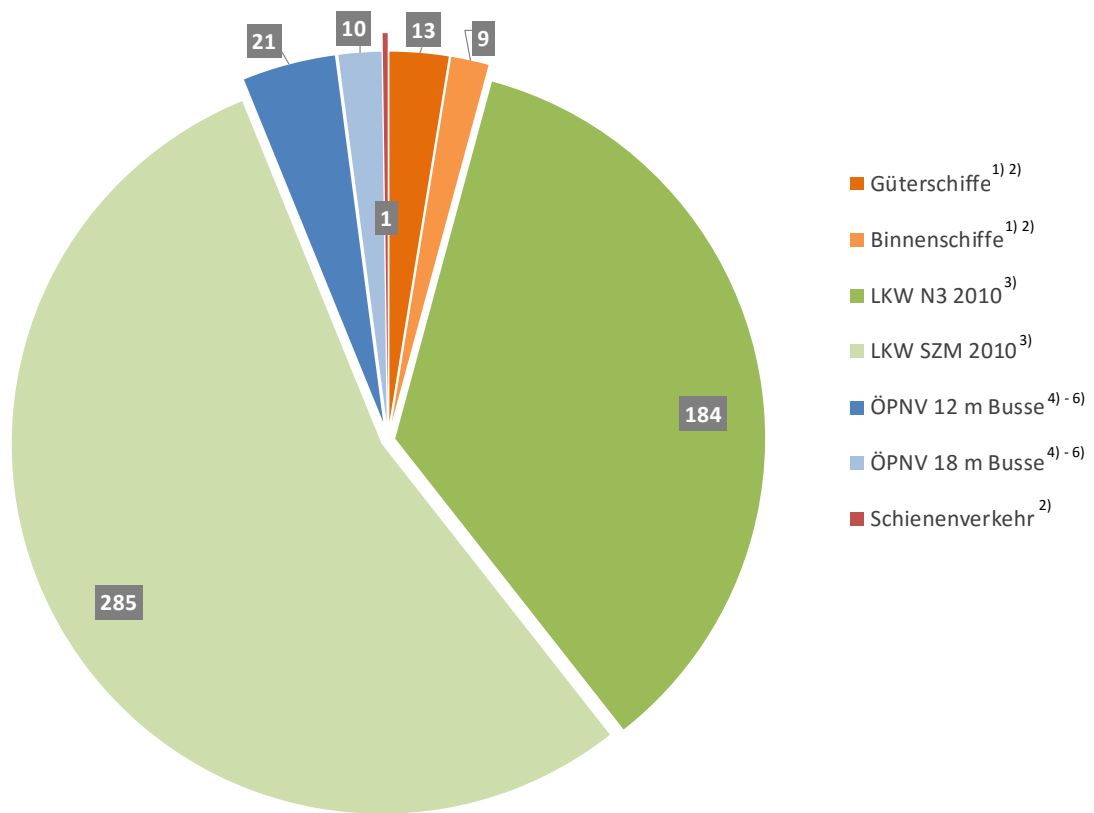


Abbildung 9: Energieverbrauch im Mobilitätssektor in Deutschland ²

Quellen:

- ¹⁾ Möglichkeiten zur Reduzierung der Kraftstoffmenge und der Treibhausgasemissionen in der Binnenschifffahrt - Bericht des Untersuchungsausschusses-Herbsttagung 2012
- ²⁾ DLR, ifeu, LBST, DBFZ: LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen, München, 2014
- ³⁾ DLR: Erneuerbare Energien im Verkehr Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger, Berlin, 2015
- ⁴⁾ VCD+IFEU-Bus, Bahn und PKW auf dem Umweltprüfstand, Studie 2001
- ⁵⁾ DIW: Verkehr in Zahlen 2015/2016
- ⁶⁾ Befragung des Flottenbetreibers
- ⁷⁾ FREIGHTVISION - Sustainable European Freight Transport 2050; Helmreich, Keller S.37

² Binnenschiffe: Summe aus Containerschiffen, Tankschiffen und leichten Verbänden

LKW N3 2010: schwere LKW ab 12 t / Stand 2010

LKW SZM 2010: Sattelzugmaschinen bis 44 t / Stand 2010

ÖPNV 12 m Busse: Solobusse des öffentlichen Personennahverkehrs mit einer Länge von 12 m

ÖPNV 18 m Busse: Gelenkbusse des öffentlichen Personennahverkehrs mit einer Länge von 18 m

Schienenverkehr: Substituierbare Diesel-Loks (Diesel-Lok-Anteil 6,9 % am gesamten Schienenverkehr)

4 STRATEGISCHE UMSETZUNGSKONZEPTE FÜR LNG IN DER MOBILITÄT

4.1 Erstellung von Umsetzungskonzepten für die gesamte Logistikkette vom Seehafen bis zum Endverbraucher

4.1.1 Analyse der deutschlandweiten Emissionsbelastung

Der Einsatz von LNG stellt mittelfristig die einzige wettbewerbsfähige Option zur Reduzierung von THG-Emissionen im Schwerlastverkehr dar [1]. LNG verursacht bei der Verbrennung im Vergleich zu anderen fossilen Kraftstoffen die geringsten CO₂-Emissionen. Weiterhin können Minderungen der Partikel- und NO_x-Emissionen gegenüber Dieselmotoren erzielt werden. Nicht zuletzt verursachen LNG-betriebene Motoren geringere Lärmemissionen als Dieselmotoren.

Feinstaubbelastung, Auswertung:

Die verwendeten Daten stammen von der jährlichen Auswertung des Umweltbundesamtes. Insgesamt finden etwa 900 Messstationen Berücksichtigung [2]. Die Daten zeigen, dass die Feinstaubbelastung in Deutschland trotz eingeführter Reduzierungsmaßnahmen nicht stetig abnimmt. Zusätzlich weisen die gemessenen Werte größere Schwankungen auf. Diese resultieren aus Witterungseinflüssen im Jahresverlauf. Ein Beispiel ist hier die Inversionswetterlage. Diese ist meist im Winter mit niedrigen Windgeschwindigkeiten in den unteren Luftschichten vorzufinden, wodurch der Luftaustausch stark verringert wird und sich Schadstoffe in dieser Sperrschicht sammeln können. In Folge der differenzierten Wetterlagen kommt es im zeitlichen Verlauf zu unterschiedlich auftretenden Verteilungen bzw. Verdünnungen der Feinstaubteilchen in der Luft. Des Weiteren haben topografische Gegebenheiten, wie beispielsweise die Stuttgarter Tal- bzw. Kessellage, einen starken Einfluss. Um saisonale Einflüsse auf die Schadstoffmessungen zu minimieren, werden Messreihen über mehrere Jahre betrachtet. Die Anzahl der Überschreitungen in einem Jahr wird über die drei beschriebenen Fälle „PM₂₀ TMW“, „PM₁₀ JMW“ und „PM_{2,5} JMW“ (JMW: Jahresmittelgrenzwert, TMW: Tagesmittelgrenzwert, PM₂₀/PM₁₀/PM_{2,5}: Partikelgröße 20 µm/Partikelgröße 10 µm/Partikelgröße 2,5 µm) kumuliert (s. Abbildung 10). Letztlich werden jene Gemeinden identifiziert, welche im Zeitraum 2010-2015 mindestens eine Überschreitung aufweisen [3].

Abbildung 10 zeigt die Kommunen mit Überschreitungen der maximalen Anzahl des kritischen Tagesmittelwertes von PM₁₀ (links) und die Überschreitungen der Jahresmittelwerte von PM₁₀ (Mitte) im Zeitraum 2010-2015. Größtenteils werden die Jahresmittelgrenzwerte für PM₁₀ eingehalten, wodurch ersichtlich ist, dass die über das Jahr verteilte Grundbelastung keine kritische Größe ist. Als kritisch ist die Betrachtung der Überschreitungen der Anzahl der Tagesmittelwerte zu bewerten. Vor allem in Großstädten, Ballungsräumen und in Wirtschaftsregionen wie dem Ruhrgebiet sind oft kurzzeitige aber hohe Feinstaubbelastungen vorhanden, die zu einer Überschreitung des Grenzwertes führen. Deutschlandweit treten Grenzwertüberschreitungen in urbanen Gebieten auf. Weiterhin gibt Abbildung 10 Auskunft über die Überschreitung des Jahresmittelgrenzwertes von 20 µg/m³ an PM_{2,5} (rechts). Im Gegensatz zum JMW PM₁₀ (Mitte) sind vermehrte Überschreitungen vor allem in Großstädten zu finden.

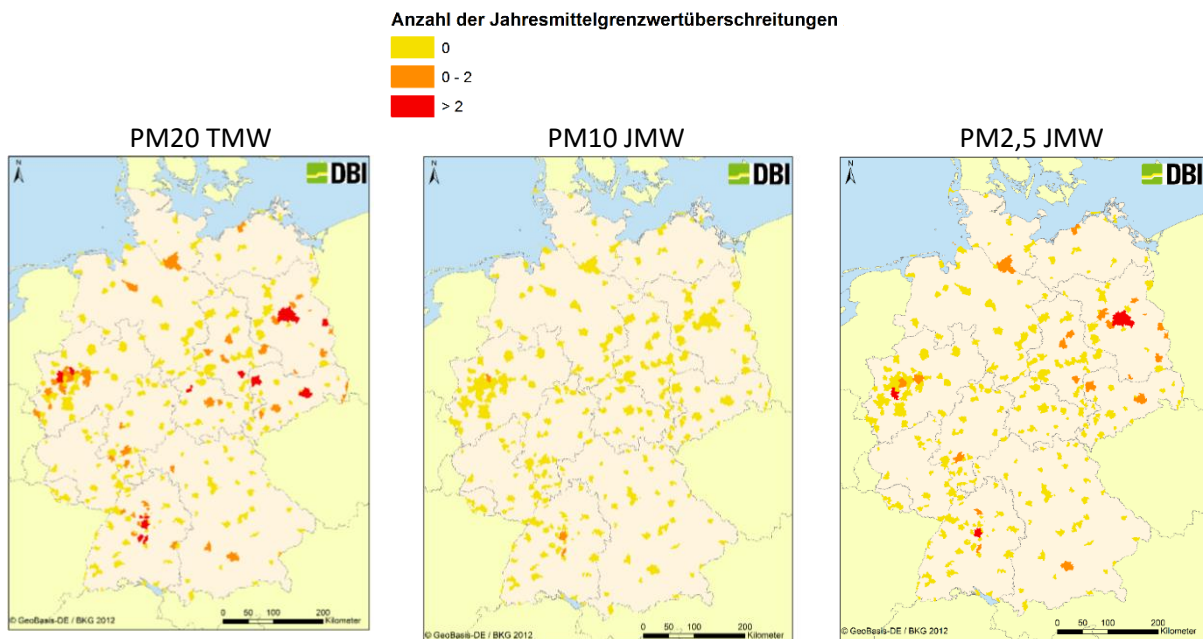


Abbildung 10: Regionale Verteilung der Anzahl der Tagesmittelgrenzwerte- (links), der Jahresmittelgrenzwertüberschreitung (Mitte) von PM10 und der Jahresmittelgrenzwertüberschreitungen von PM2,5 (rechts) in den Jahren 2010 bis 2015

In Abbildung 11 sind die kumulierten Grenzwertüberschreitungen für Feinstaub dargestellt. Die Stärke wird in Abhängigkeit der Häufigkeit der Überschreitung im Zeitraum 2010-2015 definiert. Für die drei betrachteten Grenzwerte ist somit eine maximale Anzahl an Überschreitungen von 18 möglich. Die Auswertung der Messdaten ergibt maximal 11 Überschreitungen im benannten Zeitraum in Stuttgart, gefolgt von Berlin. Es ergeben sich Überschreitungen besonders in Großstädten bzw. Ballungsräumen und Wirtschaftsregionen. Weitere kritische Gebiete sind größere Städte in Mitteldeutschland, das Ruhrgebiet und Großstädte wie Bremen, Hamburg und München.

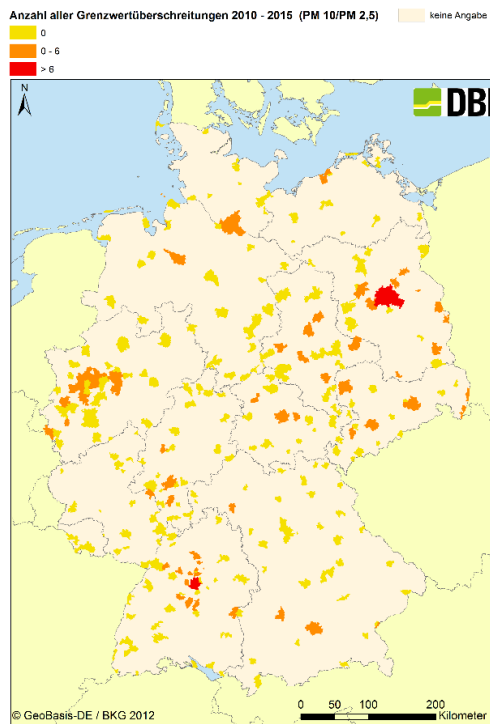


Abbildung 11: Regionale Verteilung der Anzahl der kumulierten Grenzwertüberschreitungen von PM10 (JMW/TMW) und PM2,5 (JMW)

Stickstoffdioxid, Auswertung:

Die Stickoxidemissionen basieren auf der jährlichen Auswertung des Jahres 2014 vom Umweltbundesamt [4]. In Abbildung 12 ist die regionale Verteilung der Kommunen mit Grenzwertüberschreitungen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass besonders in Großstädten, Ballungsräumen und Wirtschaftsregionen wie das Ruhr- und Rhein-Main-Gebiet Überschreitungen auftreten. Gleichzeitig ist die Belastung der urbanen und industriell geprägten Kommunen deutschlandweit gleich verteilt. In ländlichen Regionen, in denen auch aufgrund der geringen Auftrittswahrscheinlichkeit von Grenzwertüberschreitungen Messstationen fehlen, liegen keine Daten vor.

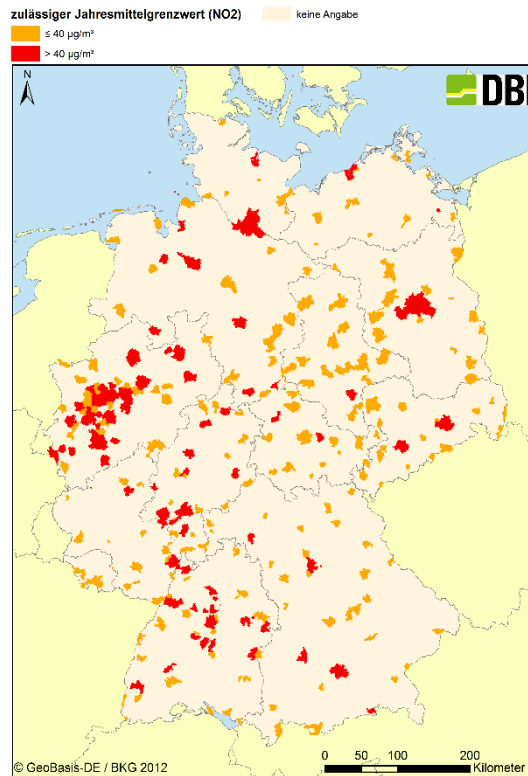


Abbildung 12: Regionale Verteilung der Anzahl an Grenzwertüberschreitungen von Stickstoffdioxid 2014

Schwefeldioxid, Auswertung:

Durch die Stilllegung von braunkohleintensiven Betrieben in den neuen Bundesländern bzw. durch die Nachrüstung technischer Maßnahmen und den Einsatz von Brennstoffen mit geringem Schwefelgehalt ist ein starker Rückgang der Schwefeldioxidemissionen seit 1990 zu verzeichnen. Das hat zur Folge, dass die vorgeschriebenen Reduktionsziele eingehalten bzw. übererfüllt wurden und somit die Grenzwerte deutschlandweit eingehalten werden. 2008 lag der Jahresmittelwert unter 10 µg/m³ Schwefeldioxid [5], [6].

Lärm, Bemerkungen und Auswertung:

Abbildung 13 zeigt die Kommunen mit ganztägig (links) vom Lärm belasteten Menschen. Das bedeutet, dass alle Gebiete mit einer vorhandenen Lärmbelastung aufgrund der in der Berechnungsmethode festgelegten Rundungsregel (Angabe der Zahlen belasteter Menschen immer auf 100 Menschen gerundet [7]) mindestens 50 Personen enthalten, die einem Lärmpegel von über 65 dB(A) 24 h lang ausgesetzt sind. Im

Vergleich dazu sind rechts die Gebiete dargestellt, in denen Menschen leben, die nachts (22:00 – 6:00 Uhr) einem Lärmpegel von mehr als 55 dB(A) ausgesetzt sind.

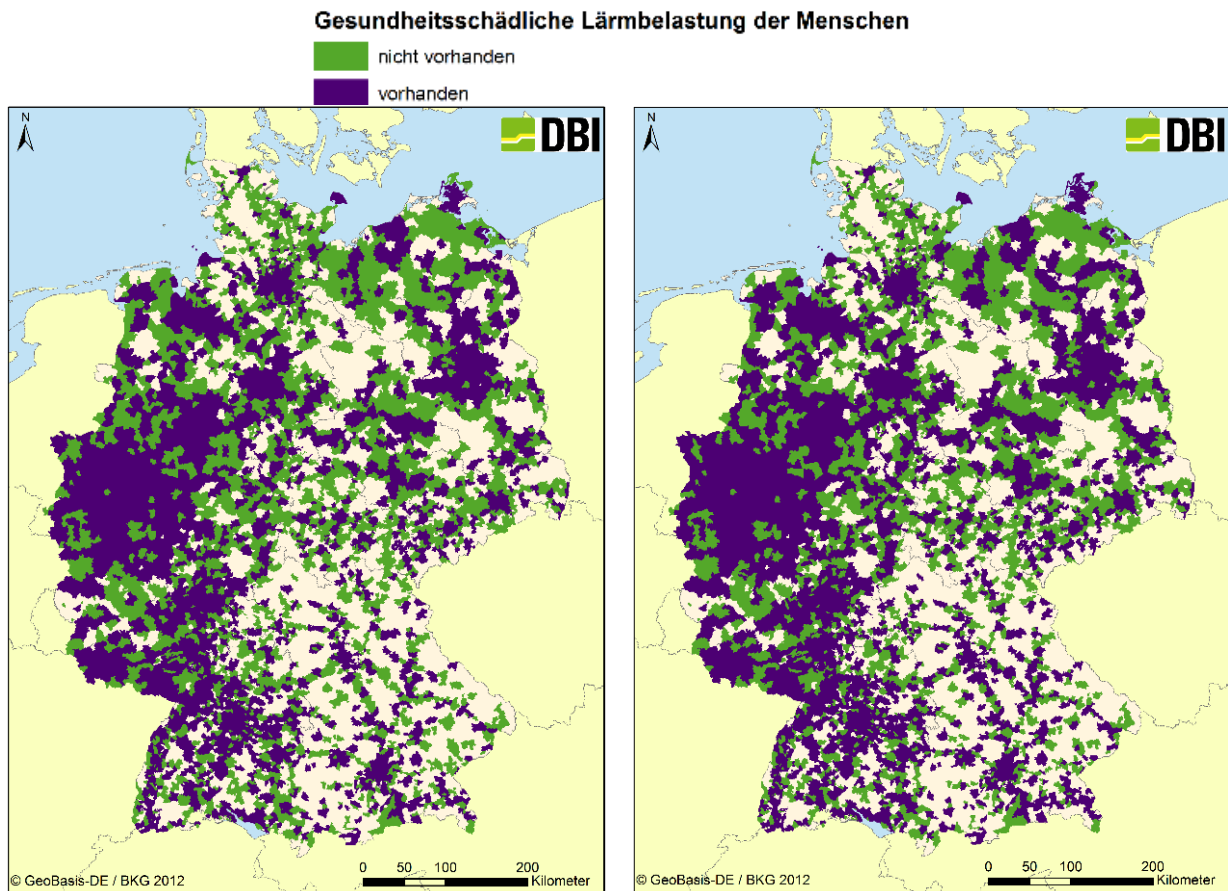


Abbildung 13: Regionale Verteilung der Lärmbelastung durch Straßenverkehr in Deutschland ganztägig (links) und nachts (22:00-6:00 Uhr) (rechts)

Es ist zu erkennen, dass sowohl ganztägig als auch nachts viele Gebiete und damit Menschen von Lärm belästigt werden und somit nicht im empfohlenen Lärmpegel leben können. Diese Betroffenheit lässt sich für sehr viele Gemeinden in Deutschland ausmachen, wobei gerade der Westen und der Südwesten Deutschlands großflächige Gebiete aufweisen. Die deutschlandweite Problematik betrifft besonders Ballungszentren, Großstädte und Gemeinden, durch welche u.a. stark befahrene Hauptverkehrsstraßen führen.

Schadstoff- und Emissionskarte

In der vorgestellten Methodik ist zu erkennen, dass die Schadstoffkarte Grenzwertüberschreitungen von Luftschadstoffen beinhaltet. Insgesamt wurden fünf verschiedene Grenzwerte (Feinstaub verschiedener Größen und Zeiträume, Stickoxide und Schwefeldioxid) ausgewertet. Abbildung 14 zeigt die Überlagerung dieser Grenzwertüberschreitungen. Dabei erfolgte ausschließlich eine digitale Auswertung, ob ein Grenzwert überschritten wird oder nicht. Eine Quantifizierung, mit welcher Stärke die Überschreitung vorliegt, wird für die Identifizierung von betroffenen Gebieten nicht benötigt.

