

# SHELL LNG-STUDIE

## VERFLÜSSIGTES ERDGAS – NEUE ENERGIE FÜR SCHIFF UND LKW?

Fakten, Trends und Perspektiven



# SHELL LNG-STUDIE

## VERFLÜSSIGTES ERDGAS – NEUE ENERGIE FÜR SCHIFF UND LKW?

Fakten, Trends und Perspektiven



**Shell Deutschland**

Dr. Jörg Adolf (Projektleitung)  
Dr. Christoph Balzer  
Dr. Max Kofod  
[www.shell.de](http://www.shell.de)



**Deutsches Zentrum  
DLR für Luft- und Raumfahrt**

Prof. Dr. Barbara Lenz  
Dipl.-Ing. Andreas Lischke  
Dipl.-Volksw. Gunnar Knitschky  
[www.dlr.de](http://www.dlr.de)

**TUHH**

Technische Universität Hamburg

Prof. Dr.-Ing. Friedrich Wirz  
Märtha-Luise Wendland, B.Sc.  
[www.tuhh.de/asm](http://www.tuhh.de/asm)

### KURZFASSUNG

Seit Mitte der 1960er Jahre wird Erdgas in Form von Liquefied Natural Gas (LNG) über die Weltmeere transportiert. In jüngerer Zeit wächst das Interesse an LNG im Verkehrsbereich, insbesondere als neuer Kraftstoff für die Schifffahrt und schwere Lkw. Es stellt sich die Frage, welche Rolle LNG als Endenergie im Verkehrsbereich zukünftig einnehmen kann und welchen Beitrag es zu Fragen der Energie-, Klima- und Umweltpolitik zu leisten vermag.

Shell ist seit Jahrzehnten führend in der globalen LNG-Wirtschaft. In Zusammenarbeit mit dem Institut für Verkehrsforschung am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt sowie der Arbeitsgruppe Schiffsmaschinenbau an der Technischen Universität Hamburg hat Shell eine neue Energieträger-Studie erstellt, die sich mit dem aktuellen Stand und den langfristigen Perspektiven von LNG befasst, insbesondere als neue Energie für die Schifffahrt und für den Straßengüterfernverkehr mit schweren Lkw.

Die Shell LNG-Studie erläutert zunächst die Herstellung von LNG aus Erdgas durch Verflüssigung und seine technischen Eigenschaften. Anschließend werden als Grundlage für die LNG-Bereitstellung die Vorkommen von Erdgas einschließlich alternativer Gasressourcen, Angebot, Nachfrage sowie Handel mit Erdgas und LNG analysiert.

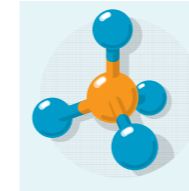
Es folgt eine Darstellung der LNG-Versorgungskette: zum einen die bisherige großindustrielle Erzeugung, Transport und Rückvergasung von LNG, zum anderen die neue Small-Scale-Versorgung für mobile Anwendungen auf Schiffen und in schweren Lkw. Daran anschließend werden die Potenziale für die Anwendung von LNG in Schifffahrt und schweren Lkw beschrieben. Hierzu werden Schiffsflotten bzw. Fahrzeugbestand sowie motorische Anwendungen untersucht und Vorteile bei den Emissionen im Vergleich zu Dieselantrieben dargestellt.

Abschließend werden mit Hilfe von Szenariotechnik im Rahmen eines ambitionierten Pro-LNG-Szenarios für die globale Seeschifffahrt und für den EU-Straßengüterfernverkehr mögliche LNG-Einphasungspfade entwickelt. Dabei werden die differenziellen Auswirkungen von LNG-Schiffen und im Fernverkehr eingesetzten schweren LNG-Lkw auf Kraftstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen dieser Verkehrsträger ermittelt.

### EINLEITUNG

4

1



#### TECHNISCHE EIGENSCHAFTEN

Erdgas und Substitute • Erdgasverflüssigung • Physikalische Eigenschaften • LNG-Speicherung • Chemische Eigenschaften • Kraftstoffstandards

6

2



#### ERDGASWIRTSCHAFT

Energienachfrage, Erdgas und LNG • Gasressourcen und Gasangebot • Alternative Gasressourcen • Erdgashandel und LNG • Erdgas- und LNG-Preise

16

3



#### SUPPLY CHAIN, LOGISITK UND RETAIL-INFRASTRUKTUR

Versorgungskette • Erdgasverflüssigung • LNG-Carrier • Regasification • Retail-Infrastruktur

22

4



#### LNG IN DER SCHIFFFAHRT

Schiffsbestand • Schiffsantriebe • Emissionen

32

5



#### LNG IM STRASSENVERKEHR

Lkw-Bestand • Lkw-Erdgasmotoren • Emissionen

46

6



#### PRO-LNG-SZENARIEN FÜR SCHIFFE UND LKW

Methodik • Rahmenbedingungen • Verkehrsprognosen • Szenario für die Seeschifffahrt • Szenario für schwere Lkw in der EU

58

### ZUSAMMENFASSUNG & POLICY ASKS

76

# EINLEITUNG

In den vergangenen Jahren hat Shell eine Reihe von Szenario-Studien zu wichtigen Energiefragen erstellt: zum einen Studien für die Verbrauchssektoren Verkehr und Hauswärme, zum anderen Studien über den Stand und die Perspektiven einzelner Energieträger und Kraftstoffe – zuletzt Wasserstoff und Power-to-Liquids, nun verflüssigtes Erdgas (LNG). Der Energieträger verflüssigtes Erdgas wird zwar schon länger großindustriell genutzt. In den letzten Jahren weckt LNG jedoch als neue Energie für Endanwendungen zunehmend Interesse in der Energiewirtschaft und darüber hinaus.

Shell ist seit den 1960er Jahren führend in der globalen LNG-Wirtschaft und betreibt ein eigenes Geschäftsfeld (Shell Integrated Gas), welches sich mit der Produktion, dem Transport und der Vermarktung von LNG befasst. In Zusammenarbeit mit dem Institut für Verkehrsforschung im Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt sowie der Arbeitsgruppe Schiffsmaschinenbau der Technischen Universität Hamburg hat Shell eine neue Energieträger-Studie zum Thema LNG erstellt.

Die Studie befasst sich mit dem aktuellen Stand der LNG-Herstellung, der Rolle von LNG in der globalen Energiewirtschaft sowie der Bereitstellung von LNG. Sie untersucht im Besonderen die langfristigen Perspektiven neuer Endnutzer-Anwendungen von LNG im Verkehrsbereich, namentlich in der Schifffahrt sowie im Straßengüterfernverkehr mit schweren Lkw.

## NEUE ENERGIE LNG

Technische Verfahren zur Verflüssigung von Gasen zu Flüssigkeiten sind seit über 100 Jahren bekannt. Sie sind Stand der Technik bei der Bereitstellung technischer Gase. Die Verflüssigung von Erdgas zu tiefkaltem Liquefied Natural Gas sowie Transport und Handel mit LNG haben sich in den letzten 50 Jahren zu einem wichtigen Versorgungszweig der globalen Energiewirtschaft, vor allem aber der Gaswirtschaft entwickelt.

Weltweit werden heute (2017) rund 323 Mrd. m<sup>3</sup> oder 230 Mio. Tonnen LNG gehandelt und transportiert. Seit 2000 (mit umgerechnet 136 Mrd. m<sup>3</sup> LNG) hat sich der internationale LNG-Handel mehr als verdoppelt. Nahezu alle Energieszenarien und -prognosen gehen davon aus, dass Erdgas und noch mehr verflüssigtes Erdgas im globalen Energiemix an Bedeutung gewinnen werden (etwa IEA 2018c). Um die wachsende globale Nachfrage nach Erdgas in den kommenden Jahrzehnten zu befriedigen, wird weltweit mehr LNG zur Verfügung stehen.

Bislang ist LNG hauptsächlich Transportmedium für den internationalen Erdgashandel. Angekommen am Zielort wird es meist rückvergast und in Erdgaspipelinesetz eingespeist oder zur Stromerzeugung eingesetzt. Aufgrund der immer besseren

Verfügbarkeit von LNG, aber auch wegen seiner Umweltvorteile wächst das Interesse am Einsatz als Endprodukt auf der Endverbraucherstufe. Als Small-Scale-Technologie im Verkehrsbereich ist LNG jedoch noch eine weitgehend neue Energie. LNG-Technologie ist zwar technisch reif und erprobt, bei möglichen Anwendern besteht aber noch keine hinlängliche Erfahrung im Umgang.