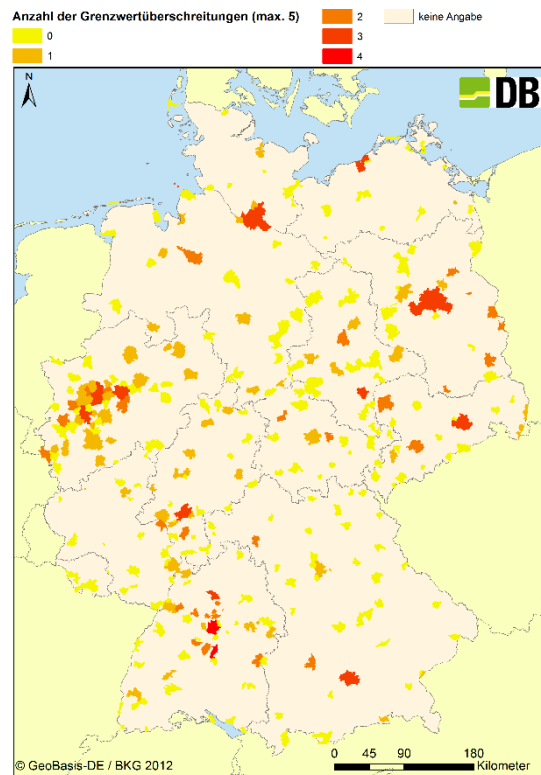


Abbildung 14: Regionale Verteilung der kumulierten Grenzwertüberschreitungen verschiedener Schadstoffkarte (PM10 JMW; PM10 TMW; PM2,5 JMW; NO₂ JMW; SO₂ JMW)

Wie die Einzelauswertungen gezeigt haben, sind Probleme mit Schadstoffen hauptsächlich in Großstädten, Ballungsräumen und Wirtschaftsregionen wie z.B. dem Ruhrgebiet vorhanden. Hervorzuheben ist, dass nahezu alle größeren Städte Probleme mit der Einhaltung der Emissionsgrenzen zeigen. Die höchste vorhandene Anzahl von vier Überschreitungen ist in Stuttgart und Reutlingen vorhanden. Weitere Großstädte wie Berlin und Hamburg folgen diesen Regionen mit drei Überschreitungen.

Die Zusammenführung der Schadstoffkarte mit den vorhandenen Lärmbelastungen wird in Abbildung 15 dargestellt. Die so erzeugte Emissionskarte beinhaltet des Weiteren die in Deutschland vorhandenen Umweltzonen.

Da Reutlingen und Stuttgart neben den Grenzwertüberschreitungen bei Schadstoffen auch Überschreitungen der empfohlenen Lärmpegel aufweisen, führen sie mit sechs Überschreitungen die Liste der identifizierten Regionen mit Emissionsproblemen an. Es fällt auf, dass noch nicht alle Großstädte bzw. Gemeinden mit vorhandenen Emissionsproblemen eine Umweltzone eingerichtet haben. Hamburg, Rostock, Dresden und Chemnitz zeigen anhand dieser Auswertung, dass eine solche Zone sinnvoll sein kann. Generell kann aber festgehalten werden, dass das Thema Einhaltung von Emissionsgrenzwerten nicht nur ein regionales Problem darstellt, sondern weite Teile Deutschlands betroffen sind. Neben den industriell geprägten Gebieten weisen insbesondere auch ländliche Regionen, meist durch die Nähe zu Autobahnen, Probleme mit Lärmemissionen auf. Der Westen und Teile des Südwesten Deutschlands weisen zusätzlich fast flächendeckend Emissionsprobleme auf.

Der Einsatz von LNG im Schwerlastverkehr kann zur Emissionsminderung beitragen. Um insbesondere im innerstädtischen Bereich die Belastung zu senken, bietet sich der Einsatz LNG-betriebener Fahrzeuge beispielsweise im ÖPNV, bei Müllfahrzeugen, bzw. Zustell- und Lieferservices an. Zusätzlich können insbesondere die Belastungen außerhalb urbaner Gebiete durch LNG-LKWs, die im Transport- und Logistikbereich eingesetzt werden, reduziert werden.

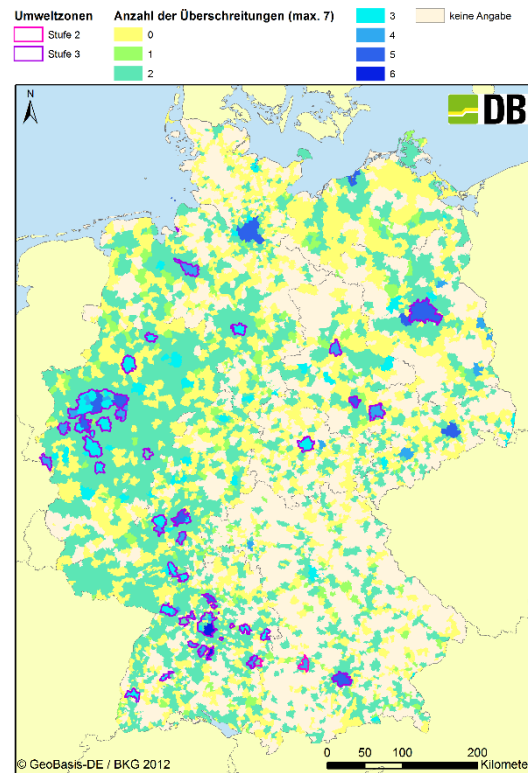


Abbildung 15: Regionale Verteilung der kumulierten Grenzwertüberschreitungen verschiedener Emissionen (PM₁₀ JMW; PM₁₀ TMW; PM_{2,5} JMW; NO₂ JMW; SO₂ JMW; Lärm 24h; Lärm nachts)

4.1.2 Analyse der potentiellen Verbrauchsstruktur

Um Tankstellen für den regionalen Schwerlastverkehr, wie er üblicherweise von Logistikzentren ausgeht, zu identifizieren, wurde das vorhandene Tankstellennetz in Deutschland verwendet. Die Annahme ist hierbei, dass durch die vorhandene Infrastruktur (Versorgungsmedien, Straßenanbindung, Kassier- und Verkaufsbauwerke, etc.) eine Erweiterung verhältnismäßig einfach möglich ist. Der tatsächliche Platzbedarf ist im Einzelfall zu prüfen und nicht Gegenstand dieser Studie. Des Weiteren wurden ca. 1.500 Logistikstandorte erfasst und diese georeferenziert, um Ballungszentrum dieser Branche zu identifizieren. Ein Abgleich mit vergleichbaren Studien wie bspw. Analysen der Fraunhofer-Institute [8] zeigt gute Übereinstimmungen mit den Ergebnissen der eigenen Recherche. Basierend auf den beschriebenen Daten und in Anbetracht, dass Logistiker möglichst keinen Umweg für den Betankungsvorgang in Kauf nehmen möchten, werden die Tankstellen ermittelt, die sich möglichst nah an den Logistikzentren befinden. Die maximale Entfernung beträgt 5 km (Luftlinie). Hierbei erfolgt die Aufteilung der Logistikzentren anhand ihrer Lage, sodass letztlich die Tankstellen von mehreren Logistikzentren in der näheren Umgebung ohne große Umwege angefahren werden können. Abbildung 16 zeigt das Vorgehen und Ergebnis zur Identifizierung der Tankstellen in der Nähe von Logistikzentren. Insgesamt konnten anhand dieser Methodik 265 Tankstellen identifiziert werden.

Das Zwischenergebnis zeigt zum Teil eine hohe Dichte an Tankstellen. Diese beruht auf der standortgenauen Betrachtung der Logistikzentren. Unberücksichtigt bleibt dabei jedoch, dass benachbarte Logistikstandorte die gleiche Tankstelle nutzen können. Aus diesem Grund erfolgte eine weitere Selektion der identifizierten Standorte u.a. anhand der definierten Logistikregionen nach [8]. Im Ergebnis werden 24 Standorte identifiziert, die durch eine unmittelbare Nähe zu hoch frequentierten Logistikregionen gekennzeichnet sind (s. Abbildung 17).

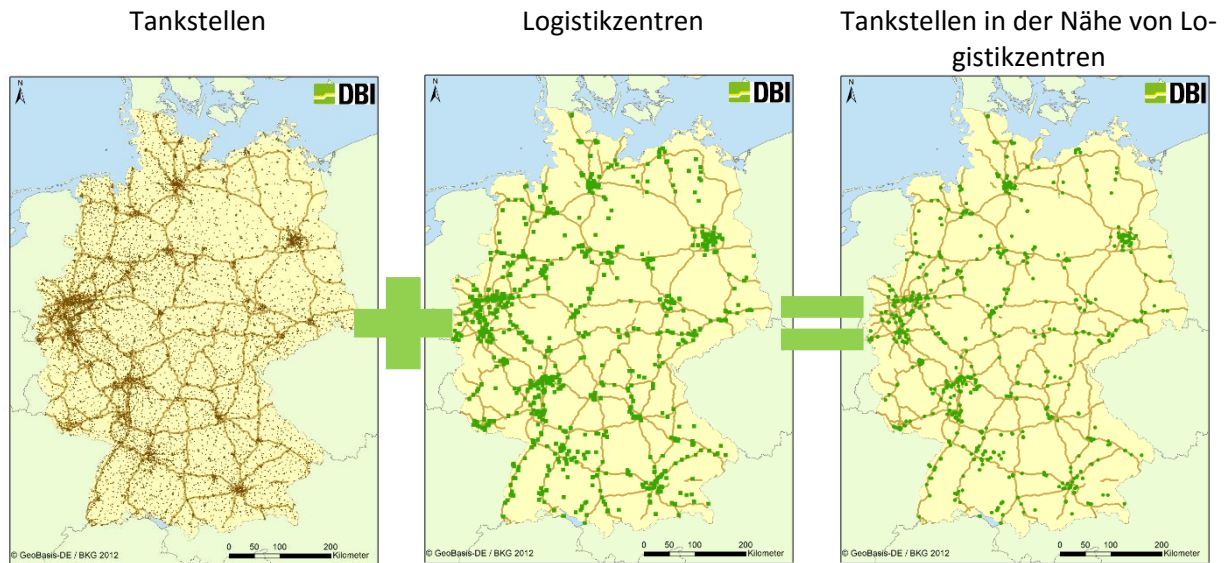


Abbildung 16: Identifizierung von potentiellen Standorten für LNG-Tankstellen, die sich in der Nähe von Logistikunternehmen befinden



Abbildung 17: Identifizierte Standorte für potentielle LNG-Tankstellen in der Nähe von Logistikregionen

Neben der Berücksichtigung der regionalen Transportlogistik, muss das zukünftige LNG-Tankstellennetz ebenso den Transitverkehr entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes versorgen können. Ebenso sind die Tankstellenstandorte so zu wählen, dass ein möglichst hoher Bedarf an diesem Standort vorzufinden ist. Aus diesem Grund werden Verkehrszählungen entlang der Bundesautobahnen ausgewertet. Dabei werden vom Schwerlastverkehr stark befahrene Korridore identifiziert. Autohöfe kommen hierbei als potentielle LNG-Tankstellen in Frage, da diese von beiden Fahrtrichtungen aus angefahren werden können und in unmittelbarer Nähe von Autobahnen liegen [9].

Ein Autohof im Sinne der allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung (VwV-StVO) ist laut Zeichen 448.1 nur vorhanden, wenn folgende Dinge erfüllt sind:

- maximale Entfernung von Anschlussstelle: 1 km,
- Straßenverbindung muss für Schwerverkehr ausgelegt sein und berücksichtig Anliegerinteressen Dritter,
- Autohof und Tankmöglichkeit ganzjährig, ganztäglich geöffnet,
- an schwach frequentierten Autobahnen (durchschnittliche tägliche Verkehrsstärke (DTV) bis 50.000 Kfz) 50 Lkw-Stellplätze, 100 Lkw-Stellplätze an stärker frequentierten Autobahnen, Pkw-Stellplätze separat ausgewiesen,
- Bei Fahrzeugreparaturen: Fachwerkstätten und Servicedienste vor Ort bzw. werden mindestens vermittelt,
- umfassendes Speiseangebot zwischen 11 bis 22 Uhr, sonst wenigstens Getränke und Imbiss
- Vorhandensein von sanitären Einrichtungen angepasst an speziellen Bedürfnisse vom Fahrpersonal, sowie für Behinderte.

Diese Voraussetzungen wurden erst 2001 verbindlich geregelt, wodurch noch Autohöfe existieren können, die nicht alle Bedingungen erfüllen [10], [11].

Ausgehend von über 200 Autohöfen entlang der Bundesautobahnen (Abbildung 18, links) werden weitere potentielle Standorte für LNG-Tankstellen ermittelt. Die Daten der Verkehrsbelastung von der Bundesanstalt für Straßenwesen geben Aussagen u.a. zu den Fahrzeugtypen, tageszeitlichen Belastungen sowie Unterschieden zwischen Wochen- und Werktagen. Insgesamt fließen über 800 Zählpunkte in die standortgenaue Analyse ein (Abbildung 18, Mitte). Das Clustern in verschiedene Stärken des Schwerververkehrsaufkommens zeigt welche Bundesautobahnen besonders stark genutzt werden. Dies sind insbesondere die Autobahnen A2, A3, A6 und A9. Abbildung 18 stellt dar wie die Daten der Verkehrszählung auf die Autohöfe anhand einer räumliche Zuordnung übertragen werden. Damit ist eine bewertende Kategorisierung der Autohöfe anhand des Verkehrsaufkommens möglich.

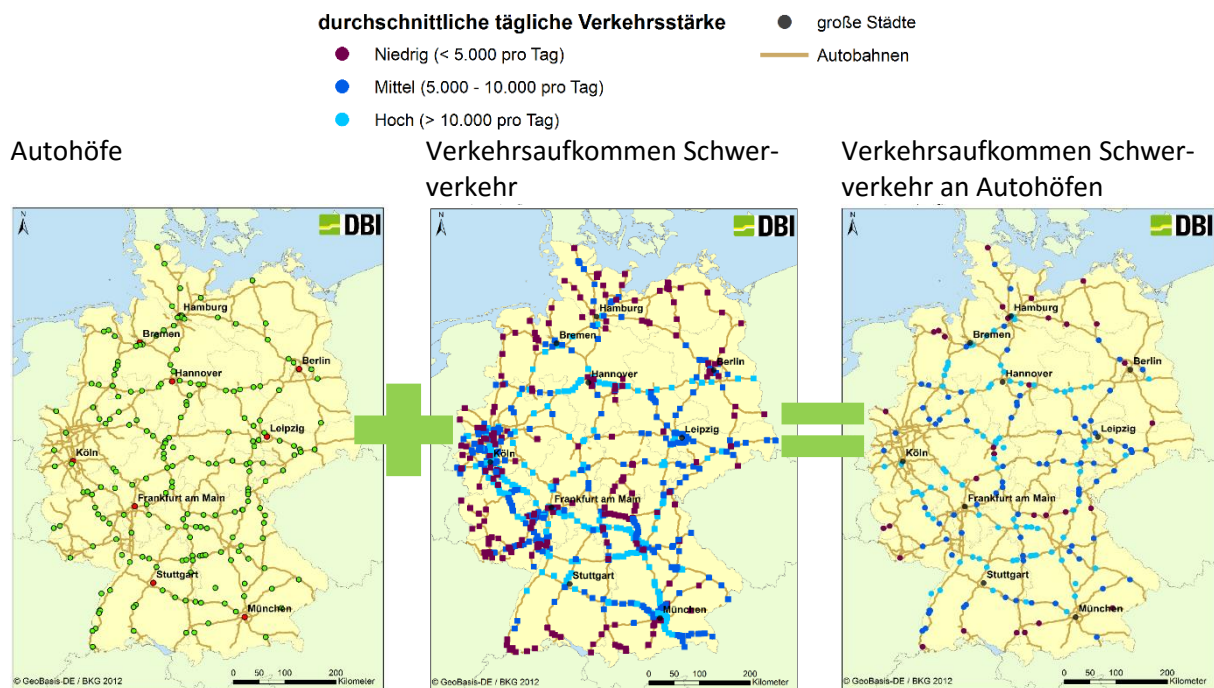


Abbildung 18: Identifizierung von potentiellen Standorten für LNG-Tankstellen entlang der Bundesautobahnen

Zur Identifikation der potentiellen LNG-Tankstellenstandorte wird das transeuropäische Verkehrsnetz TEN-T herangezogen. Ausgehend von bestehenden Tankstellen außerhalb Deutschlands (z.B. in den Niederlanden) werden entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes in einem Abstand von 400 km Standorte identifiziert. Da einige Routen sich überlagern, werden insbesondere entlang dieser Strecken Standorte ausgewählt, um möglichst viele Fahrzeuge mit LNG beliefern zu können. Gleichzeitig kommt es infolge kreuzender bzw. in der Nähe verlaufender Transportrouten zu kleineren Abständen zwischen den Tankstellen, sofern man die Routen außer Acht lässt. Die Standorte sind im europäischen Kontext zu betrachten. Tankstellen außerhalb Deutschlands sind nicht dargestellt. Bereits mit 6 Tankstellen ist bei idealer Verteilung die Versorgung des Fernlastverkehrs mit LNG möglich. Damit könnte die Lücke der LNG-Versorgung von schweren Nutzfahrzeugen zwischen west- und osteuropäischen bzw. süd- und nordeuropäischen Ländern geschlossen werden. Dieses Grundnetz zielt auf den Fernlastverkehr ab. Für eine Versorgung des innerdeutschen Schwerlastverkehrs ist eine Verdichtung des Tankstellennetzes notwendig. Als weiterer Ausbauschnitt wird eine Verdichtung entlang der TEN-T Routen auf 100 km angesehen. So wird das 400 km-Tankstellennetz auf 40 Standorte verdichtet.

Fasst man die Ergebnisse aus den Analysen der Logistikregionen und des transeuropäischen Verkehrsnetzes in einem gesamtdeutschen Tankstellennetz zusammen, so fallen einige Standorte aufgrund von regionalen Dopplungen heraus. Das bedeutet, dass Tankstellen sowohl den Ferntransport als auch die regionalen Logistikunternehmen bedienen können. Gleichzeitig werden identifizierte, eng beieinanderliegende Standorte vereint. Das Ergebnis ist in Abbildung 19 dargestellt. Das 400 km-Tankstellennetz des Fernlasttransportes ist als Grundnetz mit Standorten bei Hamburg, Berlin, Hannover, Frankfurt a.M., Nürnberg und München unverändert. Die weitere Netzverdichtung (100 km) ergänzt sich mit den Ergebnissen der Tankstellen in Logistikregionen. Beispielhaft seien hier Standorte entlang der A4 und im Saarland genannt. Insgesamt werden 40 LNG-Tankstellen als Mindestmenge für eine flächendeckende Versorgung Deutschlands identifiziert.

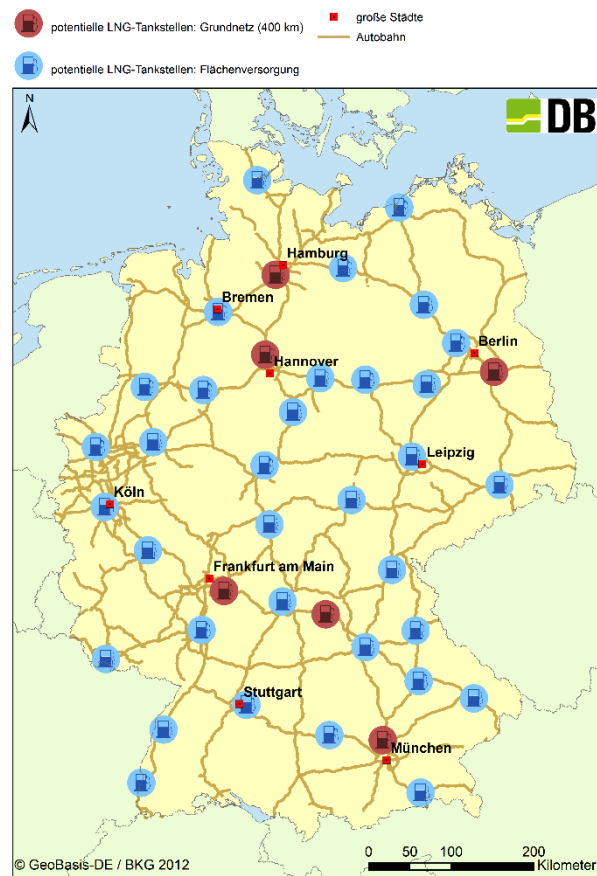


Abbildung 19: Identifizierte Standorte für potentielle LNG-Tankstellen in Deutschland

4.2 Identifizierung von frühen Märkten, welche einen schnellen und wirtschaftlichen Aufbau einer LNG-Infrastruktur erlauben

Die in Kapitel 4.1 dargestellten Ergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst und bewertet. Basierend auf den Ergebnissen werden mögliche Ausbauszenarien skizziert, die einen schnellen und wirtschaftlichen Aufbau einer LNG-Infrastruktur erlauben.