## FORSCHUNGSZIELE & LEITFRAGEN

Die aktuelle Shell LNG-Studie mit dem Titel „Verflüssigtes Erdgas – Neue Energie für Schiff und Lkw?“ knüpft an die vorherigen Shell Energieträger-Studien an. Ein wichtiges Ziel der Shell LNG-Studie ist es wiederum, Fakten, Trends und Perspektiven für diesen neuen Energieträger in kompakter Form anzubieten.

An erster Stelle steht eine verständliche Aufbereitung von Informationen zur Herstellung von LNG aus Erdgas sowie seiner charakteristischen technischen Eigenschaften: Wie, mit welchen Prozessen wird LNG hergestellt? Und welches sind im Hinblick auf seine Verwendung als Energieträger kennzeichnende Eigenschaften?

Grundlage für die Bereitstellung von LNG sind ausreichende Erdgasvorkommen bzw. ein entsprechendes Erdgasangebot. Aber wie groß ist dieses Erdgasangebot? Und

welche Rolle nimmt LNG in der globalen Erdgaswirtschaft ein? Im Sinne einer immer emissionsärmeren globalen Energiewirtschaft müssen hierbei perspektivisch auch alternative Gasressourcen mit einbezogen werden.

Die LNG-Versorgungskette bestand bisher vor allem aus großindustrieller Erzeugung, Transport und Rückvergasung von LNG. Für die direkte Anwendung bei Endnutzern, etwa für mobile Anwendungen auf Schiffen und in schweren Lkw, ist jedoch eine neue kleinteiligere Infrastruktur erforderlich. Wie sieht die bisherige LNG-Versorgungskette und wie die neue kleinteiligere Infrastruktur aus? Und wo steht der Ausbau der LNG-Small-Scale-Infrastruktur heute?

Des Weiteren müssen neue Technologien für die direkte Anwendung von LNG entwickelt und in die entsprechenden Nutzermärkte eingebracht werden. Wichtige potenzielle Anwendungsfelder für LNG als Endenergie sind die Schifffahrt, und hier im Besonderen die Seeschifffahrt, sowie die schweren Lkw, die hauptsächlich im Straßengüterfernverkehr eingesetzt werden.

Schwerpunkt der Shell LNG-Studie ist entsprechend die Untersuchung der Anwendungspotenziale von LNG in der Schifffahrt und bei schweren Lkw. Um Potenziale für mobile LNG-Anwendungen abschätzen zu



2018 Shell PtL-Studie



2017 Shell Wasserstoff-Studie



2016 Shell Nutzfahrzeug-Studie



2014 Shell Pkw-Szenarien

Gedruckte Exemplare der Shell Studien können Sie per e-mail bestellen. Schreiben Sie an: [shellpresse@shell.com](mailto:shellpresse@shell.com)

können, werden zuerst jeweils weltweit fahrende Schiffsflotten bzw. der europäische Lkw-Bestand auf LNG-Eignung hin untersucht. Ferner wird der technische Stand von motorischen LNG-Anwendungen für Schiff und Lkw betrachtet, bevor schließlich Vorteile bei den Emissionen der jeweiligen LNG-Antriebstechnik untersucht werden.

Um Entfaltung und Impact neuer Energie-Technologien darstellen zu können, bedienen sich Shell Studien der Szenariotechnik. Im Rahmen quantitativer Szenarioprognosen werden zum einen für die globale Seeschifffahrt, zum anderen für den EU-Straßengüterfernverkehr mögliche LNG-Einphasungspfade ermittelt. Abschließend werden die differenziellen Auswirkungen von LNG-Schiffen und LNG-Lkw auf den Kraftstoffverbrauch und die Treibhausgasemissionen dieser beiden Verkehrsträger in einem Pro-LNG-Szenario ermittelt.

Ogleich LNG-Anwendungstechnologien in den vergangenen Jahren signifikante Fortschritte gemacht haben, steht LNG noch am Anfang eines breiteren kommerziellen Einsatzes beim Endnutzer. Abschließend wird daher überlegt, mit welchen flankierenden Politik-Maßnahmen LNG zu einem wichtigen Baustein in der Energieversorgung von Schiff und Lkw entwickelt werden kann.

## AUTOREN UND QUELLEN

Bei der Erstellung der Shell LNG-Studie hat Shell eng mit dem Institut für Verkehrsforschung am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt und der Arbeitsgruppe Schiffsmaschinenbau der Technischen Universität Hamburg zusammengearbeitet.

Das Institut für Verkehrsforschung bearbeitet ein breites Spektrum von Verkehrswissenschaftlichen Fragestellungen; es besitzt unter anderem ein institutseigenes Lkw-Flottenmodell zur Abschätzung künftiger Entwicklungen alternativer Antriebstechnologien bei Nutzfahrzeugen. Die Arbeitsgruppe Schiffsmaschinenbau zielt mit ihrer Forschung darauf ab, die Effizienz von Schiffsantrieben sowie des Gesamtsystems „Schiff“ zu steigern.

Die Projektleitung und Koordination der Shell LNG-Studie auf Seiten von Shell Deutschland lag bei Dr. Jörg Adolf, auf Seiten des DLR bei Diplom-Ingenieur Andreas Lischke. Die Arbeit entstand unter der wissenschaftlichen Leitung von Professor Dr. Barbara Lenz. Fahrzeugstatistische Analysen und Trendprojektionen erfolgten durch Diplom-Volkswirt Gunnar Knitschky.

Der Einsatz von LNG in Schiffen einschließlich der Erstellung von LNG-Szenarien für die Schifffahrt erfolgten durch Professor Dr.-

Ing. Friedrich Wirz; er wurde hierbei von Märtha-Luise Wendland, B.Sc. unterstützt. Weiterhin trugen folgende Autoren der Shell zur wissenschaftlichen Bearbeitung der Studie bei: Dr. Max Kofod für technisch-wissenschaftliche Fragen von Lkw-Antrieben und Lkw-Emissionen sowie Dr. Christoph Balzer für die Erstellung energieträgerspezifischer Treibhausgasfaktoren.

Die schiffsstatistische Analyse stützt sich im Besonderen auf Schiffsdaten von (UNCTAD 2017), (UNCTADstat 2018) sowie (SEA 2017), die fahrzeugstatistische Analyse auf Fahrzeugdaten von (ACEA 2017, 2018) sowie (Eurostat 2018a-d). Die Treibhausgasbilanzierung erfolgte mit Hilfe von energieträgerspezifischen Treibhausgasfaktoren, die anhand von (JEC 2013, 2014a-d) erstellt und weiteren Quellen aktualisiert wurden.

Außerdem wurde bei der Erstellung der Shell LNG-Studie eine Reihe von Experten, Entscheidungsträgern und Stakeholdern befragt, denen Shell an dieser Stelle wiederum seinen Dank ausspricht. Eine Auswahl relevanter Daten und Quellen befindet sich am Ende der Studie.



# TECHNISCHE EIGENSCHAFTEN VON LNG

Liquefied Natural Gas (LNG) ist ein Produkt aus Erdgas. LNG ist kein natürlich vorkommender Energieträger, sondern wird durch technische Verfahren aus Erdgas hergestellt. LNG besitzt spezifische Eigenschaften, vor allem ist es eine tiefkalte Flüssigkeit. Es teilt jedoch vom Aggregatzustand unabhängige Eigenschaften mit seinem Ausgangsstoff Erdgas und dessen Hauptbestandteil Methan.

Im Folgenden werden die technischen Eigenschaften von LNG dargestellt.

Dazu wird zunächst der Ausgangsstoff von LNG – Erdgas und mögliche Substitute – sowie dessen Zusammensetzung betrachtet. Dann wird der technische Prozess der Erdgasverflüssigung beleuchtet, der aus Erdgas LNG macht. Anschließend werden die wichtigsten physikalischen und chemischen verbrennungsrelevanten Eigenschaften von LNG erläutert.