Der Transport von LNG ist aktuell im Vergleich zum Binnenschiff oder Zugtransport einfach per Tank- oder Container-LKW möglich. Hierfür sind u.a. die Belademöglichkeiten an den internationalen Terminals aber auch das hohe Maß an benötigter Flexibilität verantwortlich. Aus diesem Grund ist der Aufbau einer LNG-Infrastruktur beginnend beim Schwerlastverkehr auf der Straße zu forcieren. Hierbei sollte der aktuell bereits existierende Bedarf europäischer Logistikunternehmen (z.B. Niederlande) berücksichtigt werden. LNG-betriebene LKW befahren bereits heute deutsche Straßen, haben jedoch keine Möglichkeit Kraftstoff zu tanken. Entsprechend gering sind ihre Fahrtrouten in Deutschland. Die bestehenden Tankstellen in den deutschen Nachbarländern sollten im ersten Schritt, abzielend auf den Fernlastverkehr, durch deutsche Tankstellen ergänzt und so ein europäisches Tankstellennetz geschaffen werden (vgl. Abbildung 20). Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass insbesondere Tankstellen im Raum Berlin, Hannover und Hamburg einen Lückenschluss auf den Transportrouten zwischen West-(Benelux) und Osteuropa (Polen) darstellen. Ausgehend von diesen Standorten sind innerdeutsche Anwendungsfelder zu öffnen. Dies können neben Fahrzeugen regionaler Logistikunternehmen auch kommunale Fahrzeuge, wie Müllfahrzeuge, in den Großstädten sein. Gleichzeitig können durch eine LNG-Anwendung in den genannten städtischen Gebieten, die identifizierten Belastungen (Schadstoffe & Lärm) gesenkt werden. Ebenso ist das

Tankstellengrundnetz (400 km Abstand) auch im Süden Deutschlands aufzubauen, um die dort verlaufenden transeuropäischen Fernrouten für LNG-Fahrzeuge zu erschließen. Standorte potentieller Tankstellen sind der Raum Frankfurt a.M., Nürnberg und München. Jede Tankstelle sollte mit Aufnahme des Betriebes einen Fahrzeugbestand von mindestens 20-50 Fahrzeugen täglich versorgen.

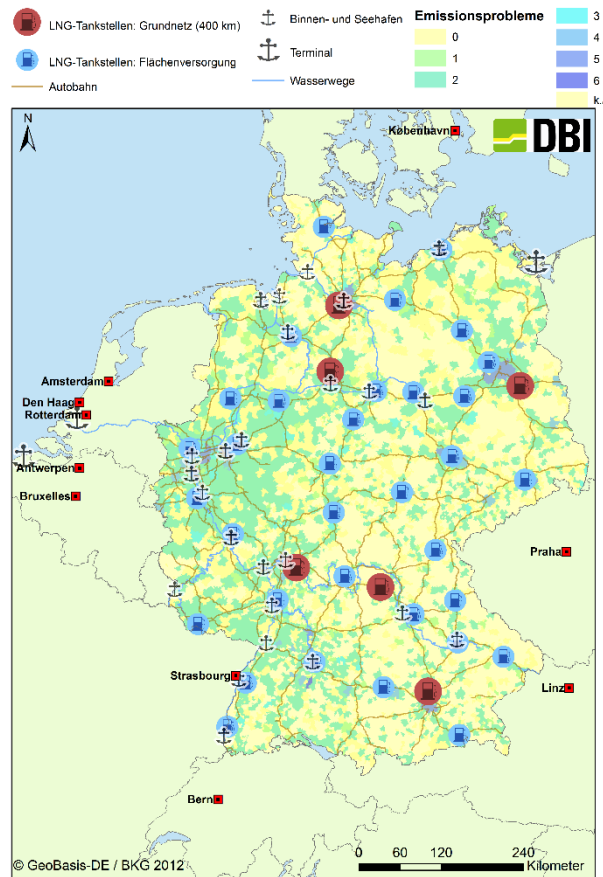


Abbildung 20: Potentielle LNG-Tankstellen im Zusammenspiel mit potentiellen Binnenhäfen und Emissionsgrenzwertüberschreitungen

In einem weiteren Ausbaus Schritt sind LNG-Umschlagsplätze bzw. Tankstellen in strategisch günstigen deutschen Binnenhäfen anzustreben. Wie in Abbildung 20 zu sehen, überlagern sich sowohl die potentiellen LNG-Tankstellen mit den potentiellen LNG-Binnenhäfen. Insbesondere im westdeutschen Raum ergeben sich mehrere Überlagerungen, bspw. in Duisburg, Koblenz, Mannheim und Stuttgart. Aufgrund mehrerer Anwendungsfelder (Binnenschifffahrt, Schwerlastverkehr auf der Straße, Anwendungen im Hafengelände, etc.) kann ein höherer LNG-Bedarf dargestellt werden. Dadurch können sich die spezifischen Transportkosten reduzieren, indem das LNG statt per LKW mit dem Binnenschiff transportiert wird (vgl. Kapitel 5.2). Des Weiteren kann der Binnenhafen mittel- bis langfristig als Versorgungspunkt für LNG-Tankstellen in der Umgebung fungieren.

Der Aufbau des flächendeckenden LNG-Tankstellennetzes sollte sich der Entwicklung anschließen, um einerseits Versorgungssicherheit zu gewährleisten und andererseits die LNG-Anwendung auch in regional begrenzte Gebiete zu tragen. Das dargestellte Tankstellennetz stellt eine Mindestversorgungsstruktur für die beschriebenen Anwendungsfelder dar. Weitere Nutzungspfade bedürfen detaillierter Betrachtungen.

4.3 Integration von EE in die LNG-Technologie

Die Einbindung von erneuerbaren Gasen wie z.B. Biogas oder PtG in die LNG-Prozesskette wird mit kleineren Anlagen am Ort der Gaserzeugung erfolgen, um eventuelle Netzentgelte und unnötigen Aufwand für den Gastransport in Pipelines zu vermeiden. Dies bedeutet jedoch, dass entweder eine im Lastbereich flexible Anlage eingesetzt oder zusätzlich für einen kontinuierlichen Betrieb Erdgas verflüssigt werden muss. Bei einer hohen geforderten Flexibilität werden weitere Anforderungen an die Verflüssigungsanlage gestellt, so dass ein gewisser Anpassungsbedarf besteht.

LBG – „grünes“ LNG mittels Biomasse

Biologisch erzeugtes Flüssiggas (Liquid-Bio-Gas - LBG) kann aus unterschiedlichen Substraten wie z. B. Flüssig- und Festmist, aus Klärschlamm, aus den organischen Bestandteilen im Müll, aus Reststoffen der Pflanzenproduktion, aus Haushalts- und Speiseabfällen, aus kommunalem und industriellem Abwasser und vielen weiteren Möglichkeiten gewonnen werden.

Biogas besteht zu 55 – 65 % aus Methan (CH_4), zu 35 – 45 % aus Kohlenstoffdioxid (CO_2), sowie aus geringen Mengen von Schwefelwasserstoff, Wasserdampf und weiteren Spurenelementen. Um Biogas für die Einspeisung in ein Erdgasnetz oder als Kraftstoff weiter zu verwenden, muss dieses zuerst gereinigt bzw. aufgewertet werden. Durch die Reinigung wird der Methangehalt angehoben und gleichzeitig Stoffe wie Schwefel, Ammoniak sowie Kohlenstoffdioxid herausgetrennt. Es existieren zahlreiche Technologien für die Abtrennung verschiedenster Verunreinigungen. Die am häufigsten angewendeten Technologien sind dabei: Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche, Aminwäsche, Membrantrennung und Aktivkohlefilter [52].

Darüber hinaus gibt es noch kryogene Verfahren, mit denen die Abkühlung/Verflüssigung und die Entfernung des CO_2 kombiniert werden können. Dieses Verfahren ist aufgrund der vorgeschalteten Verdichtung (65 – 80 bar) und der weiteren Systemkomponenten allerdings sehr energieintensiv und wird bisher noch nicht in der Praxis betrieben [67].

In Deutschland existieren aktuell etwa 8.928 Biogasanlagen [69].

Derzeit wird der größte Teil des in Deutschland produzierten Biogases direkt am Entstehungsort verstromt. Diese Nutzungsart wurde entscheidend durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz befördert. Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 ist die jährlich erzeugte Strommenge aus Biogas von 445 GWh um mehr als das sechzigfache auf inzwischen etwa 29.000 GWh angewachsen [70]. Bei momentan etwa 150 Anlagen [71] wird das Rohbiogas zusätzlich aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist, wo es dezentral ebenfalls verstromt, im Wärmemarkt genutzt oder als Kraftstoff eingesetzt werden kann.

Im Fall der Biogasverstromung dienen Biogasanlagen als grundlastfähige Stromerzeuger. Durch den zunehmend volatilen Strommarkt kann es für die Zukunft sinnvoll sein, nicht nur als Erzeuger, sondern auch als Verbraucher am Strommarkt teilzunehmen und sein Produktangebot zu diversifizieren, um so auch anderen Sektoren Produkte zur Verfügung zu stellen.

Die technisch einfachste Methode dieses Flexibilitätspotential zu heben ist die Rohbiogasspeicherung direkt an der Anlage. Hierdurch ergibt sich die Möglichkeit den Betrieb des BHKWs zeitlich zu verzögern und somit ggf. bei Zeiten mit hoher Stromproduktion nicht zusätzlich das Netz zu belasten. Diese Möglichkeit ist allerdings immer durch die lokal vorliegenden Speicherkapazität zeitlich nur begrenzt möglich.

Um eine längerfristige Flexibilität zu erreichen bietet sich die Umwandlung in LBG an. Hierdurch wird neben einer Lastverschiebung, welche die vorherige Stromerzeugung in einen Verbrauch wandelt, auch ein zusätzliches Produkt erzeugt, welches direkt z.B. als Treibstoff im Verkehrssektor angeboten werden kann.

Die Systemlösung einer zentralen Bio-LNG Herstellung, welche über eine Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz und eine dezentrale Verflüssigung mit einer bilanziellen Vermarktung von LBG verfügt, spart den zusätzlichen Logistikaufwand des LBG-Transportes zu dem Endverbraucher. Darüber hinaus müssen durch die Einspeisung ins Erdgasnetz keine Lagerkapazitäten für LBG vorgehalten werden.

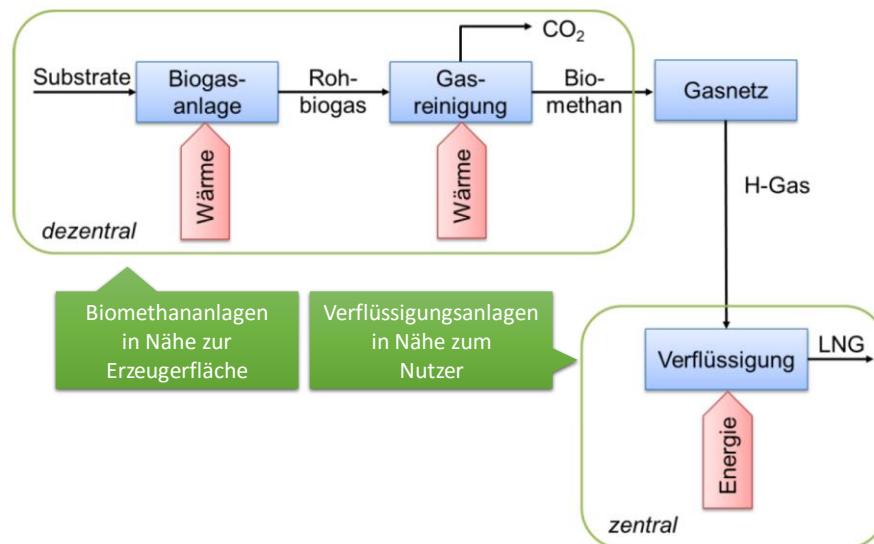


Abbildung 21: Zentrale Bio-LNG Erzeugung mit dezentraler Verflüssigung [72]

Einige wenige Beispiele von LBG- Projekten existieren in Europa. Zu nennen ist das Biomethanprojekt der Albury Deponie in Surrey, Großbritannien. Gasrec produziert dort seit Juni 2008 zusammen mit BOC und SITA UK LBG aus Deponiegas. Die dort installierte Verflüssigungsanlage der Firma Linde produziert rund 38.000 Liter LBG pro Tag. Damit können bis zu 150 LKW betankt werden [52], [65].

Die Technik für die Erzeugung, Lagerung und den Transport für LBG ist größtenteils bereits verfügbar. Aufgrund der noch nicht vorliegenden Wirtschaftlichkeit sind allerdings nur wenige Anlagen in Betrieb. Die Entwicklung der europäischen Märkte als auch der gesetzlichen Regelungen und das damit einhergehende technische Regelwerk werden über die weitere Anlagenzahl entscheiden.

Kombinierte Power-to-Gas- und Verflüssigungsprozesse

Die benötigte Größe der Verflüssigungsanlage von kombinierten Power-to-Gas- und Methanverflüssigungsprozessen (kurz PtG-CH₄) liegt zwischen der Anlagengröße der Verflüssigungsanlage für Biogas und der Anlagengröße einer großen Erdgasverflüssigungsanlage. Interessant ist die Kombination des Verflüssigungsprozesses mit einer Hochtemperaturelektrolyse, da bei dieser Elektrolýsetechnologie Energie für die Aufspaltung des Wassers von außen zugeführt werden muss. Die Einbindung von Wärme aus der Verflüssigung erhöht den Elektrolýsewirkungsgrad um 15 – 20 %-Punkte [58]. Ansonsten werden je nach Größe der Verflüssigungsanlage etablierte Technologien entsprechend der benötigten Anlagenauslegung für Biogas- und Erdgasanlagen verwendet.

SNG – „grünes“ LNG über EE-Strom

Ein weiterer Weg zur Nutzung von regenerativer Energie zur Produktion von LNG ist die Verflüssigung von synthetisch erzeugtem Erdgas (SNG). Regenerativ erzeugter Wasserstoff per Elektrolýse und CO₂ aus entweder grünen oder fossilen Quellen wird mittels Methanisierung in synthetisches Methan umgewandelt.

Für diese Systemlösung werden mehrere Komponenten wie die Elektrolýse und die Methanisierung benötigt. Durch die höhere Anzahl an Verfahrensschritten sinkt der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses

deutlich ab. Darüber hinaus sind die Investitionskosten deutlich höher als bei der Direktverflüssigung von Rohbiogas aus fermentativen Prozessen.

Untersuchungen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. und des Instituts für Verkehrsforschung [42] haben ein technisch-nachhaltiges Stromerzeugungspotenzial von ca. 465 TWh für eine mögliche Umwandlung in Kraftstoffe ermittelt. Diese Annahmen gelten natürlich nur, wenn dieses Strompotenzial in einer Grenzbetrachtung hypothetisch ausschließlich zur Kraftstoffproduktion von LNG mittels Methanisierung und Verflüssigung eingesetzt wird. Der Strombedarf für die in dieser Arbeit betrachtete katalytische Methanisierung ist abhängig von den verwendeten CO₂-Quellen [73].

5 ÖKOLOGISCHE UND ÖKONOMISCHE BEWERTUNG DER PROZESSKETTEN

Die Untersuchung der Ökonomie und der Ökologie der LNG-Prozesskette (Well-to-Wheel-Analyse) baut auf die vorangehenden Kapitel und die dort erarbeiteten Prozessketten, Daten und Überlegungen auf.

Die Motivation für diese systemische Untersuchung liegt zum einen in der Energiewende und zum anderen in den Auswirkungen von verkehrsbedingten Emissionen. Die Energiewende mit einem Wechsel der fossilen Primärenergieträger hin zu einer regenerativen Stromversorgung, also zu einem strombasierten Energiesystem, muss volkswirtschaftlich kostengünstig und durch die Bevölkerung akzeptierbar durchgeführt werden. Dies bedeutet jedoch, dass die bis heute genutzten Systeme in den Sektoren Mobilität, Wärme und Industrie nicht radikal geändert, sondern langsam angepasst werden sollten. Ferner muss in der Energiewende auch auf internationale Interessen Rücksicht genommen werden, damit gravierende wirtschaftliche Nachteile nicht zum Tragen kommen. Dies ist z. B. beim Ferntransport zu erkennen, da Deutschland eine Exportnation und ein Transitland ist. Hier müssen Antriebsstränge wie z. B. der LNG-Antriebsstrang eingeführt werden, die international akzeptierbar sind, sich ökonomisch durchsetzen können und gleichzeitig ökologische Vorteile aufweisen. Zum anderen führen die Emissionen „Feinstaub“, „Dieselruß versetzt mit Kohlenwasserstoffen“, „NO_x“ und „Lärm“ zu Krankheitsbildern (s. Tabelle 3), die gemildert oder sogar vermeidbar wären, wenn andere Antriebsstränge eingeführt würden.

Tabelle 3: Verkehrsbedingte Emissionen und deren Auswirkungen auf Gesundheit und Klima [1] - [9]

Emission	Auswirkung
Fossiles CO ₂	Klimaänderung
Feinstaub	Klimaänderung, Erhöhung des Krebsrisiko, Verschlechterung der Lungenfunktion, Erhöhung des Risikos für Herzinfarkte, Erhöhung der Sterblichkeitsrate
Dieselruß	Klimaänderung, Starke Erhöhung des Krebsrisiko, Erhöhung der Sterblichkeitsrate
NO _x	Allergien, Atemwegserkrankungen, Asthma
Lärm	Schlafstörungen, Bluthochdruck, Herzinfarkt

5.1 Ökologische Bewertung der Prozessketten

5.1.1 Ergebnisse der CO₂_{äqui}-Emissionen

Die in diesem Kapitel vorgestellten Ergebnisse werden auf Basis der im Rahmen dieser Arbeit ausgewählten Prozessketten ermittelt und in Abbildung 22 bis Abbildung 26 dargestellt. In einem ersten Schritt wird die Transportkette betrachtet und anschließend in einem zweiten Schritt der LKW-Verbrauch hinzugefügt, um die Auswirkungen besser erkennen zu können.

In Abbildung 22 ist die Referenz des modernen Standes der Technik dargestellt. Große Verflüssigungsanlagen am Ort der Exploration weisen heutzutage die geringsten CO₂-Emissionen mit ca. 27 g CO₂_{äqui}/kWh transportiertes LNG auf. Verglichen werden diese ermittelten CO₂_{äqui}-Emissionen für die betrachteten Prozessketten mit der von der EU regelmäßig überarbeiteten Well-to-Wheel-Studie [27]. Diese gibt eine CO₂_{äqui}-Emissionen von ca. 54 g CO₂_{äqui}/kWh transportiertes LNG an. Zu erkennen ist, dass ein großer Unterschied der CO₂_{äqui}-Emissionen bei der Förderung und ein kleinerer Unterschied beim Hochseetransport zu verzeichnen ist. Bei der Förderung ist dies auf andere Annahmen zu Energieverbrauch und CH₄-Schlupf zurückzuführen und beim Hochseetransport auf die ausschließliche Nutzung moderner Schiffe in dieser Studie. Ferner ist zu erkennen, dass kleine Verflüssigungsanlagen ca. den dreifachen Energiebedarf aufweisen wie große Anlagen. Auch ist zu erkennen, dass der Erdgastransport per Pipeline nach Europa deutlich aufwändiger ist als der Transport per Hochseeschiff. Weitere Studien [19], [20], [22], [24], [55]

geben CO_{2,äqui}-Emissionen zwischen 21 und 51 g CO_{2,äqui}/kWh transportiertes LNG für die Transportkette via Hochseeschiff an.

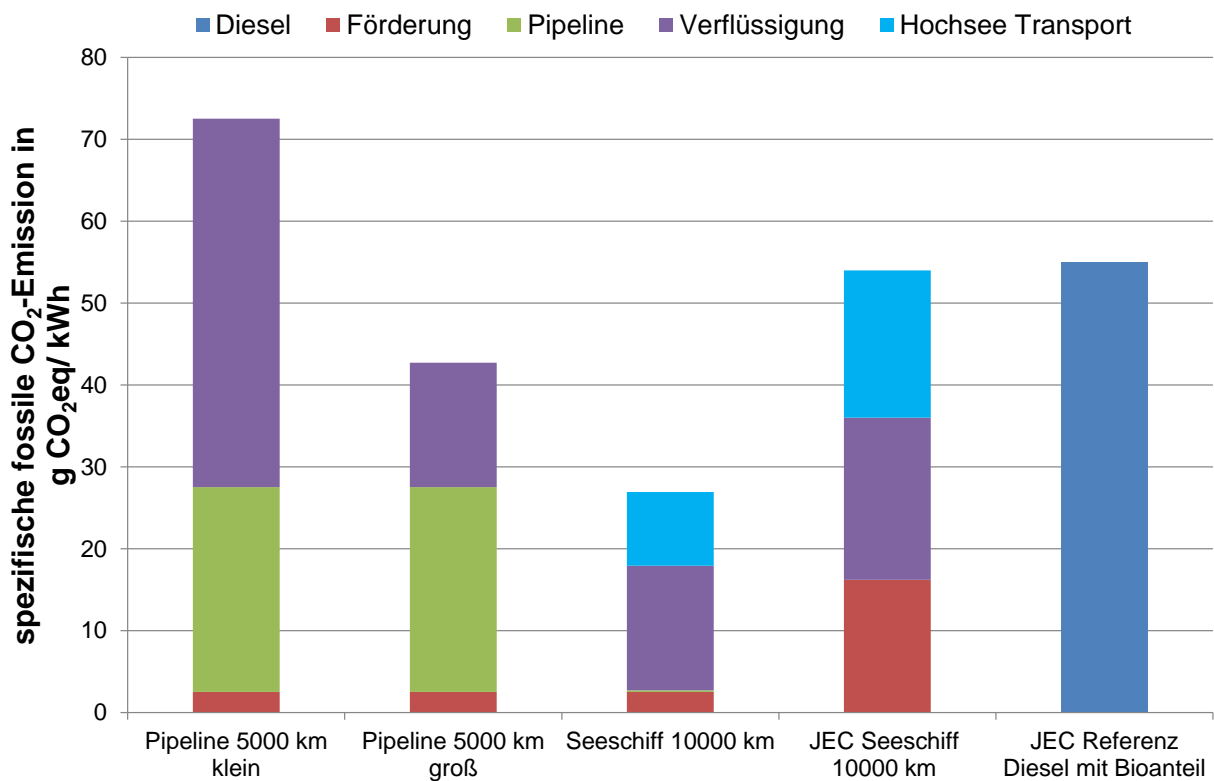


Abbildung 22: Well-to-Tank: LNG und Diesel - Stand heute [17] - [27] und eigene Rechnungen

In Abbildung 23 wurde als nächster Schritt die Verflüssigung gedanklich auf Strombasis umgerüstet und als Energiequelle Windstrom eingesetzt. Diese Überlegung zeigt deutlich, dass der Einsatz von erneuerbarem Strom ein hohes Einsparpotential von CO_{2,äqui}-Emissionen hat. Insbesondere die kleinen Verflüssigungsanlagen profitieren davon. Demzufolge ist der Einsatz von kleinen Erdgas-, Biogas- und PtG-CH₄-Verflüssigungsanlagen ökologisch sinnvoll.