Zuletzt wird der Stand der Standardisierung von LNG als Kraftstoff für Lkw und Schiffe sowie die LNG-Sicherheit erörtert. Ergänzend erfolgen zwei Exkurse zu Standardisierung und Marktentwicklung der heutigen Standardtreibstoffe für Lkw und Schiffe.

## 1.1 ERDGAS UND SUBSTITUTE

LNG wird durch technische Verfahren aus Erdgas (Natural Gas) hergestellt. Erdgas selbst ist ein gasförmiger Stoff; denn bei Raumtemperatur (20 °C) und normalem Luftdruck (1013 hPa) ist Erdgas weder ein Feststoff noch eine Flüssigkeit (Wiegand 2016).

Als fossiler Energieträger ist Erdgas ein Stoffgemisch, welches sich vor langer Zeit aus organischen Materialien gebildet hat. Die Zusammensetzung von Erdgas kann je nach Fundstätte (und Aufbereitung) erheblich schwanken. So hat Erdgas, das als Nebenprodukt bei der Erdölförderung anfällt, eine deutlich andere Zusammensetzung als Gas, das aus einem Erdgasfeld stammt. Hauptbestandteil (>85%) von

Erdgas ist der gesättigte Kohlenwasserstoff Methan (CH<sub>4</sub>). Nebenbestandteile von Erdgas sind höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan und Butan und andere unbrennbare Bestandteile wie Stickstoff, Kohlendioxid, Sauerstoff, Wasser, Spuren von Edelgasen sowie Schwefelbestandteile (DVGW 2013).

Aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung kann auch das im Gasnetz transportierte – und somit schon aufbereitete – Erdgas technisch relevante Unterschiede aufweisen. In Europa wird zwischen den beiden Erdgasqualitäten **High Calorific Gas (H-Gas)** und **Low Calorific Gas (L-Gas)** unterschieden. H-Gas weist einen höheren Methananteil und einen höheren Energiegehalt als L-Gas auf. So besitzt aus

Russland kommendes H-Gas einen sehr hohen Methangehalt. Auf der anderen Seite enthält L-Gas aus Deutschland mehr Stickstoff.

Erneuerbare Alternativen zu fossilem Erdgas sind Biomethan, synthetisches Erdgas aus Biomasse (Bio-SNG) oder synthetisches Power-to-Gas (PtG). Biomethan stammt aus der Vergärung von Biomasse zu Biogas. **Biogas** weist in Abhängigkeit von der Art der verwendeten Biomasse (Substrate) deutliche Schwankungen in der Zusammensetzung auf. Der Methangehalt variiert zwischen 50 bis 75%. Biogas besitzt einen hohen CO<sub>2</sub>-Anteil (25 bis 45%), höhere Wasseranteile (2 bis 7%), Schwefelwasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff und weitere Bestandteile und Verunrei-

gungen wie Siloxane. Damit Biogas in das Erdgasnetz eingespeist oder durch Endanwender genutzt werden kann, wird es gereinigt und auf Netzqualität mit hohem Methangehalt aufbereitet – daher auch **Biomethan** genannt (FNR 2010).

**Bio-SNG** (Synthetic Natural Gas) auf der Basis von Biomasse stammt aus der Vergasung von Biomasse und wird ebenso wie Biogas gereinigt und auf fossile Erdgasqualität aufbereitet.

Eine weitere Möglichkeit Erdgaskraftstoff-Substitute herzustellen ist **Power-to-Gas (PtG)**. Hierbei wird zunächst mit Hilfe eines Elektrolyseurs und von Strom (Power) aus Wasser (H<sub>2</sub>O) Wasserstoff (H<sub>2</sub>) gewonnen. Der Wasserstoff kann zusammen mit Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid sowie mit Hilfe eines Katalysators zu einem synthetischen Erdgas umgesetzt werden.

Gasförmiges Erdgas oder seine Substitute haben eine geringe Dichte, deutlich geringer als diejenige von Flüssigkeiten. Für Anwendungen insbesondere im

mobilen Bereich ist dies unpraktisch. Eine Möglichkeit, die Dichte und damit auch die Energiedichte des Energieträgers Erdgas zu erhöhen, ist die Verdichtung (Kompression) des Erdgases. Dies wird bei sogenannten CNG-Fahrzeugen genutzt. Eine andere Option der „Verdichtung“ besteht in der Verflüssigung durch Tiefkühlung.

Unabhängig davon woher das Methan am Ende stammt, aus fossilem Erdgas, aus Biogas/Biomethan, aus Bio-SNG oder aus Power-to-Gas – es kann verflüssigt werden. Beim Biomethan spricht man dann von Bio-LNG, beim Bio-SNG vom synthetischen LNG, beim PtG vom PtG-LNG. Im Unterschied zu fossilem LNG können die anderen alternativen Varianten einen höheren Methananteil enthalten (EU-COM/DGM 2014, 2018).

## 1.2 ERDGASVERFLÜSSIGUNG

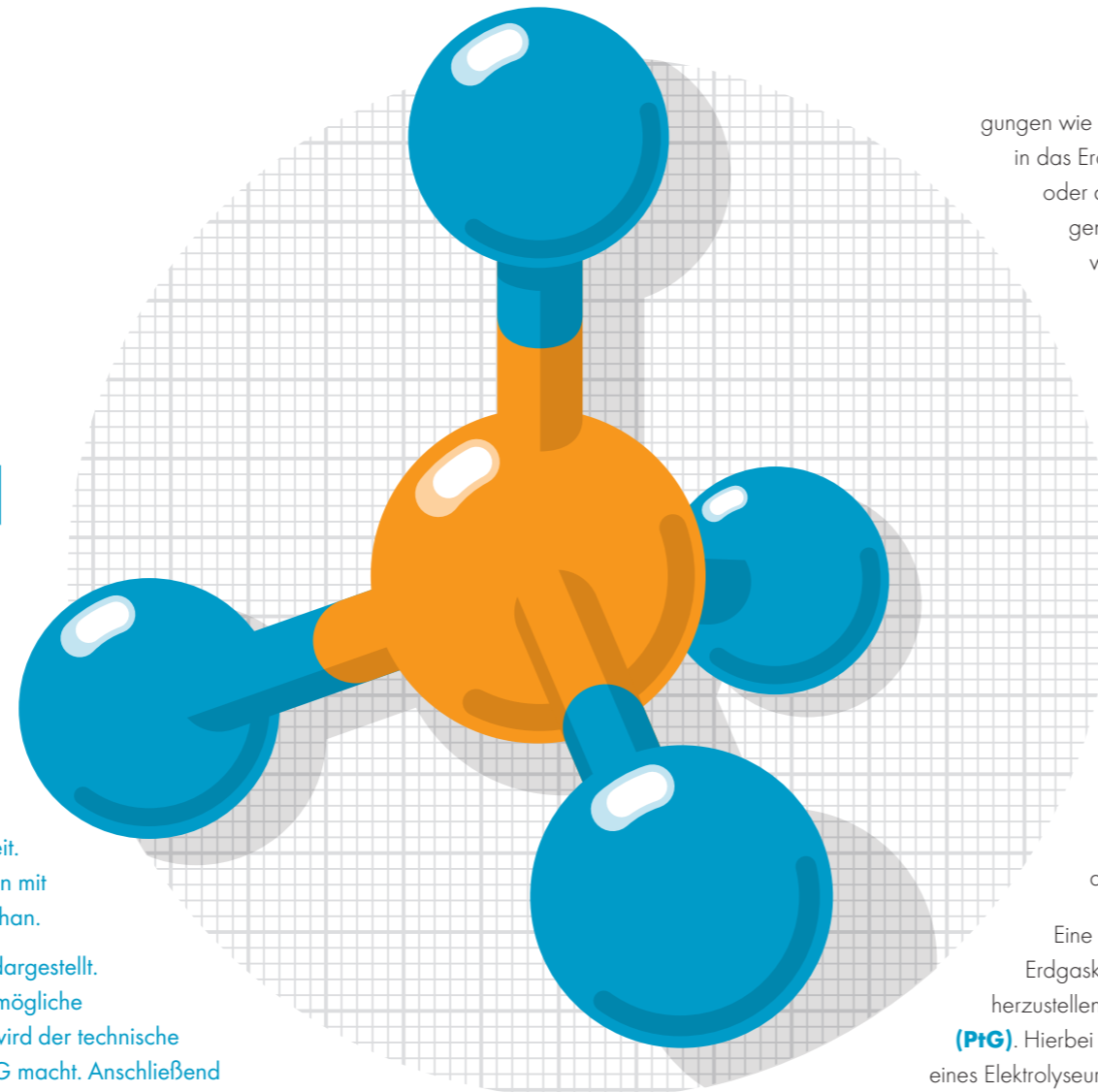
Die Erdgasverflüssigung (Liquefaction) bezeichnet den Prozess der Tiefkühlung von Erdgas. Hierbei kommt es zu einem Phasenübergang bei dem sich der Aggregatzustand ändert; aus dem gasförmigen Erdgas wird eine Flüssigkeit. Ein wichtiges Ziel der Erdgasaufbereitung und seiner Verflüssigung ist es, ein Produkt (LNG) mit konsistenten technischen Produkteigenschaften hervorzubringen und es besser transportierbar zu machen. Hierfür sind mehrstufige Be- und Verarbeitungsprozesse erforderlich.