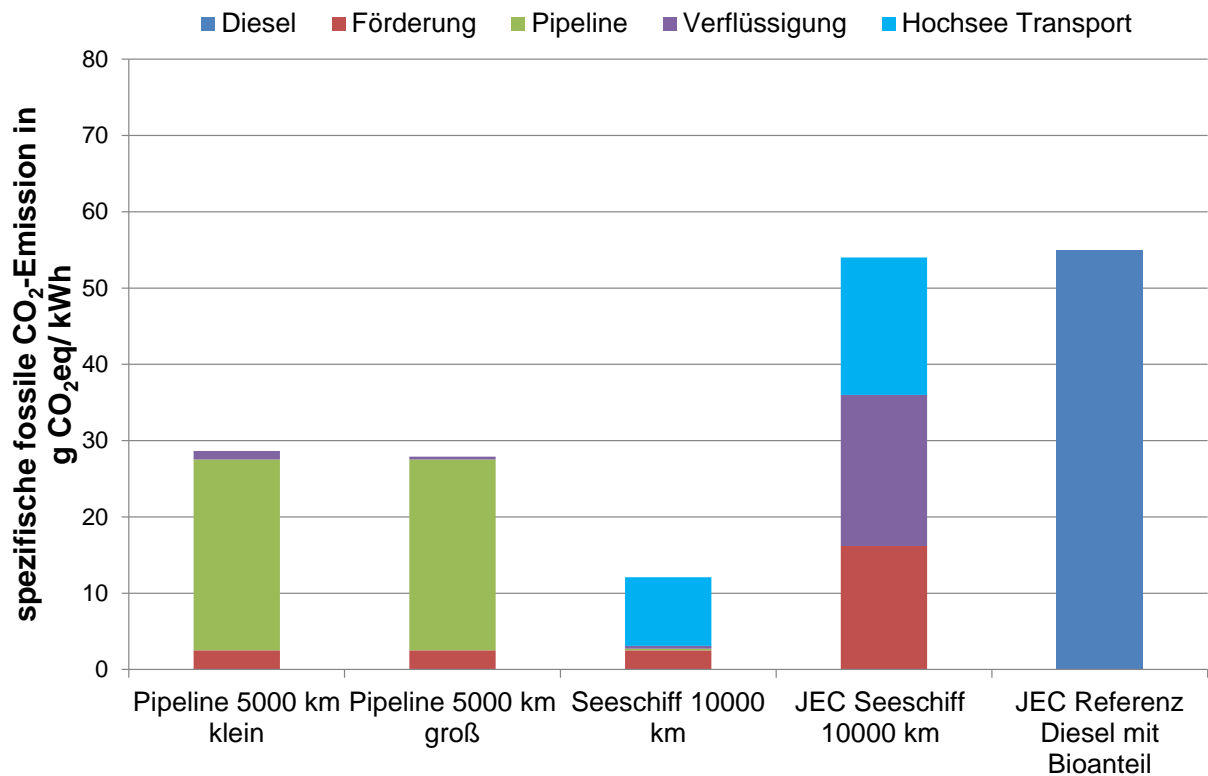


Abbildung 23: Well-to-Tank: Strombedarf der Verflüssigung wird mit Windstrom gedeckt [17] - [27]

In Abbildung 24 wurde zusätzlich zum in Abbildung 23 dargestellten Szenario noch Abwärme aus Verflüssigungsanlagen ausgekoppelt. Diese Maßnahme betrifft nur die Verflüssigungsanlagen, die in Deutschland per Pipeline beschickt werden oder die Verflüssigungsanlagen, die regenerative Gase verflüssigen. Zu erkennen ist, dass eine Gutschrift zum Tragen kommt und diese die $\text{CO}_2_{\text{äqui}}$ -Emissionen noch etwas senken können. Allerdings ist dieser Effekt als eher klein zu bezeichnen.

In Abbildung 25 wird zusätzlich zu dem Szenario, das in Abbildung 24 beschrieben wird, Erdgas durch 50 % Biogas aus organischen Abfällen ersetzt. Dieses Biogas ist beispielhaft für regenerative Gase zu sehen, da PtG-CH₄ aus Windstrom ähnliche Werte aufweist. Dieser Effekt ist signifikant und halbiert nochmal die $\text{CO}_2_{\text{äqui}}$ -Emissionen. Dies ist zum einen auf die kurzen Transportwege und zum anderen auf die zusätzliche Gutschrift bei der Abwärmenutzung zurückzuführen. Da diese Verflüssigungsanlagen bisher noch nicht gebaut sind, können beide Effekte bei der die Nutzung von regenerativen Gasen schnell umgesetzt werden.

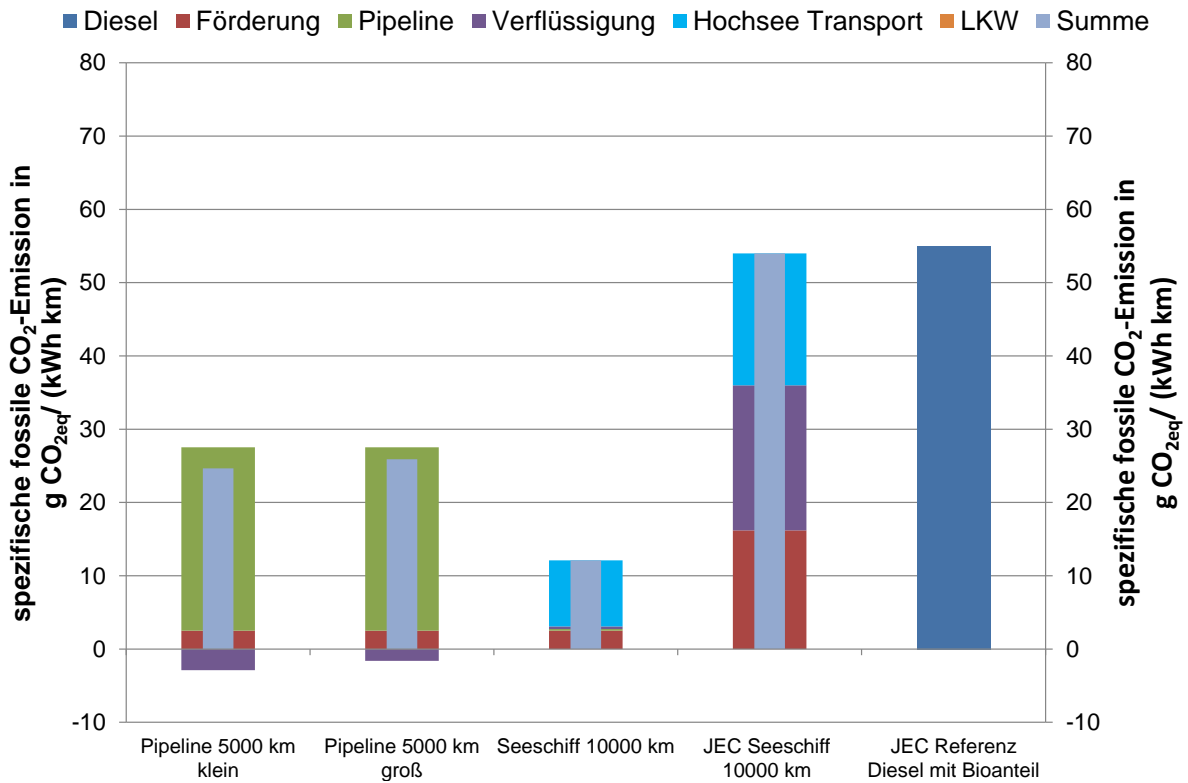


Abbildung 24: Well-to-Tank: Strombedarf der Verflüssigung wird mit Windstrom gedeckt + 20 % der Abwärme als Ersatz für Erdgas genutzt [17] - [27]

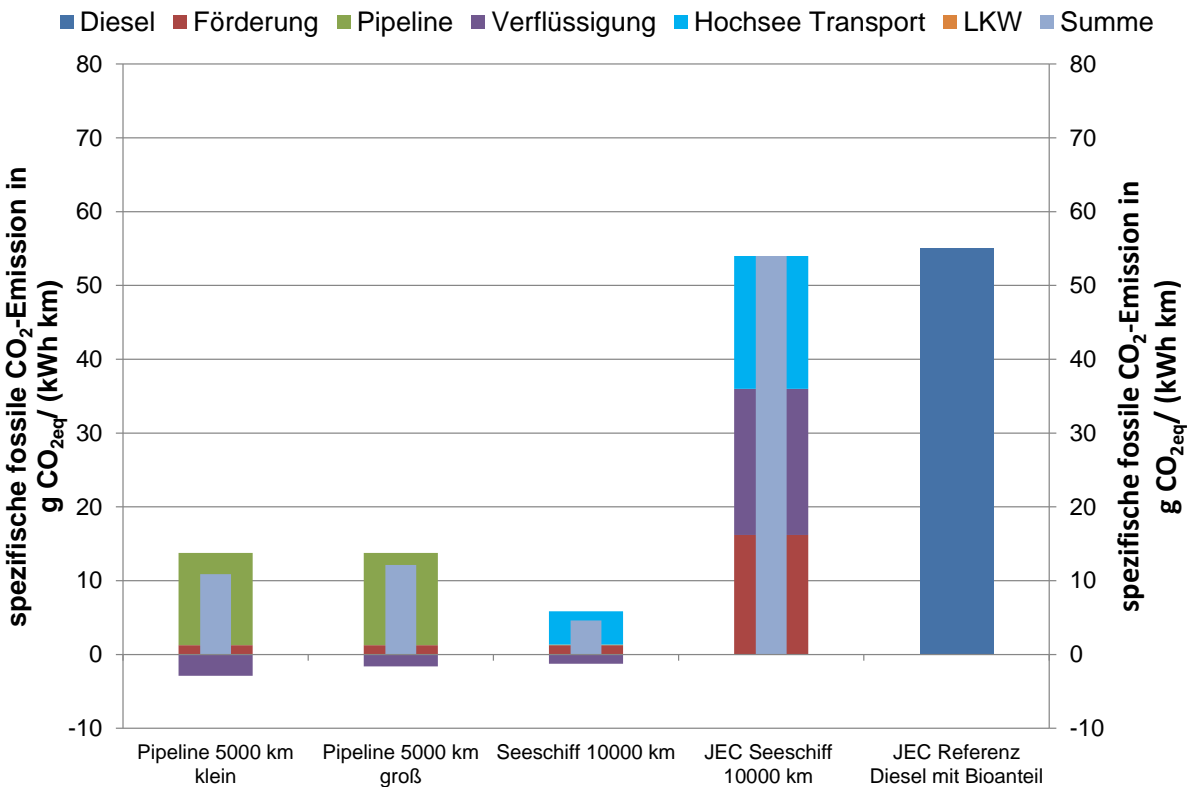


Abbildung 25: Well-to-Tank: Strombedarf der Verflüssigung wird mit Windstrom gedeckt + 20 % der Abwärme als Ersatz für Erdgas genutzt + 50 % Erdgas durch Biogas aus Biomüll ersetzt [17] - [27]

Abbildung 26 zeigt die gesamte Prozesskette von der Exploration bis zur Nutzung auf der Straße (Well-to-Wheel). In Abbildung 26 werden die besten und die Referenzfälle miteinander und mit den Prozessketten LNG und Diesel aus [27] verglichen. Zu erkennen ist, dass die Beimischung von regenerativen Gasen eine sehr hohe Reduktion von CO_2 -Emissionen mit ca. 63 % zu Diesel aufweist. Bei den Referenzfällen können CO_2 -Emissionen immerhin noch um ca. 25 % gegenüber Diesel gemindert werden. In [27] zeigt sich ein Senkungspotential von CO_2 -Emissionen von ca. 13 %. Gerade dieses Senkungspotential von den Referenzfällen kann sofort umgesetzt werden, da die Technologien und das LNG zur Verfügung stehen. Ebenfalls kann das Senkungspotential von Biogas schnell gehoben werden, da auch hier die Technologien und auch Biogas zur Verfügung stehen. Die Nutzung von PtG- CH_4 ist eine Zukunftsoption in einer durch erneuerbaren Strom dekarbonisierten Welt. Vorteilhaft ist, dass sich die Infrastruktur von LNG ohne weitere Umrüstungen auch für regenerative, kryogene Gase eignet, so dass die Zukunftsfähigkeit des aufgebauten LNG-Systems sowie die Investitionssicherheit gewährleistet sind.

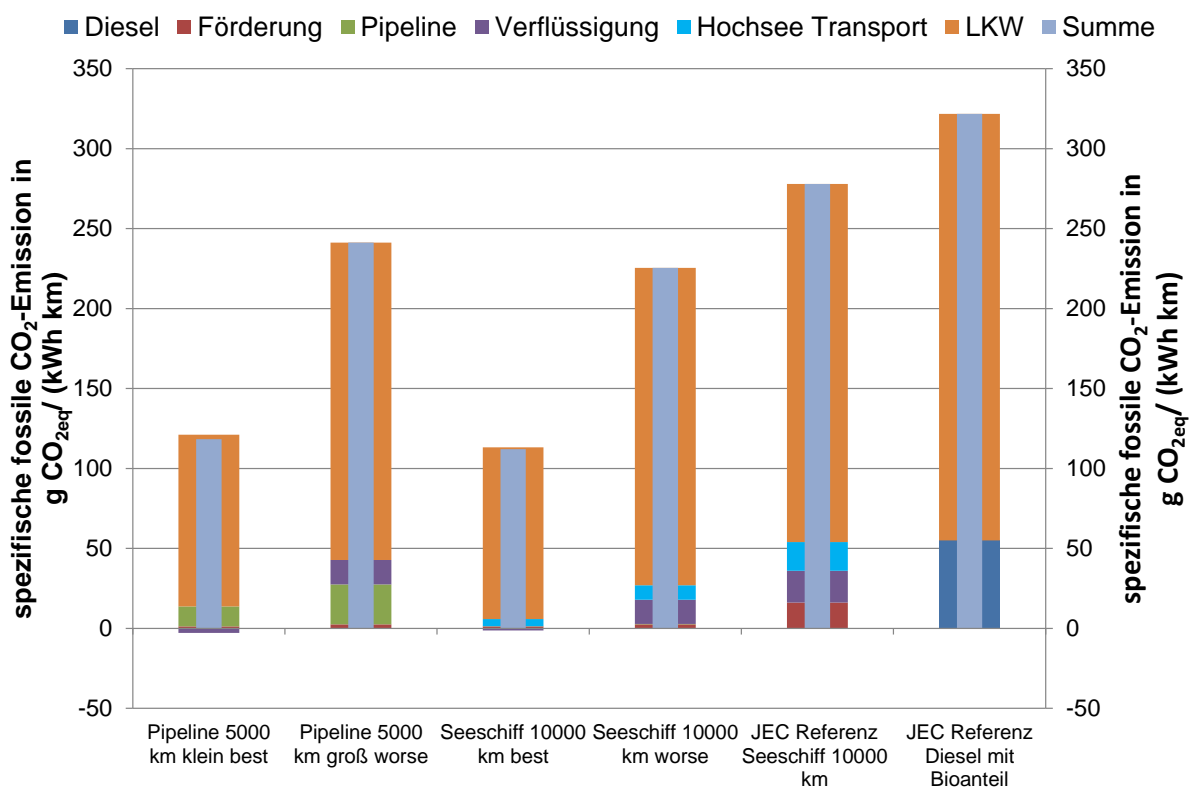


Abbildung 26: Well-to-Wheel: Vergleich LNG ökologisch optimiert (best case) zu Stand heute (worst case) mit Diesel [17] - [27]

5.1.2 Ergebnisse weitere verkehrsbedingte Emissionen

Bei der Beurteilung von LNG im Vergleich zu Diesel sind neben den CO_2 -Emissionen auch weitere Emissionen zu beachten. Hierunter sind insbesondere der Feinstaub mit dem kohlenstoffbeladenen Ruß und der Lärm zu nennen. Gerade die Emission von Feinstaub kann ohne zusätzliche Filterkosten im Fahrzeug nahezu komplett vermieden werden (s. Abbildung 27). Der Lärm kann um ca. 50 % vermindert werden, was z. B. gerade in stark belasteten Straßen, bei der Nachtanlieferung von Waren oder bei öffentlichen Fahrzeugen wie z. B. Müllabfuhr und Bussen zu erheblichen Verbesserungen und eventuell erhöhter Akzeptanz sowie zu eventuell geringeren Krankheitsraten führt. Die Minderung von NO_x ist gegenüber einem EURO VI-Fahrzeug als gering zu bewerten. Hier liegen die Vorteile in dem Aufwand NO_x zu minimieren.

Beim Einsatz von LNG müssen keine aufwändigen Filter- und Katalysatorsysteme in das Fahrzeug eingebaut werden.

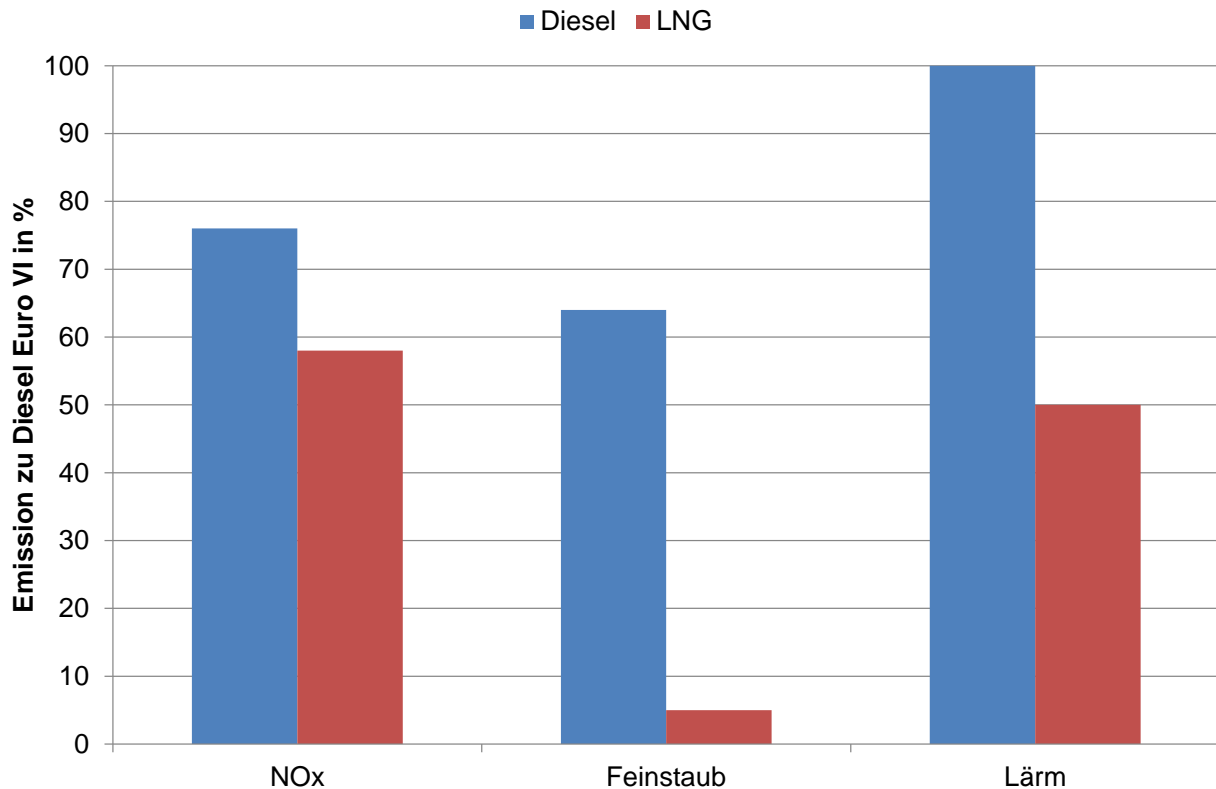


Abbildung 27: Vorteile von LNG gegenüber Diesel bei verkehrsbedingten Emissionen [28] und [29]

5.2 Ökonomische Bewertung der Prozessketten

Ermittlung der spezifischen Kosten für das Transportmittel Bahn:

Je nach Einsatz von Einzelwaggons bis hin zu Ganzzügen ergeben sich deutlich unterschiedliche Transportkosten. Die niedrigsten spezifischen Transportkosten weisen regelmäßig verkehrende Ganzzüge auf, die ohne Rangieren und unter Ausnutzung der maximalen Ladekapazität Güter transportieren. Begrenzt sind in der Richtlinie 408 der DB AG [49] die Länge des Regelzuges auf 740 m sowie die Zahl von 250 Achsen. LNG-Kesselwagen sind ein relativ neues Produkt auf dem Markt für Transportmittel. Es liegen zum aktuellen Zeitpunkt auch bei Zugbetreibern keine detaillierten Informationen über Anschaffungskosten vor. Sie sind vierachsig, laut Hersteller über 24 m lang und ermöglichen den Transport von bis zu 111 m³ LNG. Bei einer durchschnittlichen Dichte von 450 kg/m³ können somit 50 Tonnen LNG transportiert werden. Der Energieinhalt einer Tonne LNG entspricht bei einem Brennwert des Gases von 43,41 MJ/m³ (NTP-Normal Temperature and Pressure) und einem Expansionsverhältnis von LNG zu Gas von 571,14 m³ (NTP) je m³ Flüssigkeit bei -162 °C ungefähr 15,25 MWh/t.

Die Längen von Mehrzweck-E-Lokomotiven liegen i. d. R. bei 20 m wodurch der LNG-Ganzzug 28 Kesselwagen mit insgesamt 112 Achsen zzgl. der meist vier Achsen der Lokomotive transportieren darf, um gleichzeitig konform mit der Richtlinie 408 (Züge fahren und Rangieren) der Deutschen Bundesbahn zu sein. Es werden starke Degressionseffekte der spezifischen Transportkosten (in € pro Tonnenkilometer) für alle Transportmittel beobachtet. Diese werden durch die folgenden drei Parameter beeinflusst:

- (a) Transportentfernung (fixe Kostenanteile für Lade- und Entladerarbeiten),
- (b) Ladekapazität,
- (c) Kapazitätsauslastung (Vermeidung von Leerfahrten).

Grundsätzlich gilt: Die spezifischen Transportkosten sinken mit steigender Transportentfernung, Ladekapazität und Kapazitätsauslastung. Die Ganzzüge der Deutschen Bahn verkehren im Massengutverkehr in aller Regel als Pendelzüge mit planmäßigen Leerfahrten in der Rückrichtung, was bei LNG nicht anders machbar ist.

Die spezifischen Kosten pro Tonnenkilometer sind der Studie der Bundesanstalt für Gewässerkunde entnehmbar [49]. Gemäß Destatis [51] ist der Index der Großhandelsverkaufspreise von Januar 2008 bis März 2016 um etwa 1 % gestiegen, während der Verbraucherpreisindex um ca. 10 % zugelegt hat. Für die weiteren Betrachtungen soll somit gelten: 1,00 € (Dezember 2007) = 1,10 € (April 2016). Sehr niedrige spezifische Transportkosten entstehen für den regelmäßig verkehrenden Ganzzug, der 1400 t LNG über 300 km transportiert: 3,2 €ct/Tonnenkilometer bzw. 0,56 €/MWh. Für einen regelmäßig verkehrenden Ganzzug, der nur 600 t LNG über 300 km transportiert, wären bei gleicher Rechnung knapp 5,2 €ct/Tonnenkilometer bzw. 1,01 €/MWh anzusetzen. Die spezifischen Transportkosten sind für den einmalig transportierten Einzelwaggon am höchsten: 15,4 €ct/Tonnenkilometer bzw. 3,03 €/MWh. Diese Preise stellen aus Sicht der Autoren Untergrenzen dar, da zum aktuellen Zeitpunkt die Spediteure nicht standardmäßig über LNG-Kesselwagen verfügen und diese bei Herstellern mieten oder leasen müssen, was sich auf die Endkundenpreise auswirkt.

Eigene Berechnungen unter Berücksichtigung von anteiligen Investitionskosten, anteiligen Wartungskosten, Treibstoffkosten, Personalkosten sowie Infrastrukturabgabe ohne externe Kosten zeigen einen höheren Wert von 4 €/MWh für einen einmalig transportierten Einzelwaggon (Ölkesselwagen) auf. Aufgrund der großen Unsicherheiten wird hier ein konservativer Wert für die weitere Betrachtung herangezogen.

Ermittlung der spezifischen Kosten für das Transportmittel LKW:

LKW für den LNG-Transport sowie LNG-betriebene LKW verwenden relativ neue Technologien und sind relativ neue Produkte. Laut dem Hersteller Rolande erzeugen LNG-betriebene LKW etwa 35 000 – 40 000 € höhere Anschaffungskosten im Vergleich zu Diesel-betriebenen LKW und erreichen mit einem LNG-Tank von 200 kg Reichweiten um die 600 km. LNG-Transport-LKWs haben eine Ladekapazität von 16 t und transportieren das LNG entweder in einem abladbaren Trailer oder in einem festinstallierten Kessel. In beiden Fällen wird in den Rechnungen von planmäßigen Leerfahrten in der Rückrichtung ausgegangen.

Für die weiteren Rechnungen werden die spezifischen Transportkosten für die Referenzentfernung von 300 km, einer transportierten Menge von 16 t LNG pro LKW und der Rückfahrt als Leerfahrt ermittelt. Unter Berücksichtigung eines korrigierten Geldwertes (1,00 € im Dezember 2007 = 1,10 € im April 2016), ergeben sich aus den Ergebnissen der Studie der Bundesanstalt für Gewässerkunde [49] spezifische LNG-Transportkosten von 3,98 €/MWh. Eigene Berechnungen unter Berücksichtigung von anteiligen Investitionskosten, anteiligen Wartungskosten, Treibstoffkosten, Personalkosten sowie Infrastrukturabgaben ohne externe Kosten bestätigen diesen Wert und liefern 3,96 €/MWh.

Ermittlung der spezifischen Kosten für das Transportmittel Binnenschiff:

Binnenschiffe für den LNG-Transport sind sehr neue Produkte und befinden sich kurz vor der Markteinführung. Die geplanten Transportkapazitäten liegen zwischen 1000 und 3000 m³ LNG und somit durchaus in derselben Größenordnung wie ein Ganzzug mit vollständig ausgenutzter Ladekapazität. Zum jetzigen Zeitpunkt stehen keine Informationen zu den Abmessungen der Binnenschiffe zur Verfügung, so dass

Transportkosten aus der Literatur mit einer Unsicherheit bzgl. der Kostendegression in Abhängigkeit der Ladekapazität behaftet sind. Aufgrund der hohen Spezialisierung des Laderaums wird in den Rechnungen von planmäßigen Leerfahrten in der Rückrichtung ausgegangen.

Für die weiteren Rechnungen werden die spezifischen Transportkosten für die Referenzentfernung von 300 km und der Rückfahrt als Leerfahrt ermittelt. Unter Berücksichtigung eines korrigierten Geldwertes (1,00 € im Dezember 2007 = 1,10 € im April 2016) ergeben sich aus den Ergebnissen der Studie der Bundesanstalt für Gewässerkunde [49] spezifische LNG-Transportkosten für ein Großmotorgüterschiff bei einer Abladetiefe von 2,50 m von 0,78 €/MWh und bei einer Abladetiefe von 3,40 m von 0,52 €/MWh. Als Einschränkungen werden ausdrücklich auf die fehlende Berücksichtigung der Schiffsgröße und die fehlende Berücksichtigung der möglicherweise hohen Kosten für neuentwickelte LNG-Binnenschiffe verwiesen. Eigene Berechnungen unter Berücksichtigung von anteiligen Investitionskosten, anteiligen Wartungskosten, Treibstoffkosten, Personalkosten sowie Infrastrukturabgaben ohne externe Kosten unterbieten diese Werte und liegen bei 0,36 €/MWh. Dieser Wert wurde in [40] diskutiert und als möglich erachtet und wird daher verwendet.

Tabelle 4: Grunddaten für die Berechnung der Transportkosten von LNG

	Einheit	Lkw	Zug (Einzelwagon)	Binnenschiff
Transportstrecke	km	300	300	300
Effektive Ladung pro Transporteinheit	MWh	164	606	12.260
Durchschnittliche Fahrgeschwindigkeit	km/h	60	80	15
Treibstoffkosten pro km und Transporteinheit	€/km	0,68	5,88	0,59
Anzahl Fahrten pro Jahr bei maximaler Auslastung	-	303	606	121

Externe Kosten für den Transport:

Im Rahmen dieser Studie wurden die externen Kosten nicht im Detail betrachtet. Zur Größenordnung dieser externen Kosten durch Lärm, Luftschadstoffe, Treibhausgasemissionen und Unfallgefahren wird auf eine Studie der Bundesanstalt für Gewässerkunde aus dem Jahre 2007 verwiesen [49]. Hier liegt zwischen den externen Kosten für die Binnenschifftransport und den LKW-Transport ein Faktor von 6 und zwischen Binnenschiff und Bahn ein Faktor von 3. LKW- und Bahntransport weisen große Nachteile in Bezug auf Lärmbelastung auf. Ähnlich werden die externen Kosten in einer Studie des Fraunhofer ISS [50] beziffert: Dort liegen zwischen den externen Kosten für den Binnenschifftransport und dem LKW-Transport ein Faktor von 5 und zwischen Binnenschiff und Bahn ein Faktor von 2,5.

LNG- und Dieselposten:

Die Preise für LNG und Diesel zum Stand heute und für die Vergangenheit wurden [41] bis [44] für Deutschland bzw. Europa entnommen (s. Tabelle 5). Die Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung von Diesel ist mit Hilfe von [37] bis [40] durchgeführt worden. Hierbei wurde berücksichtigt, dass der jetzige niedrige Dieselpreis in der Gesamtentwicklung keine wesentliche Auswirkung hat. Für die Entwicklung von LNG gehen die Autoren davon aus, dass er dauerhaft niedrig bleibt und ein aus konservativer Sicht zukünftig leicht höherer LNG-Preis abgeschätzt werden kann als der aktuell vorhandene. Insgesamt kann für die Zukunft nach 2025 eine weitere Spreizung der Diesel- und LNG-Preise vermutet werden. Beim Diesel wurden ein Steueranteil, die Tankstellpacht und eine Marge von 65 % angenommen.

Tabelle 5: Preise für LNG am Terminal und Diesel an der Tankstelle [37] -[44] , [52] , [53]

	Einheit	Preise heute	Preise 2025
LNG (Terminal)*	Euro/MWh	20,7	21,3
LNG (Terminal)	Euro/kg	0,29	0,30
Diesel (Tankstelle, mit Steuer)	Euro/L	1,0	1,44
Diesel (Tankstelle, ohne Steuer)	Euro/L	0,35	0,50

* Für die Umrechnung von USD/MMBtu wurde ein Dollarp Preis von 1,12 USD pro Euro angenommen.

5.2.1 Ergebnis

Als Ergebnis werden zum einen die Preise an der Tankstelle ohne Steuern verglichen und zum anderen die spezifischen Verbrauchskosten. Bei heutigen LNG- und Dieselpreisen ist nahezu kein Unterschied bei den spezifischen Verbrauchskosten und Kraftstoffpreisen an der Tankstelle zu verzeichnen (s. Abbildung 28). Hieraus ist zu schließen, dass die Mehrkosten von LNG-LKWs gegenüber Diesel-LKWs nicht in adäquater Zeit ausgeglichen werden können. Dieser Ausgleich erscheint wiederum möglich, wenn zukünftige Erwartungspreise von LNG und Diesel eintreten würden. Momentan ist davon auszugehen, dass LNG weiterhin auf dem heutigen Niveau bleibt, da mehr Anbieter auf den Markt drängen und der Bedarf nur moderat steigt. Diese Überlegung wird durch [40] , [52] und [53] bestätigt. Beim Diesel werden wiederum höhere Preise in der nahen Zukunft erwartet (s. [37] bis [40]). Diese erwartete Preisentwicklung ist in Abbildung 29 dargestellt. Hier ist der Unterschied der spezifischen Verbrauchskosten mit ca.0,05 Euro/km schon relativ erheblich. Dies bedeutet, dass bei einer jährlichen Fahrleistung von 100 000 km/Jahr (s. [54]) sich das Fahrzeug spätestens nach ca. 6,5 Jahren amortisiert. Bei Betrachtung der Vergangenheit wurden schon weit höhere Unterschiede erreicht. Dieser maximale Unterschied führte im Jahr 2012 zu einer Amortisationszeit von ca. 2,5 Jahren (vgl. Abbildung 30).

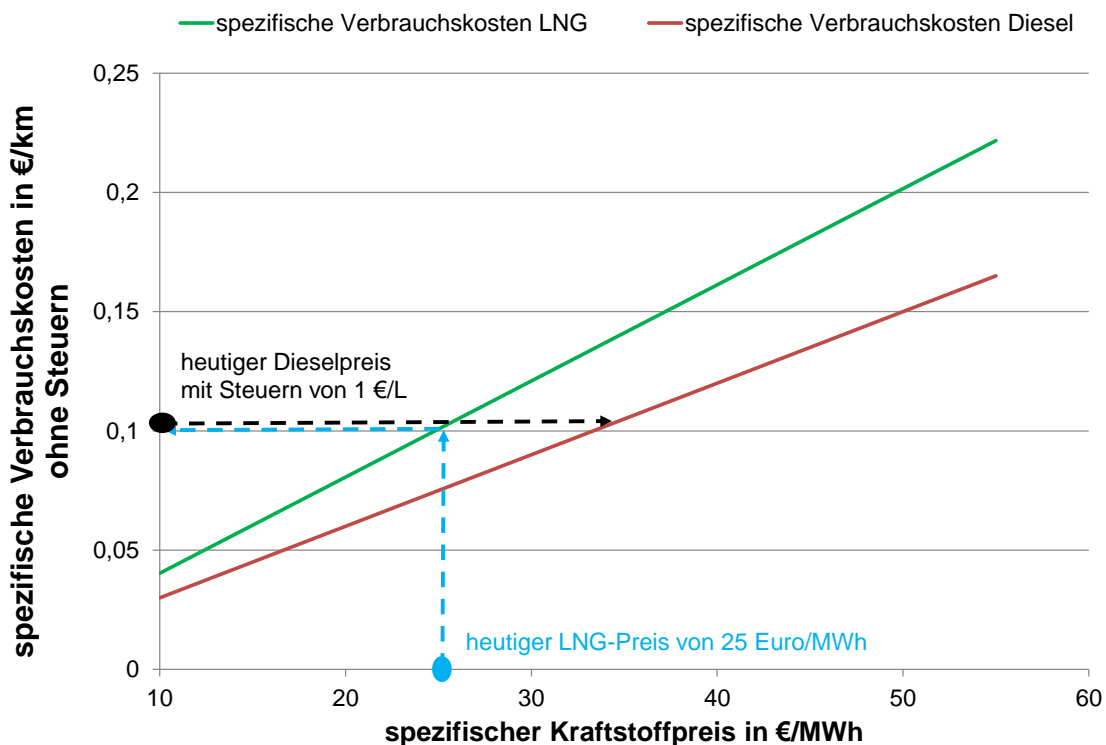


Abbildung 28: Kostenvergleich LNG und Diesel (heute)

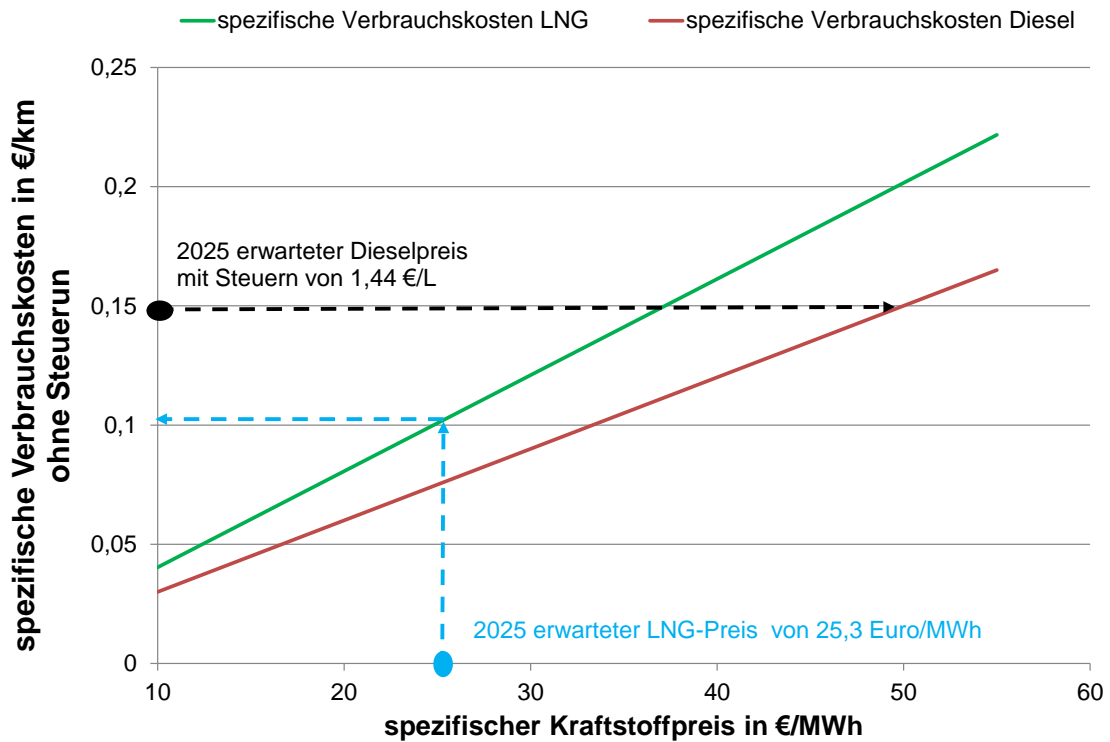


Abbildung 29: Kostenvergleich LNG und Diesel (2025)

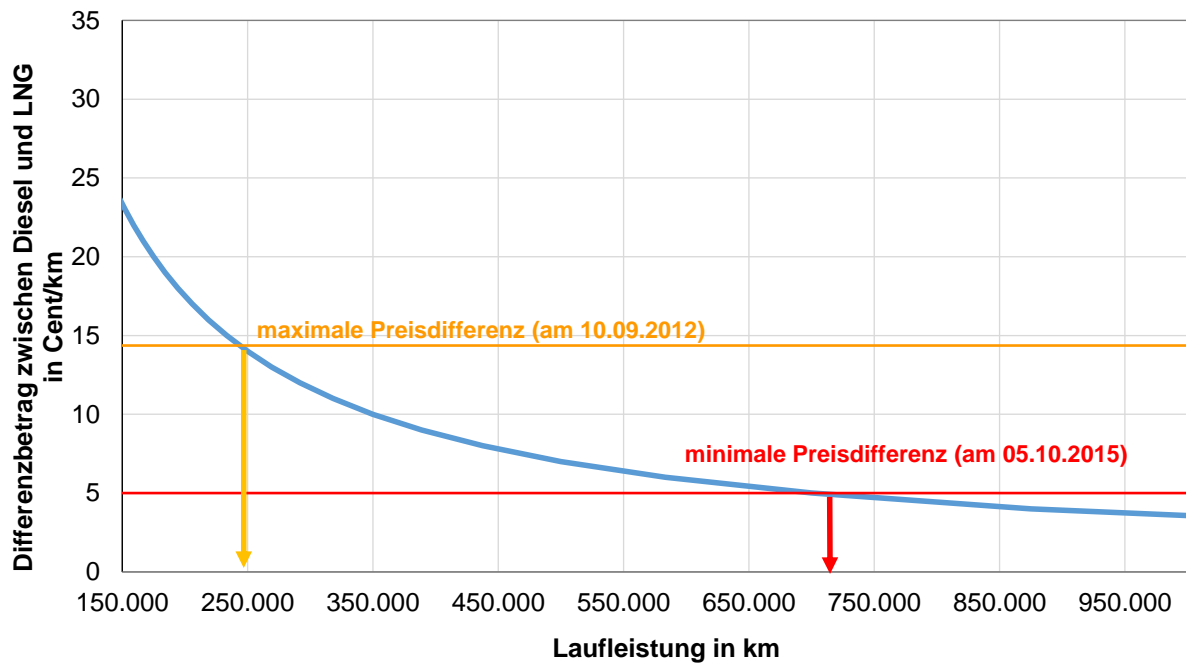


Abbildung 30: Amortisation der Investitionen (Quelle: DBI)

6 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

6.1 Kernaussagen

Der Einsatz von LNG im Schiffs- und Schwerlastverkehr in Deutschland kann wesentlich dazu beitragen Lärm- und Schadstoffemissionen zu verringern und ist daher ein wichtiger Baustein zum Umweltschutz im Mobilitätssektor.

Umfragen und Expertengespräche haben gezeigt, dass Akteure in Deutschland (Energieversorger, Logistikunternehmen, Hafenbetreiber, Industrieunternehmen) zunehmendes Interesse an LNG als sauberen Kraftstoff bekunden. Zahlreiche nationale, regionale und branchenübergreifende Studien der letzten Jahre zeigen zudem Preissenkungen auf dem LNG-Markt (vgl. Kapitel 5.2). Weltweit wird an der Einführung und verstärkten Nutzung von LNG als Kraftstoff gearbeitet. Der erreichte Stand ist jedoch unterschiedlich. In Europa sind Spanien, das UK, die Niederlande und die skandinavischen Länder führend bei der Einführung von LNG als Kraftstoff. In Deutschland steht diese Entwicklung noch am Anfang. Die Europäische Union stützt die Entwicklung von LNG als alternativen Kraftstoff. Ein europaweites Projekt ist das Projekt „LNG Blue Corridors“, das eine durchgängige und grenzüberschreitende europäische Infrastruktur zur Nutzung von LNG als Kraftstoff zum Ziel hat.

Eine Voraussetzung für die Einführung von LNG sind verlässliche und europäisch aufeinander abgestimmte Rahmenbedingungen. Die Umsetzung der europäischen Regularien in Deutschland wie die Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe trägt zum europaweiten grenzüberschreitenden Aufbau der LNG Infrastruktur bei. Bei einem verstärkten Einsatz von LNG im Ferntransportbereich muss der Fokus auf das transeuropäische Ferntransportnetz (TEN-T) gelegt werden. Deutschland kommt dabei aufgrund seiner zentralen Lage in Europa eine entscheidende Rolle zu. Des Weiteren übt eine strikte Umweltgesetzgebung im maritimen Bereich im Ost- und Nordseeraum einen Handlungsdruck zu emissionsärmeren Schiffstreibstoffen aus. Hier ist LNG eine Alternative zu herkömmlichen Kraftstoffen und wird in Deutschland in ersten Pilotprojekten eingesetzt.

In den nächsten Jahren ist mit einem Überangebot von LNG auf dem Weltmarkt zu rechnen. Durch die Inbetriebnahme neuer Exportterminals in den USA, in Australien und in Russland ist mit einem weiteren Angebotsanstieg zu rechnen wodurch wettbewerbsbedingt weiter sinkende LNG-Preise zu erwarten sind. LNG bietet dabei die Möglichkeit einer weiteren Diversifizierung der Bezugsquellen und Lieferländer von Erdgas, wodurch die Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa weiter erhöht werden kann. Importiertes LNG kann jedoch nicht nur wiederverdampft ins Erdgasnetz eingespeist werden, sondern wird zunehmend als LNG weiterverteilt und direkt an Endkunden geliefert. Hierbei hat LNG neben dem Verkehrssektor ein breites Anwendungspotential für Industriebetriebe zur Abdeckung von Leistungsspitzen, von Kältebedarf (Nutzung der Wiederverdampfungskälte) und bei sensiblen technologischen Prozessen, welche gleichbleibende Gasqualitäten benötigen.

Um aus den Vorteilen des LNG-Einsatzes gegenüber konventionellen Kraftstoffen ein strategisches Vorgehen abzuleiten, erfolgen im vorliegenden Forschungsprojekt mehrere region- und standortgenaue Analysen der Emissionsbelastungen (insb. Feinstaub, Stickoxide und Lärm). Dabei zeigt sich, dass vorrangig Ballungsräume hiervon betroffen sind. Die meisten dieser Gebiete sind hierbei in West- und Südwest-Deutschland zu finden. Die Anteile der Emissionen aus dem Verkehr/Schwerlastverkehr betragen für Feinstaub ca. 14 %, für Stickoxide ca. 41 % und für Lärm etwa 30 % [12]. Hier bietet gerade LNG eine verfügbare und ökologisch sinnvolle Lösung zur Emissionsminderung.

Eine Voraussetzung für den Ausbau der LNG-Nutzung im Bereich des Schwerlastverkehrs ist dabei nicht nur eine Zunahme der LNG-betriebenen Fahrzeuge, sondern auch der Ausbau des Tankstellennetzes. Während die Technik sowohl für den LNG-Transport als auch für den LNG-Einsatz im Mobilitätssektor vorhanden ist und andere europäische Staaten mit dem Aufbau eines LNG-Tankstellennetzes bereits begonnen haben, existieren in Deutschland nur wenige Pilotprojekte für LNG-Tankstellen. Aufgrund der

zentralen Lage in Europa muss Deutschland seiner Rolle im transeuropäischen Verkehrsnetz (TEN-T) gerecht werden, da es anderenfalls zur „Bremse“ für eine europaweite Einführung von LNG als Kraftstoff werden kann.

Die Bereitstellung von LNG entlang der deutschen Autobahnen -idealerweise über Autohöfe- ermöglicht den Lückenschluss der derzeit existierenden einzelnen nationalen LNG-Tankstellennetze. Diese Studie zeigt, dass in Deutschland für die Bereitstellung von LNG für den überregionalen Schwerlastverkehr (nur 6 Tankstellen benötigt werden (Tankstellennetz: 400 km). Bei einer Erhöhung der Tankstellenanzahl auf mindestens 40 wird LNG zudem für den innerdeutschen Schwerlastverkehr interessant (Tankstellennetz: 100 km). In den Kommunen und Regionen mit Emissionsproblemen ist der Aufbau einer breitgefächerten LNG-Infrastruktur sinnvoll. Hierbei sind Transportunternehmen, Logistikzentren sowie der kommunale Verkehr wie ÖPNV und bspw. Müllfahrzeuge einzubeziehen und Dieselfahrzeuge zu ersetzen. Hierbei sind Synergieeffekte mit Binnenhäfen zu nutzen (Tankstelle im Hafengebiet zur Schiffs- und LKW-Versorgung).

Die Beförderung von LNG über die Straße enthält Einschränkungen nach § 35 Gefahrgutbeförderungsverordnung (GGVSEB). Die Vereinfachung der Straßenbeförderung bspw. durch Änderung der GGVSEB sollte erwogen werden. Hierfür können Änderungsvorschläge und eine Begründung unter Abwägung sicherheitsrelevanter, umweltschützender und wirtschaftlicher Belange erarbeitet werden. Basierend auf dieser Studie ist eine Begründung zu erarbeiten, welche darlegt, weshalb die Vereinfachung der Straßenbeförderung erforderlich ist. Darauf aufbauend werden Gespräche mit dem Verordnungsgeber (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur) zum Änderungsbedarf empfohlen. Zur Erhöhung der Rechtsklarheit könnten die Folgen der genannten Einschränkungen der Straßentransportwege anhand ausgewählter Standorte aufgezeigt werden. Für die Beförderung auf geeigneten Straßen abseits der Autobahnen bedarf es einer behördlichen Erlaubnis (sog. Fahrwegbestimmung). Es sollte erwogen werden, dies in Absprache mit den zuständigen Landesbehörden durch eine Allgemeinverfügung zu regeln, um den Aufwand für einzelne Fahrwegbestimmungsverfahren zu vermeiden.

Erhebliches Potenzial bietet die Produktion von lokalem LNG aus Biogas. Die Verflüssigung von Biogas könnte einen großen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele im Verkehrssektor leisten. Allerdings ist die Verflüssigung von Biogas zurzeit nicht wirtschaftlich. Es besteht Entwicklungs- und Optimierungsbedarf bei kleineren LNG-Anlagen. Die Prozesse und Prozessketten sind zudem auf konventionelle Energiesysteme ausgelegt. Eine Anpassung an zukünftige Methanquellen wie z.B. Biogas mit 250 – 1500 m³/h (NTP) oder Holzvergasungen mit < 10.000 m³/h (NTP) oder regionale Verflüssigungen mit < 100.000 m³/h (NTP) erscheint hier notwendig.

Des Weiteren weist die Motorentchnik für LNG noch ein hohes Entwicklungspotential auf.

Die CO₂-Bilanz beim Einsatz von LNG ist um bis zu 25 % besser als für Diesel. Durch die Zumischung von EE-Gasen kann die CO₂-Bilanz auf ca. 82 % bei vollständiger Substitution von LNG mit LBG gesenkt werden. Bei zusätzlicher Nutzung von erneuerbarem Strom für die Verflüssigung können weitere 14 %-Punkte CO₂-Emissionen vermieden werden. Mittel- bis langfristig ist zudem eine weitere Verbesserung der CO₂-Bilanz durch eine optimierte LNG-Transportlogistik möglich. Dies kann durch ökologisch optimierte Verflüssigungsprozesse mittels Kopplung von Prozessen zur Nutzung von Abwärme erreicht werden. Weiterhin sind deutliche Minderungen der Lärmbelastung von LKWs und Lieferverkehr möglich. Die Rußbelastung kann durch den LNG-Einsatz um nahezu 100 % reduziert werden.

Der wirtschaftliche Einsatz von LNG erfordert einen ausreichenden Preisabstand zwischen LNG und Diesel. Bei aktuell niedrigen Öl- und Dieselpreisen ist dies derzeit nicht der Fall. Aufgrund des aktuell sehr geringen Dieselpreises stellt der Einsatz von LNG momentan kaum einen ökonomischen Vorteil dar. Nichtsdestotrotz sind die LNG-Preise historisch betrachtet weniger schwankend. Mit der Erwartung mittelfristig wieder steigender Ölpreise dürfte LNG seinen Wettbewerbsvorteil gegenüber Diesel wieder zurückgewinnen. Optimierte LNG-Motoren können zudem den Verbrauch weiter senken und somit einen deutlicheren

Kostenvorteil generieren. Bei erwarteten Dieselpreisen von über 1,4 Euro/L (Steuern von heute angesetzt) kann LNG seine ökologischen Vorteile gegenüber Diesel Euro-VI auch wirtschaftlich ausspielen.

LNG ist im ausreichendem Maße verfügbar und kann einen wichtigen Beitrag zur Emissionsminderung im Mobilitätssektor leisten. Die wichtigsten Voraussetzungen für eine Markteinführung in Deutschland sind die Schaffung einer entsprechenden Tankstelleninfrastruktur sowie die Etablierung einer Mindestanzahl an Anwendern zur Generierung einer Mindestnachfrage an LNG.

6.2 Handlungsempfehlungen für die Politik

LNG ist eine kurzfristig verfügbare und ökologisch sinnvolle Alternative zu herkömmlichen Treibstoffen wie Diesel oder Schweröl in der Schifffahrt- und im Straßengüterverkehr. Der LNG-Einsatz führt dabei zu einer Entlastung der Umwelt und kann insbesondere in Ballungsräumen die verkehrsbedingten Emissionen deutlich senken. Neben einer Reduzierung von Feinstaub und Stickoxiden ist ebenso eine signifikante Verringerung der Lärmemissionen möglich.

Des Weiteren bietet LNG ein hohes Potenzial zur Einbindung von erneuerbaren Energien. Die Einbindung von regenerativ erzeugten Gasen (Biogase aus Biomasse, Power-to-Gas) für die Produktion von LNG sollte dabei erleichtert und insbesondere auf die EEG-Umlage verzichtet werden. Aus ökologischer Sicht ist der Transportpfad des LNG für die CO₂-Emissionen zu berücksichtigen. Hier sollten mit Hilfe von CO₂-Zertifikaten entsprechende Anreize geschaffen werden. LNG-Exporthändler mit geringeren Entfernungen zu Deutschland/Europa könnten von diesem Zertifikatsystem profitieren, da diese bessere CO₂-Bilanzen aufweisen. Das importierte LNG sollte zudem mittels Zertifikaten bzw. der CO₂-Bilanz bewertet werden und diese Bewertung in die europäische Preisbildung (z.B. zusätzliche Besteuerung von Diesel) einfließen. Die Diversifizierung der Energieversorgung insbesondere im Mobilitätsbereich ist eine wichtige Herausforderung für die nächsten Jahrzehnte. LNG kann hier einen wichtigen Beitrag leisten und die Abhängigkeit des Verkehrssektors vom Erdöl reduzieren.

Die Vorteile von LNG im Vergleich zu Diesel bzgl. der Auswirkungen auf die Gesundheit sowie der Umwelt müssen zukünftig stärker berücksichtigt werden. Der Aufbau einer LNG-Infrastruktur ist mit Risiken und einem erhöhten wirtschaftlichen Aufwand verbunden. Insbesondere bedingen sich Abnehmer- und Versorgungsstruktur gegenseitig. Einerseits ist eine LNG-Nutzung im Mobilitätsbereich ohne Betankungsmöglichkeiten nicht realisierbar, andererseits bedarf eine Tankstelleninfrastruktur einer Mindestabsatzmenge, um wirtschaftlich darstellbar zu sein. Um diesen Hemmnissen entgegen zu wirken ist eine Unterstützung zum Aufbau einer LNG-Infrastruktur notwendig. Um die Einführung von LNG als Kraftstoff zu forcieren werden in der Anlaufphase staatliche Fördermaßnahmen notwendig sein. Hierzu zählen:

- steuerliche Vorteile für LKW-Anwender (insb. Logistikunternehmen) z.B. in Form von langfristigen Steuererleichterungen; d.h. insbesondere die Fortsetzung der steuerlichen Bevorzugung von Erdgas/LNG als Kraftstoff mindestens bis zum Jahr 2026,
- Sonderabschreibungen für Fahrzeuge und LNG-Infrastruktur,
- Direkte Zuschüsse für Fahrzeuge zum Ausgleich der Mehrkosten bei LNG-LKWs gegenüber Dieselfahrzeugen,
- Ausweitung von Umweltzonen / Anhebung von Emissionsgrenzwerten (Schadstoffe),
- Nachtfahrverbot für schwere, laute Nutzfahrzeuge (analog zum Nachtflugverbot) u.a. in Mischsiedlungen und damit Verschärfung von Lärmgrenzwerten,
- Malussystem für Diesel (Diesel muss eine Abgabe für das Gesundheitssystem leisten),
- Förderung der Entwicklung von optimierten LNG-Otto-Motoren,
- Schadstoffabhängige Maut (Mautspreizung),

- Es sollte geprüft werden, wie die Nutzung von aufbereitetem Biogas (Biomethanqualität), welches nicht ins Erdgasnetz eingespeist wird, sondern verflüssigt zum Kunden transportiert wird, für die Vergütung nach EEG und die Anrechnung nach EEWärmeG anerkannt wird,
- Die Integration in geltende Gesetze erfordert ein taugliches Massenbilanzsystem.

Politik und Industrie sollten hier einen Förderrahmen entwickeln, der sowohl wirkungsvoll als auch zeitlich begrenzt Anlaufschwierigkeiten überwindet und mittelfristig zu einem wirtschaftlichen Betrieb von LNG-Infrastruktur und LNG-Fahrzeugen führt.

Im Segment Straße ist bereits mit wenigen Tankstellen eine Einführung von LNG im Schwerlasttransport in Deutschland möglich. Um ein flächendeckendes Tankstellennetz aufzubauen sind ca. 40 Standorte notwendig. Damit kann sowohl der Ferntransport als auch der regionale Logistiktransport bedient werden. Zusätzlich sind Synergien mit der Binnenschifffahrt möglich. Je Tankstelle liegen die Investitionskosten bei ca. 1,2 bis 1,5 Mio. €. Die Investitionsmehrkosten von LNG-betriebenen LKWs im Vergleich zu Diesel-betriebenen LKWs betragen je nach Tankausführung zwischen 25.000 € bei einem Fahrzeugtank und 40.000 € bei zwei Fahrzeugtanks. Somit ist bereits mit einem Gesamtaufwand von ca. 68 bis 140 Mio. € ein grundlegendes LNG-Umsetzungskonzept realisierbar (40 Tankstellen + 20 bis 50 LKW je Tankstelle).

Eine Unterstützung bei der Anschaffung neuer, LNG-betriebener LKW oder die Umrüstung von Diesel auf LNG führt zu einer Steigerung der LNG-Nachfrage. Gleichzeitig geht ein positives Signal an die verschiedenen Akteure wie Fahrzeugbauer, Energieversorger und Endanwender aus. Nicht zuletzt kann es ein Zeichen für Kontroll- und Aufsichtsorgane zur Intensivierung der Verbands- und Gremienarbeit sein. Vorreiter bei der Einführung von LNG als Kraftstoff sind die Niederlande. Über öffentlich-private Partnerschaften wie die Niederländische Nationale LNG Plattform konnte die Einführung von LNG als Kraftstoff in der Schifffahrt und im Straßengüterverkehr wirkungsvoll unterstützt werden. Ähnliche Kooperationen können auch in Deutschland die Einführung von LNG als Kraftstoff unterstützen. Durch die Maritime LNG Plattform und die Task Force LNG sind hier positive Schritte initiiert worden.

6.3 Handlungsempfehlungen für die Regelwerksorgane

Die Untersuchungen dieser Studie haben ergeben, dass die LNG-Technik auch aufgrund ihrer mehrjährigen Anwendung in benachbarten europäischen Ländern bereits einem ausführlichen Regelwerk unterliegt. Vor diesem Hintergrund sollte das vorhandene Regelwerk in Europa harmonisiert werden und Einzug in das DVGW-Regelwerk finden. Des Weiteren sind Normen für den Gefahrguttransport in einem hohen Detailgrad vorhanden. Eine besondere Herausforderung ist dabei die Vielschichtigkeit der verschiedenen Regelungen. Im Rahmen der laufenden europaweiten Prozesse zur Harmonisierung der H-Gas-Bandbreite ist ein enger Austausch mit den LNG-Lieferanten zu empfehlen.

In Anlehnung an andere europäische Länder (PGS 33) ist auch in Deutschland ein Regelwerk für LNG-Tankstellen zu schaffen, welches die Bereiche Planung, Bau, Ausrüstung, Aufstellung, Prüfung, Inbetriebnahme und den Betrieb von LNG-Tankstellen sowie deren Anlagenteile adressiert (in Anlehnung an CNG-Tankstellen: Arbeitsblatt G 651 /VdTÜV M 510, Arbeitsblatt G 652). Im Sinne der Regelwerksharmonisierung sollte die nationale Umsetzung des ISO DIS 16924 bewirkt werden. Des Weiteren sind bei einer verstärkten LNG-Nutzung die jeweiligen Akteure im Umgang mit LNG zu schulen. Hierfür sollten insbesondere der Transport und die Betankungsvorgänge im Regelwerk verankert werden.

Des Weiteren sollte das DVGW-Regelwerk im Hinblick auf die Speicherung/Lagerung und Verwendung von LNG weiterentwickelt werden. Hierzu sind anlagenspezifische Festlegungen vorzugeben, in denen u. a. Erzeugungsanlagen, Verdampferanlagen und Speicheranlagen inkl. Ausrüstungsteilen Berücksichtigung finden. Gleichzeitig bedürfen diese Anlagen Installations- und Wartungsregeln. Die Messtechnik für

LNG ist ebenso in das Regelwerk aufzunehmen wie Aspekte der Sicherheitstechnik sowie Überwachungseinrichtungen und Risikoanalysen. Ferner steht die Hilfestellung zur Erstellung eines Genehmigungsleitfadens auf der Agenda.

6.4 Forschungsbedarf

Da die LNG-Nutzung in Deutschland noch am Anfang steht, gibt es auch zahlreiche Themenfelder, die einer detaillierteren Betrachtung bedürfen. Insbesondere ist der Start der LNG-Nutzung in Deutschland technisch-wissenschaftlich zu begleiten und ein entsprechendes Monitoring zu betreiben, um so frühzeitig Problem- und Fragestellungen zu erkennen sowie begegnen zu können. Das Monitoring der grenzüberschreitenden Infrastrukturausbaupläne und der LNG-Nachfrage sollten im engen Austausch mit den internationalen Institutionen und Initiativen wie der Zentralkommission für die Rheinschifffahrt erfolgen. Das Monitoring der LNG-Nachfrage von Transport- und Logistikunternehmen, Flottenbetreibern sowie Industrieunternehmen dient der Verifizierung des ermittelten, standortgenauen potentiellen Bedarfs. Die auf dem Monitoring aufbauende Evaluierung der Zielvorgaben kann rechtzeitig Hinweise sowohl auf Auslastung der Kapazitäten/Versorgungsengpässe oder strategische Fehlentwicklungen liefern.

Für LNG-Anlagen wie ortsfeste Speichertanks, Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen liegen etablierte Rechtsgrundlagen vor. Im Allgemeinen sind die Genehmigungsprozesse für solche Anlagen aufwändig. Ursache ist hier die fehlende Erfahrung in der Genehmigung solcher Anlagen. Um den Genehmigungsprozess zu erleichtern, ist die Erstellung eines Genehmigungsleitfadens zu empfehlen.

Ein weiteres Forschungsfeld ist die Nutzung der in Deutschland vorhandenen, gut ausgebauten Erdgasinfrastruktur zur Erzeugung von LNG im Binnenland. Diese aus dem Erdgasnetz versorgten Verflüssigungsanlagen können Tankstellen und Anwender in nicht erdgasversorgten Gebieten mit LNG versorgen, sofern aufgrund zu weit entfernter LNG-Terminals kein wirtschaftlicher LNG-Transport darstellbar ist. Hierzu sind wirtschaftliche, technische und rechtliche Untersuchungen in Abhängigkeit von der Tankstellen- bzw. Anwendergröße sowie der Entfernung zum internationalen LNG-Terminal notwendig. Zudem sind die Rahmenbedingungen für eine wirtschaftliche Umsetzung kleiner LNG-Anlagen aufzuzeigen. Erdgas im Mobilitätsbereich beruht auf den Energieträgern LNG und CNG. Ob und in welcher Form Synergieeffekte bei der Nutzung dieser Kraftstoffe entstehen können, ist zudem zu untersuchen. Gleichzeitig sind Möglichkeiten des Erdgaseinsatzes im PKW- und LKW-Bereich sowie bei der Binnenschifffahrt aufzuzeigen. Darüber hinaus gibt es weiteren Forschungsbedarf bei LKW-Tanks (aktiv-passiv-Systeme) und LNG- bzw. gasbetriebenen Otto-Motoren.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen haben den Anspruch einen Überblick über die LNG-Technik sowie ökologische und ökonomische Rahmenbedingungen zu geben. Für differenziertere Aussagen insbesondere in Hinblick auf die Treibhausgasbilanz auch im Vergleich zu anderen Kraftstoffen sind weitere Untersuchungen notwendig. Für die Optimierung der Prozessketten hinsichtlich Ökologie und Ökonomie bspw. in Form der Einbindung von EE-Strom und EE-Gas sind ebenso detaillierte technische und systematische Untersuchungen nötig. Insbesondere bei der Einbindung von EE-Gasen und EE-Strom ist ein Primärenergiefaktor festzulegen. Die Rahmenbedingungen für die Anerkennung der Vergütung nach EEG bzw. der Anrechnung nach EEWärmeG von aufbereiteten und verflüssigten Biogas ist zu prüfen. Die Integration in geltende Gesetze erfordert ein taugliches Massenbilanzsystem. Hier kann bspw. in Zusammenarbeit mit den Biogasregistern nach Lösungsansätzen gesucht werden. Weitere Analysen sind bei den Geschäftsmodellen und deren Kopplung anzustreben, um LNG-Hubs bzw. LNG-Anwendungen in die Energiewende einzubinden und die Vorteile für die Energiewende aufzeigen zu können. Weitere Forschungsthemen werden bei der Odorierung von LNG sowie der Leckage-Überwachung von LNG-Tanks in Fahrzeugen, bei Transportbehältern (z. B. LKW-Tank) und den stationären Speicherbehältern gesehen.

LITERATURVERZEICHNIS GWI

- [1] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) (Hrsg.), „Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS)“, Juni-2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-strategie-final.pdf?__blob=publicationFile. [Zugegriffen: 28-Apr-2016].
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Energieeffiziente Verkehrssysteme, „LNG in Deutschland: Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr. Potenzialanalyse und Politikempfehlungen für einen erfolgreichen Markteintritt.“, Feb. 2015.
- [3] A. Mozgovoy, C. Olvis, und F. Köster, „LNG als Kraftstoff der Zukunft“, Energ. Wasser Prax., Sep. 2014.
- [4] P. Hendrickx, „Refueling infrastructure in the Netherlands: public LNG refueling stations“, gehalten auf der LNG Roadmap - LNG as a driving force for cross-border cooperation within the EU, Düsseldorf, 03-Juli-2014.
- [5] R. Wurster, W. Weindorf, W. Zittel, P. Schmidt, C. Heidt, U. Lambrecht, A. Lischke, und S. Müller, „LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. - Institut für Verkehrsforschung, München/Ottobrunn, Heidelberg, Berlin, AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, März 2014.
- [6] A. Mozgovoy, E. Tali, und F. Burmeister, „LNG as a key solution for challenges for the German gas and transportation system“, Gas Energy, Bd. Issue 1/2014, S. 32–39, 2014.
- [7] OECD/IEA, „World Energy Outlook 2012“, gehalten auf der Presentation to the press, London, UK, 12-Nov-2012.
- [8] Das europäische Parlament und der Rat der europäischen Union, „Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe - Text von Bedeutung für den EWR“, Okt. 2014.
- [9] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie BMWi und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 28-Sep-2010.
- [10] „SchematicA0_EUcorridor_map.pdf“.
- [11] International Maritime Organization (IMO), „Sulphur oxides (SOx) – Regulation 14“. [Online]. Verfügbar unter: [http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Sulphur-oxides-\(SOx\)-%E2%80%93-Regulation-14.aspx](http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Sulphur-oxides-(SOx)-%E2%80%93-Regulation-14.aspx). [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [12] „House of Commons - Sulphur emissions by ships - Transport Committee ‚Regulations to limit emissions from ships‘“, 09-März-2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmtran/1561/156105.htm>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [13] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „BMVI - Transeuropäische Verkehrsnetze(TEN-V) im Überblick“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bmvi.de/DE/VerkehrUndMobilitaet/Internationales/EuropaeischeVerkehrspolitik/TranseuropaeischeNetzeTEN/transeuropaeische-netze_node.html. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [14] Gas Infrastructure Europe, „Small Scale LNG MAP 2015“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.gie.eu/download/maps/2015/GIE_SSLNG_2015_A0_1189x841_FULL_wINFOGRAPHICS_FINAL.pdf. [Zugegriffen: 17-Mai-2016].

- [15] J. Dominguez, „Liquefied Biomethane experiences - DRAFT“, LNG BC D3.6, Juli 2014.
- [16] F. Apfel, „Gas for transport“, gehalten auf der 2. Workshop „LNG roadmap: LNG as a driving force for cross-border cooperation within Europe“, Düsseldorf, 28-Mai-2015.
- [17] G. van Tongeren, „LNG in the Netherlands“, gehalten auf der Workshop „LNG Roadmap. LNG as a driving force for cross-border cooperation within Europe“, Düsseldorf, 03-Juli-2014.
- [18] Nationaal LNG Platform, „Over ons“, Nationaal LNG platform. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.nationaalngplatform.nl/over-ons/>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [19] „LNG Masterplan for Rhine-Main-Danube“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.lngmasterplan.eu/>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [20] DNV GL Maritime Communications (Hrsg.), „IN FOCUS – LNG AS SHIP FUEL MARITIME SAFER, SMARTER, GREENER Latest developments and projects in the LNG industry“, Bd. 05/2015, Nr. ID 837974.
- [21] „Befragung von Hafenbetreibern und Projektpartnern“, 2015.
- [22] Damen Shipyards Gorinchem, „LNG-powered Ecoliner delivers dramatic fuel savings“, 03-Juni-2015. [Online]. Verfügbar unter: http://www.damen.com/en/news/2015/03/lng_powered_ecoliner_delivers_dramatic_fuel_savings. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [23] Shell Deutschland Oil GmbH, „Shell will 15 LNG-Binnenschiffe chartern“, 18-Dez-2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.shell.de/aboutshell/media-centre/news-and-media-releases/2015/shell-charter-15-lng-barges.html>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [24] „Telefonische Befragung von Reedereien“, 2015.
- [25] „LNG Blue Corridors - Demonstration of heavy duty vehicles running with liquefied methane“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1IDpkDahuwV9J8FHdTZGnfqhRE6Q>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [26] D. Peters-von Rosenstiel, „LNG in Germany: Liquefied Natural Gas and Renewable Methane in Heavy-Duty Road Transport.“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Sep. 2014.
- [27] Canadian National Railway Company, „CN tests natural gas/diesel fuel powered locomotives between Edmonton and Fort McMurray, Alta.“, 27-Sep-2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.cn.ca/en/news/2012/09/media_news_cn_tests_natural_gas_locomotives_20120927. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [28] „Special Report: \$18.7 billion fuel savings from Class I LNG locomotives to LNG“, NGV Today, 15-Juni-2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ngvtoday.org/2014/06/15/special-report-18-7-billion-fuel-savings-from-class-i-lng-locomotives-to-lng/>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [29] The Boeing Company, „Boeing SUGAR Freeze Concept“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.boeingimages.com/archive/Boeing-SUGAR-Freeze-Concept-2F3XC5POCXI.html>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [30] Gazprom Germania GmbH, Hrsg., „Small Scale LNG. Where does the SSLNG come from and how it is used“. 2016.
- [31] DFTG - Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mbH, „Das Terminalprojekt der DFTG“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.dftg.de/de/projekt/terminalprojekt.htm>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [32] gie Gas Infrastructure Europe, „Maps & Data - LNG Liefer Routen“, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].

- [33] FNB Gas Die Fernleitungsnetzbetreiber, „Entwurf - Netzentwicklungsplan Gas 2016“, Berlin, Jan. 2016.
- [34] International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), „The LNG Industry - GIIGNL annual report 2016 edition“. 2016.
- [35] Fluxys, „Specific requirements for LNG at the delivery point of the Zeebrugge LNG terminal“.
- [36] SeaRates LP, „Transit Time, Distance calculator & Port to port distances“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.searates.com/reference/portdistance/>. [Zugegriffen: 29-Apr-2016].
- [37] Directorate-General for Energy, Market Observatory for Energy, „Quarterly Report. Energy on European Gas Markets - Market Observatory for Energy“, Brussel – Belgien, Volume 8 (issue 3; third quarter of 2015), Dez. 2015.
- [38] „Befragung von LNG Lieferanten“, 2015.
- [39] José Luis Pérez Souto, „IVECO LNG Vehicles“, Madrid, 26-Nov-2015.
- [40] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Zahlen und Fakten - Energiedaten, Stand 04.08.2014“.
- [41] DVGW Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (Hrsg.), „Erdgas und LNG als Bausteine einer CO₂-reduzierten Mobilität (Editorial)“, Energ. Wasser Prax., Nr. 11/2015, S. 3.
- [42] D. Kreyenberg, A. Lischke, F. Bergk, F. Duennebeil, C. Heidt, W. Knörr, T. Raksha, P. Schmidt, W. Weindorf, K. Naumann, S. Majer, und F. Müller-Langer, „Erneuerbare Energien im Verkehr - Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. - Institut für Verkehrsforschung, Berlin, AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, März 2015.
- [43] U. Lambrecht, H. Diaz-Bone, und Höpfner, „Bus, Bahn und Pkw auf dem Umweltprüfstand - Vergleich von Umweltbelastungen verschiedener Stadtverkehrsmittel“, ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg, Feb. 2001.
- [44] S. Helmreich und H. Keller, „FREIGHTVISION - Sustainable European Freight Transport 2050“, AustriaTech – Gesellschaft des Bundes für technologiepolitische Maßnahmen GmbH, Berlin Heidelberg, 2011.
- [45] „Über die Bedeutung der Rheinschifffahrt beim Gütertransport“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.niederdollendorf.de/html/binnenschiffe_und_umwelt.html. [Zugegriffen: 21-Apr-2016].
- [46] Shell Deutschland Oil GmbH, „Shell LNG für Schifffahrt“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.shell.de/products-services/solutions-for-businesses/liquefied-natural-gas/lng-schifffahrt.html>. [Zugegriffen: 22-Apr-2016].
- [47] F. Neumeier, „Abgas-Vorschriften für Kreuzfahrtschiffe“, 07-Jan-2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.cruisetricks.de/abgas-vorschriften-fuer-kreuzfahrtschiffe>. [Zugegriffen: 28-Apr-2016].
- [48] Reader's Digest Deutschland, Schweiz, Österreich Verlag Das Beste GmbH, „Nordseeinseln“, 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.mr-kartographie.de/uploads/pics/RD-Nordseeinslen-2012_01.jpg. [Zugegriffen: 28-Apr-2016].
- [49] Reederei Cassen Eils, „Umweltfreundliche Helgolandfähre in Cuxhaven getauft“, 12-Nov-2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://casseneils.de/aktuelles/presse/detail/umweltfreundliche-helgolandfaehre-in-cuxhaven-getauft/>. [Zugegriffen: 28-Apr-2016].

- [50] Reederei Cassen Eils, „MS ‚Helgoland‘ | Unsere Flotte | Die Reederei | Cassen Eils“, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.cassen-eils.de/die-reederei/unsere-flotte/ms-helgoland/>. [Zugegriffen: 28-Apr-2016].
- [51] AG EMS, „MS ‚Ostfriesland‘ zurück in Emden“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ag-ems.de/aktuell/projekt-ms-ostfriesland.html>. [Zugegriffen: 28-Apr-2016].
- [52] L. Simmer, G. Aschauer, und O. Schauer, „LNG (Flüssigerdgas)–Einsatzmöglichkeiten und Potentiale zur Erhöhung der Flexibilität in Österreich und Zentraleuropa“.
- [53] PLANCO Consulting GmbH, „Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Bahn und Wasserstraße - Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse“, Essen, Nov. 2007.
- [54] R. Fiedler, S. Roth, K. Brümmerstedt, und V. Flitsch, „Bedarfsanalyse LNG in Brunsbüttel“, Fraunhofer-Center für Maritime Logistik und Dienstleistungen CML, Hamburg, 130273, Sep. 2015.
- [55] F. C. Costa, E. M. dos Santos, M. T. W. Fagá, und H. K. M. Costa, „TECHNICAL PROCEDURES FOR USING SYNTHETIC NATURAL GAS AS AN ALTERNATIVE TO NATURAL GAS IN DIFFERENT SUPPLY CONDITIONS FOR INDUSTRIAL CUSTOMERS“, Braz. J. Pet. Gas, Bd. 9, Nr. 2, Juni 2015.
- [56] J. A. Smit und M. Welle, „Die Verarbeitung von ‚boil-off‘-Gas an Bord des LNG-Tankers“, Schweizerische Bauzeitung, Bd. 96, Nr. 41, 1978.
- [57] Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. Haufe-Lexware, 2007.
- [58] F. Roske, „Vortragsreihe ‚Neue Entwicklungen auf den Energiemärkten‘ - Thema LNG- Potentiale zum Aufbau effizienter Energiesysteme“, Technische Universität Berlin.
- [59] U. Fahl, M. Härdtlein, E. D. Özdemir, S. Rath-Nagel, U. Remme, und L. Eltrop, „Möglichkeiten der LNG-Nutzung in Baden-Württemberg“, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, März 2009.
- [60] Wärtsilä, „Product guide: LNG plants – mini and small scale liquefaction technology“, 2016.
- [61] E. Adom, S. Z. Islam, und X. Ji, „Modelling of boil-off gas in LNG tanks: A case study“, Int. J. Eng. Technol., Bd. 2, Nr. 4, S. 292–296, 2010.
- [62] M. S. Zakaria, K. Osman, und M. N. Musa, „Boil-Off Gas Formation inside Large Scale Liquefied Natural Gas (LNG) Tank Based on Specific Parameters“, Appl. Mech. Mater., Bd. 229–231, S. 690–694, Nov. 2012.
- [63] Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, „Regelungsvorschläge zur Verwendung von LNG als Brennstoff - Mitteilung der niederländischen Delegation“, Nov. 2014.
- [64] C. Gruber, „NFZ-Antriebskonzepte im Vergleich“, gehalten auf der Fachworkshop im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS), Berlin, 22-Jan-2016.
- [65] „Linde Technologies“, Nr. 2, S. 31, 2008.
- [66] Germany Trade & Invest, „Norwegische Nahverkehrsbetriebe könnten bald auf Biogas umstellen“. 2016.
- [67] „Biogas Netzeinspeisung: Kryogene Gastrennung“.
- [68] M. Hagen, E. Polman, A. Myken, J. Jensen, O. Jönsson, und A. Dahl, „Adding Gas from Biomass to the Gas Grid“, Swedish Gas Center, SGC 118, Juli 2001.

- [69] V. B. C. Products und D. T. AG, „Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland bis 2015 | Statistik“, Statista. [Online]. Verfügbar unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/167671/umfrage/anzahl-der-biogasanlagen-in-deutschland-seit-1992/>. [Zugegriffen: 28-Apr-2016].
- [70] „Stromerzeugung“. [Online]. Verfügbar unter: <http://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/strom/>. [Zugegriffen: 28-Apr-2016].
- [71] TK Biogas, „mündliche Aussage, April 2016“, Apr-2016.
- [72] S. Steinigeweg, W. Paul, F. Meyer, und J. Hubel, „Perspektiven und Potentiale von Low-Emission-LNG im Nordwesten“, Feb. 2015.
- [73] U. Albrecht, Analyse der Kosten erneuerbarer Gase: eine Expertise [der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik] für den Bundesverband Erneuerbare Energien, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas. Bochum: Ponte Press, 2013.
- [74] M. Fiebrandt und J. Schaffert, „Technical and geographical analysis of infrastructural challenges of the German Energiewende in terms of energy storage by the use of power-to-gas“, gehalten auf der European Gas Technology Conference EGATEC2015, Wien, Österreich, 25-Nov-2015.
- [75] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Az. 8615-NEP Gas 2016 – Bestätigung Szenariorahmen“, Bonn, Nov. 2015.
- [76] O. Däuper, C. Thole, S. Kirschnick, A. Lenze, N. Schulte, und J. Müller-Kirchenbauer, „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, Becker Büttner Held, Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC), Technische Universität Berlin (TU Berlin), Berlin, Schlussbericht, Juni 2015.
- [77] International Gas Union, „IGU World LNG Report - 2015 Edition“.

LITERATURVERZEICHNIS DBI

- [1] D. Peters-von Rosenstiel, „LNG in Deutschland: Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr,“ Deutsche Energie-Agentur, 02 2015. [Online]. Available: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/DEN_BR_LNG_WhitePaper_DE_24.pdf. [Zugriff am 04 05 2016].
- [2] Umweltbundesamt, „Feinstaub,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luft-schadstoffe/feinstaub>. [Zugriff am 20 01 2016].
- [3] Umweltbundesamt, „Feinstaubbelastung in Deutschland,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3565.pdf>. [Zugriff am 01 03 2016].
- [4] Umweltbundesamt, „Stickstoffoxide,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschaedstoffe/stickstoffoxide>. [Zugriff am 18 04 2016].
- [5] Umweltbundesamt, „Schwefeldioxid-Emissionen,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luftbelastung/luftschaedstoff-emissionen-in-deutschland/schwefeldioxid-emissionen>. [Zugriff am 19 01 2016].
- [6] Umweltbundesamt, „Schwefeldioxid,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/luftschaedstoffe/schwefeldioxid>. [Zugriff am 19 01 2016].
- [7] B. d. J. u. f. Verbraucherschutz, Hrsg., Vorläufige Berechnungsmethode zur Ermittlung der Belastetznzahlen durch Umgebungslärm (VBEB), Bd. Bundesanzeiger Nr. 75, 20.04.2007.
- [8] U. Veres-Homm, A. Kübler, N. Weber und E. Cäsar, „Logistikimmobilien – Markt und Standorte 2015“.
- [9] R. Wurster, W. Weindorf, W. Zittel, P. Schmidt, C. Heidt, U. Lambrecht, A. Lischke und S. Dr. Müller, „LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen,“ [Online]. Available: http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-Ing.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 01 12 2015].
- [10] „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung,“ idF v. 22. 9. 2015. [Online]. Available: http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_26012001_S3236420014.htm. [Zugriff am 07 03 2016].
- [11] T. T. Management, „Autohöfe in Deutschland: Der Begriff Autohof,“ [Online]. Available: <http://www.autohof-guide.de/autohoeft-in-deutschland.html>. [Zugriff am 07 03 2016].
- [12] S. Vogel, Begründung zum Bebauungsplan Nr. 363 „Autohof Aschenkrug“ der Stadt Neustadt a. Rbge.

- [13] Umweltbundesamt, „Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990,“ [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3_tab_emi-ausgew-luftschadst_2015-06-01.pdf. [Zugriff am 03 03 2016].
- [14] E. u. G. Landesamt für Bergbau, „http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=655&article_id=936&psmand=4,“ 05 04 2016. [Online].
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/monitoring-bericht-nach-51-enwg-zur-versorgungssicherheit-bei-erdgas,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>,“ 05 04 2016. [Online].
- [16] b. Becker Büttner Held, „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Markt,“ BMWi, 2015.
- [17] T. Langer, M. Küster und J. Prof. Müller-Kirchenbauer, „Lokale Erdgasspeicheranlagen in Deutschland - Teil 1,“ energie | wasser-praxis, pp. 54-58, 2013.
- [18] Gas Infrastructure Europe, „<http://transparency.gie.eu/index.php>,“ 15 12 2015. [Online].
- [19] U. Fahl, M. Härdtlein, E. D. Özdemir, S. Rath-Nagel, U. Remme und L. Eltrop, „Möglichkeiten der LNG-Nutzung in Baden-Württemberg - Studie im Auftrag des Zentrum für Energieforschung Stuttgart e.V. und der Gasversorgung Süddeutschland GmbH,“ Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2009.
- [20] Netzentwicklungsplan Gas 2016 (Entwurf); FNB Gas; Berlin, , Berlin, 01.04.2016.
- [21] Neununddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes - Verordnung über Luftqualitätsstandards und Emissionshöchstmengen, in Kraft getr. am 2. 8. 2010.
- [22] „Feinstaub durch Straßenverkehr - Bundespolitischer Handlungsbedarf,“ Sachverständigenrat für Umweltfragen, 06 2005. [Online]. Available: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2005_Stellung_Feinstaub_durch_Strassenverkehr.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 03 03 2016].
- [23] H.-J. Koch, C. von Haaren, P. H. Brunner, H. Foth, M. Jänicke, P. Michaelis und K. Ott, „Umwelt und Straßenverkehr: Hohe Mobilität - Umweltverträglicher Verkehr,“ Sachverständigenrat für Umweltfragen, 07 2005. [Online]. Available: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2005_SG_Umwelt_und_Strassenverkehr.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 03 03 2016].

- [24] Umweltbundesamt, „Stickstoffoxid-Emissionen,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/luftbelastung/luftschadstoff-emissionen-in-deutschland/stickstoffoxid-emissionen>. [Zugriff am 18 04 2016].
- [25] Umweltbundesamt, „Verkehrslärm,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/verkehrslaerm>. [Zugriff am 19 04 2016].
- [26] M. Kloepfer und P. Gussone, Leben mit Lärm? : Risikobeurteilung und Regulation des Umgebungslärms im Verkehrsbereich, Bd. Wissenschaftsethik und Technikfolgenbeurteilung Bd. 28, Berlin: Springer, 2006.
- [27] EU, „Richtlinie 2002/49/EG des europäischen Parlaments und de Rates,“ [Online]. Available: http://www.umgebungslaerm.nrw.de/materialien/_regelwerke/EU-Richtlinie.pdf. [Zugriff am 05 02 2016].
- [28] „BImSchG - Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge,“ [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/bimSchG/BJNR007210974.html#BJNR007210974BJNG011004360>. [Zugriff am 23 02 2016].
- [29] „Vierunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes,“ in Kraft getr. am 6. 3. 2006. [Online]. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimSchv_34/gesamt.pdf. [Zugriff am 07 03 2016].
- [30] E. C. –. D. Move, „Mobility and Transport. TENtec Interactive Map Viewer,“ 2015. [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/transport/infrastructure/tentec/tentec-portal/map/maps.html>. [Zugriff am 29 04 2016].
- [31] B. f. V. u. d. Infrastruktur, „Karte W 162 al,“ 01 2014. [Online].
- [32] F. Dahlke, M. Radisch, K. Hitzbeck und B. Ould el Moctar, „LNG-Transport mit Binnenschiffen,“ https://www.wiso-net.de/document/SHF__10-bingas-483366-new, 2014.
- [33] Zentralkommission für die Rheinschiffahrt (ZKR), „Europäisches Übereinkommen vom 26. Mai 2000 über die internationale Beförderung von gefährlichen Gütern auf Binnenwasserstraßen (ADN),“ http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/Gefahrgut/adn_2015.pdf?__blob=publicationFile, Straßburg, 2014.
- [34] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Gefahrgut - Recht / Vorschriften – Binnenschiffahrt,“ [Online]. Available: <http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/Gefahrgut/gefahrgut-recht-vorschriften-binnenschiffahrt.html?linkToOverview=js>. [Zugriff am 12 04 2016].

- [35] RID, „Übereinkommen über den internationalen Eisenbahnverkehr (COTIF) Anhang C - Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (RID), in der ab dem 1. Januar 2015 geltenden Fassung,“
http://www.otif.org/fileadmin/user_upload/otif_verlinkte_files/07_veroeff/99_geschuetzt/RID_2015_d/RID%202015%20D.pdf, 2015.
- [36] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Gefahrgut - Recht / Vorschriften – Eisenbahn,“ [Online]. Available:
<http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/Gefahrgut/gefahrgut-recht-vorschriften-eisenbahn.html?nn=36032>. [Zugriff am 12.04.2016].
- [37] ADR, „[Anlage zur Bekanntmachung der Neufassung der Anlagen A und B des Europäischen Übereinkommens vom 30. September 1957 über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR), in der ab dem 1. Januar 2015 geltenden Fassung, Anlageband z,“
[http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*\[%40node_id%3D%271162570%27\]&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1](http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*[%40node_id%3D%271162570%27]&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1), 12.04.2016, 2015.
- [38] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, „Gefahrgut - Recht / Vorschriften – Straße,“ [Online]. Available:
<http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/Gefahrgut/gefahrgut-recht-vorschriften-strasse.html>. [Zugriff am 12.04.2016].
- [39] H. D. Jarass, Bundes-Immissionsschutzgesetz: Kommentar unter Berücksichtigung der Bundes-Immissionsschutzverordnungen, der TA Luft sowie der TA Lärm, München: C.H.BECK, 2015.
- [40] Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZkR), „Standard für eine Prüfliste für das Bunkern von Flüssigerdgas (LNG),“ http://www.ccr-zkr.org/files/documents/reglementRP/L_ctrl_avitaillement_GNL_de.pdf, 12.04.2016, 2015.
- [41] L. Simmer, G. Aschauer und O. Schauer, „LNG (Flüssigerdgas) – Einsatzmöglichkeiten und Potentiale zur Erhöhung der Flexibilität in Österreich und Zentraleuropa,“
http://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Simmer.pdf, 12.04.2016, 2014.
- [42] B. u. S. (. Bundesministerium für Verkehr, „Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS): Energie auf neuen Wegen,“
https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-strategie-final.pdf?__blob=publicationFile, 12.04.2016, 2013.
- [43] „LNG Tankstellen,“ Linde Engineering, [Online]. Available: http://www.linde-engineering.de/de/process_plants/lng-and-natural-gas-processing-plants/liquefied_natural_gas/lng_fuelling_stations/index.html. [Zugriff am 10.03.2016].
- [44] „Cryotec Company Presentation LNG-Erzeugungs- und Re-gasifizierungsanlagen,“ Cryotec Anlagenbau GmbH, 2015. [Online].

- [45] O. Willms, „LNG-Antrieb von Iveco,“ 16 09 2013. [Online]. Available: <http://www.eurotransport.de/test/alternative-antriebe-lng-antrieb-von-iveco-6508186.html>. [Zugriff am 04 05 2016].
- [46] U. Bünger, M. Kesten und J. Wolf, „Stand und Perspektiven der Kryotechnik im Einsatz für Kraftfahrzeuge in Europa,“ 19 01 1998. [Online]. Available: https://www.netinform.de/GW/files/pdf/Kryotechnik_Stand-Perspektiven.pdf. [Zugriff am 04 05 2016].
- [47] J. Terpitz, „LNG - die Technologie der Transportlogistik,“ energie wasser praxis, Nr. 6, 2009.
- [48] „Kolbenpumpen für kryogene Medien,“ KRYTEM GmbH, 2015. [Online]. Available: <https://krytem.com/de/pro-dukte/pumpen/technik.htm>. [Zugriff am 10 03 2016].
- [49] B. Eisentrout, S. Wintercorn und B. Weber, „Study Focuses on Six LNG Regasification Systems,“ LNG journal, Nr. 21, 2006.
- [50] „LNG-tanker "Pioneer Knutsen",“ Vuyk Engineering Rotterdam B.V., [Online]. Available: http://www.vuykrotterdam.com/uploads/FinalPDF/LNG_tanker_Pioneer_Knutsen_1100m3.PDF. [Zugriff am 03 05 2016].
- [51] „VTG AG - LNG-Kesselwagen (Prototyp),“ [Online]. Available: <http://www.vtg.de/v/s/content/201688>. [Zugriff am 03 05 2016].
- [52] „LNG Transport Trailers: Pressure Transfer Unit,“ Chart Inc., 2013. [Online]. Available: http://files.chartindustries.com/14722928_TransportTrailers.pdf. [Zugriff am 03 05 2016].
- [53] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „DVGW-Arbeitsblatt G 2000 – „Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze“,“ 2011.
- [54] P. E. G. & C. K. Herr Boris Ullrich, Interviewee, Persönliches Gespräch. [Interview]. 14 04 2016.
- [55] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, „Interne Kostenrecherchen und Informationszusammenstellungen aus eigenen Studien sowie Rücksprache mit Herstellern,“ 2015/ 2016.
- [56] G. Cerbe, Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung - Gasverteilung – Gasverwendung, 2008.
- [57] Dr. Timm Kehler Vorstand erdgas mobil e. V, „~ 3 Mio. kWh Absatz pro CNG-Tankstelle p.a.: Entwicklung einer Tankstelleninfrastruktur für Erdgas und Biomethan,“ http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-referentenmaterialien-fachgesprach3-5.pdf?__blob=publicationFile; 11.03.2016., 2016.
- [58] PRIMASGAS Energie GmbH & Co. KG, „Powered by LNG,“ [Online]. Available: http://www.primagas.de/files/pdf1/es_10_2015_Primagas_GmbH_72dpi.pdf. [Zugriff am 11 03 2016].

- [59] T. T. Dipl.-Ing. (FH) Yves Wölbeling, „Inselnetzversorgung - Einsatz von LNG in lokalen Erdgasnetzen (DBI-LNG-Fachforum),“ 2016.
- [60] Herr Rainer-Harbach und F. +. 7. 9. 8. ADK Gas-Technologies GmbH, Interviewees, Rücksprache. [Interview]. 30.03.2016.
- [61] „ERDGAS ist Zukunft,“ erdgas mobil GmbH, 2016. [Online]. Available: <https://www.erdgas-mobil.de/tankstellenbetreiber/erdgas-ist-zukunft/>. [Zugriff am 10.03.2016].
- [62] „Bohlen & Doyen - LNG-Tankstellen | Flüssigerdgastankstellen | Mobile LNG-Tankstelle,“ Bohlen & Doyen, [Online]. Available: <http://www.bohlen-doyen.com/bohlendoyen/tankstellentechnik/lng-tankstellen.php>. [Zugriff am 10.03.2016].
- [63] Bunkerung, „Wikipedia,“ [Online]. Available: <https://de.wikipedia.org/wiki/Bunkerung>. [Zugriff am 12.04.2016].
- [64] Hessischer Verwaltungsgerichtshof, „Beschluss vom 21.01.2015,“ Az. 9 A 224/13.Z; juris, 2015.
- [65] L. Langfeldt und H. Pewe, „Final report: Study on Standards and Rules for Bunkering of Gas-Fuelled Ships, Germanischer Lloyd for European Maritime Safety Agency (EMSA), Report No. 2012.005,“ 2013.
- [66] R. Wurster, W. Windorf, W. Zittel, P. (. Schmidt, C. Heidt, U. (. Lambrecht, A. Lischke und S. (. Dr. Müller, „LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen - Kurzstudie im Auftrag des BMVi,“ http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-lng.pdf?__blob=publicationFile, 2014.
- [67] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „[https://bdew.de/internet.nsf/id/4B14757734A4C734C1257EA6003C8E85/\\$file/Erdgasimporte%20Entwicklung%2010Jahre_o_jaehrlich_Ki_online_09122015.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/4B14757734A4C734C1257EA6003C8E85/$file/Erdgasimporte%20Entwicklung%2010Jahre_o_jaehrlich_Ki_online_09122015.pdf),“ 05.04.2016. [Online].
- [68] GIIGNL, „www.giignl.org,“ [Online]. Available: http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2016_annual_report.pdf; GIIGNL 2016 Annual Report, 12.05.2016. [Zugriff am 12. Mai 2016].
- [69] BMWi, „www.bmwi.de,“ BMWi, [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas,did=292330.html>, 23.03.2016. [Zugriff am 23. März 2016].
- [70] International Gas Union, „World LNG Report - 2014 Edition,“ [Online]. Available: http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20-%20World%20LNG%20Report%20-%202014%20Edition.pdf. [Zugriff am 12.05.2016].
- [71] D. Gerstein, LNG - flüssiges Erdgas als Energieträger in der Europäischen Gasversorgung - technische und wirtschaftliche Aspekte, Freiberg, 2016.

- [72] Cryonorm BV , „Ambient Air Heated Vaporizer,“ [Online]. Available: <http://cryonorm.com/en/t/ambient-air-heated-vaporiser/149>. [Zugriff am 12 05 2016].
- [73] B. Hofmann, „Europaweit erste Beladung eines LNG-Kesselwagens,“ MMLogistik, 26 04 2016.
- [74] PRIMAGAS Energie GmbH&Co. KG, „energiespektrum,“ 10 2015. [Online]. Available: http://www.primagas.de/files/pdf1/es_10_2015_Primagas_GmbH_72dpi1.pdf. [Zugriff am 12 05 2016].
- [75] Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen , „Aardgas: afleverinstallaties van vloeibaar aardgas (LNG) voor motorvoertuigen,“ 06 2013. [Online]. Available: http://content.publicatiereeksgevaarlijkestoffen.nl/documents/PGS33/PGS_33_1_LNG_motorvoertuigen_compleet.pdf. [Zugriff am 12 05 2016].
- [76] TRBS 3151/TRGS 751, „ Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen,“ Fassung 30.11.2015.
- [77] TRBS 1201 Teil 2 Anhang 1, „Prüfungen bei Gefährdungen durch Dampf und Druck,“ Ausgabe Juli 2014.
- [78] Bohlen & Doyen GmbH, „Rücksprache mit Hr. Marcus Reher,“ 12.05.2016.
- [79] Allgemeinverfügung zur Fahrwegbestimmung nach § 35 Abs. 3 der Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt, 2010.
- [80] Richtlinien zur Durchführung der Gefahrgutverordnung Straßen, Eisenbahnen und Binnenschifffahrt (GGVSEB) und weiterer gefahrrechtlicher Verordnungen, Bonn: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2015.
- [81] I. V. u. T. Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, „Allgemeinverfügung zur Fahrwegbestimmung nach § 35 Abs. 3 der Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt,“ 5. März 2010. [Online]. Available: <https://www.verkuendung-bayern.de/allmbl/jahrgang:2010/heftnummer:3/seite:98/doc:2>.
- [82] TÜV Rheinland Group, „Bericht über die Prüfung eines Tanks zur Beförderung gefährlicher Güter nach GGVSEB/ADR“.

LITERATURVERZEICHNIS EBI

- [1] Morgenstern, V. et al.: Atopic Diseases, Allergic Sensitation, and Exposure to Traffic-related Air Pollution in Children. *Am. J. Respir. Crit. Care Med*, 2008 Jun 15;177(12):1331-7, 2008
- [2] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: Gesundheitliche Wirkungen von Feinstaub und Stickstoffdioxid im Zusammenhang mit der Luftreinhalteplanung; 2010
- [3] Möller, D.: Feinstaubbelastung: Ursachen und Gesundheitsgefährdung; *Forum der Forschung* · Nr. 22 · Seite 117-126 BTU Cottbus · Eigenverlag · ISSN-Nr. 0947-6989; 2009
- [4] Eikmann, T., Dopp, E., Herr, C.: Die Wirkung von Fein- und Feinststäuben auf die menschliche Gesundheit; Statuspapier Feinstaub; Herausgeber GDCh-/ KRdL-/ ProcessNet-Gemeinschaftsausschuss „Feinstäube“; 2010
- [5] EEA Report: Air quality in Europe; 2014
- [6] Baumann, H. J.; Luftschadstoffe als Belastungsfaktor für die menschliche Gesundheit; BUND-Fachtagung "Moderne Verkehrskonzepte – bessere Luft, 2012
- [7] Mooshammer, H.: Was bedeutet NO_x für die Gesundheit und für die Natur?: Internationale Konferenz NO_x Gefahren – Folgen – Strategien; Wien Oktober 2007
- [8] <https://www.mpg.de/9404032/sterberate-luftverschmutzung-todesfaelle> (16.September 2015)
- [9] <https://www.oecd.org/berlin/presse/luftverschmutzung.htm>
- [10] Schier; Präsentation Erfahrungsaustausch 2007; Kiel
- [11] Kidnay, Parrish; *Fundamentals of Natural Gas Processing*; 2006
- [12] Sevenster, Croezen; *The natural gas chain – Toward a global life cycle assessment*; Report, 2006
- [13] <http://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/oil-gas-systems/lng-solutions/wärtsilä-lng-mini-scale-liquefaction>
- [14] http://www.sorpa.is/files/nbc/slides/bruno_brethes.pdf
- [15] https://www.geoilandgas.com/sites/geog.dev.local/files/ge_5078-lng_brochure_final.pdf
- [16] Emenc, S., Kukuk, S.: *LNG – als Speicheroption für Erdgas*; TU Berlin 2008
- [17] Fahl, U., et al.: *Möglichkeiten der LNG-Nutzung in Baden-Württemberg*; Endbericht 2009
- [18] TU Delft, *Sustainability in Inland Shipping- The use of LNG as Marine Fuel, Port of Rotterdam*, 2010
- [19] TNO, *LNG for trucks and ships: fact analysis - Review of pollutant and GHG emissions*, 2015
- [20] DLR, *LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen*, 2014
- [21] NILU, *Pollutant emissions from LNG fueled ships - Assessment and recommendations*, 2015
- [22] TNO, *Environmental and Economic aspects of using LNG as a fuel for shipping in the Netherlands*, 2011
- [23] API, *Liquefied Natural Gas (LNG) Operations - Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas*, 2015
- [24] Antonio Taglia, *European gas imports: GHG emissions from the supply chain*, 2009

- [25] CONCAWE, Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, 2011
- [26] FreeportLNG, Freeport LNG Liquefaction Support Facilities Pretreatment Plant , 2012
- [27] JRC technical reports; Well-to-Tank report version 4.a; JEC Well-to-Wheels analysis; 2014
- [28] LNG Task Force: LNG Heavy Duty trucks Case Studies; Informal Document for the 104th meeting of group of experts on general safety united nations, Genf April 2012
- [29] Hendrickx, P.: LNG/LBG ist die einzige nachhaltige und wirtschaftliche Alternative zu Dieselmotoren im Güterfernverkehr!; April 2015
- [30] Gemis 4.9
- [31] Informal Document for the 104th meeting of Group of Experts on General Safety United Nations, Geneva 15. - 19. April 2012 submitted by the Chairman of the LNG Task Force; <http://www.unece.org/fileadmin/DAM/trans/doc/2013/wp29grsg/GRSG-104-32e.pdf>; heruntergeladen März 2016
- [32] <http://www.eurotransport.de/news/alternative-antriebe-konkurrenz-fuer-den-diesel-6625527.html>; heruntergeladen März 2016
- [33] KFZ-Anzeiger 13/2012; Stünings Medien GmbH Krefeld; www.kfz-anzeiger.com
- [34] Logistra 3/2014; <http://www.bestof9.eu/news/64-zwischenbilanz-im-praxistest>, heruntergeladen März 2016
- [35] Eltrop, L., Stenull, M., Köppel, W., Leible, L., Kälber, S., Kappert, G., Lansche, J., Müller, J., PO-BOSS, n.; Kelm, T., Brellochs, J.: Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg; Schlussbericht Cluster I „Systemanalyse“; Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg; April 2013
- [36] Köppel, W., Buchholz, D., Götz, M., Kussin, P., Wonneberger, A.-M.: Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern (Teilprojekt I); DVGW-Forschungsvorhaben G5 04 09 – TP1-A; März 2011
- [37] Kunert, U., et. Al.: Mobilität 2025 – der Einfluss von Einkommen, Mobilitätskosten und Demografie; ISBN 3-932169-40-9; 2008
- [38] Brokate, J., Özdemir, E. D., Kugler, U.: Der Pkw-Markt bis 2040: Was das Auto von morgen antreibt; DLR; August 2013
- [39] <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/285608/umfrage/rohoeel-benzin-diesel-und-erdgas-prognose-zur-preisentwicklung/>; heruntergeladen April 2016
- [40] Kasten, P., Mottschall, M., Köppel, W., Degünther, C., Schmied, M, Wütherich, P.; Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050; Forschungskennzahl 3713 45 103 UBA; 2015
- [41] <https://www.adac.de/infotestrat/tanken-kraftstoffe-und-antrieb/kraftstoffpreise/kraftstoff-durchschnittspreise/>; heruntergeladen April 2016
- [42] EU: Quartely Report on European Gas Markets Volume 7 DG Energy; 2014
- [43] IGU: World LNG Report - 2015 Edition
- [44] <http://www.statista.com/statistics/252984/landed-prices-of-liquefied-natural-gas-in-selected-regions-worldwide/>; heruntergeladen März 2016

- [45] Lng24, Prijzen LNG, 2015. http://www.lng24.com/media/26880/151214_prijshistorie_lng24.pdf 2015; Überprüfungsdatum 2015-12-01
- [46] P. Hendrickx, *Rolande LCNG Liquefied Biogas*, 2015. http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-fachworkshop-lng-cng-lkw-hendrickx.pdf?__blob=publicationFile; Überprüfungsdatum 2015-12-01
- [47] Uni Stuttgart, IER: Möglichkeiten der LNG-Nutzung in Baden-Württemberg, 2009; Kapitel 3.2
- [48] DB Netz AG Fahrdienstvorschrift Richtlinie 408. 2711, 2015, S. 213.
- [49] PLANCO Consulting GmbH und Bundesanstalt für Gewässerkunde: Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Bahn und Wasserstraße, 2007; Auftraggeber: Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes, vertreten durch die Wasser- und Schifffahrtsdirektion Ost.
- [50] Fraunhofer Institut für Integrierte Schaltungen (ISS) und KPMG: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen des Güterverkehrs, 2008.
- [51] Statistisches Bundesamt, Wiesbaden: <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Grosshandelspreise/Grosshandelsverkaufspreise.html>; zuletzt abgerufen am 2016-04-29
- [52] <http://www.lngbunkering.org/lng/business-case/incentives>; zuletzt abgerufen April 2016
- [53] Abrell, J., Gerbaulet, C., Holz, F., Lorenz, C., Weigt, H.: *Combining Energy Networks: The Impact of Europe's Natural Gas Network on Electricity Markets until 2050*; DIW Berlin ISSN 1433-0210; 2013
- [54] <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/251750/umfrage/durchschnittliche-fahrleistung-von-sattelzugmaschinen-in-deutschland/>; heruntergeladen April 2016
- [55] Dena; *LNG in Deutschland: Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr*; 2015
- [56] TGE Marine Gas Engineering: *LNG Storage and Fuel Gas Systems*, 2011; Vortrag Fuel for Shipping, London, UK; 15-Feb-2011
- [57] Marine Service GmbH: *LNG Aufbereitung und Tank Systeme*; Vortrag am 8.10.2014 in Hamburg beim LNG Fachsymposium 2014
- [58] Gruber M., Harth S., Trimis D., Bajohr S., Posdziech O., Brabandt J., Köppel W.; *HELMETH Project*; Gasfachliche Aussprachetagung 2015, Essen, Germany
- [59] Graf, F., Götz, M., Henel, M., Schaaf, T., Tichler, R.: *Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten*; Abschlussbericht DVGW-Forschungsvorhaben G3 01 12; 2014
- [60] Graf, F.; Krajete, A.; Schmack, U.: *Techno-economic evaluation of biological methanation*. (2014)
- [61] *Biogas - Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung*, Hrsg. Graf, F.; Bajohr, S., 2. Auflage, Deutscher Industrieverlag GmbH, München, 2013, ISBN 978-3-8356-3363-6
- [62] [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/15-11-19_Biogas%20Branchenzahlen-2014_Prognose-2015_final.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/15-11-19_Biogas%20Branchenzahlen-2014_Prognose-2015_final.pdf); heruntergeladen April 2016