Bevor das Rohgas (Feedgas) einer Verflüssigungsanlage zugeführt wird, wird es

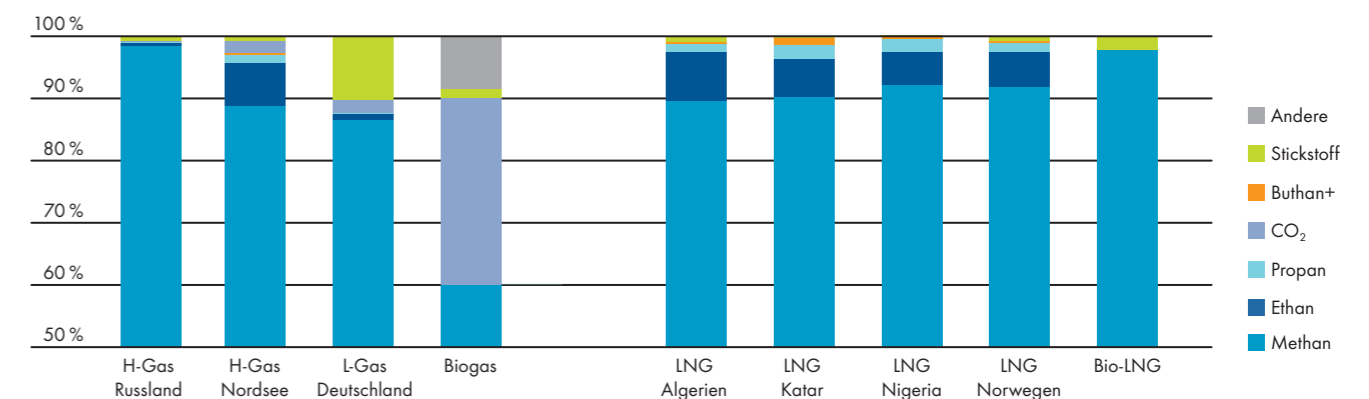
zunächst in technischen Anlagen gereinigt und aufbereitet. Hierbei passiert das Feedgas eine Messstelle, wo auch sein Druck kontrolliert/eingestellt wird. Der erste Schritt der Gasreinigung und Aufbereitung besteht in der Entfernung von Wasser, Schmutz/Partikeln und Gaskondensaten. Gaskondensate sind langkettige Kohlenwasserstoffe, die im LNG unerwünscht sind. Sodann werden die sauren und korrosiven Gase Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) sowie Wasser (H<sub>2</sub>O), Stickstoff (N) und weitere Verunreinigungen mit unterschiedlichen Verfahren entfernt.

Während des folgenden Precoolings werden Kohlenwasserstoffe mit fünf oder mehr Kohlenstoffatomen, daher auch „Pentanes plus“ (C<sub>5+</sub>) genannt, abgetrennt. Während hohe Stickstoff- und CO<sub>2</sub>-Gehalte den Energiegehalt des Gases senken, haben die Brenngase Ethan, Propan sowie Butan kaum Einfluss auf den Energiegehalt von LNG, da ihr Heiz- oder Brennwert nahe demjenigen von Methan liegt (EIA 2006; GIIGNL 2009; Camron 2018).

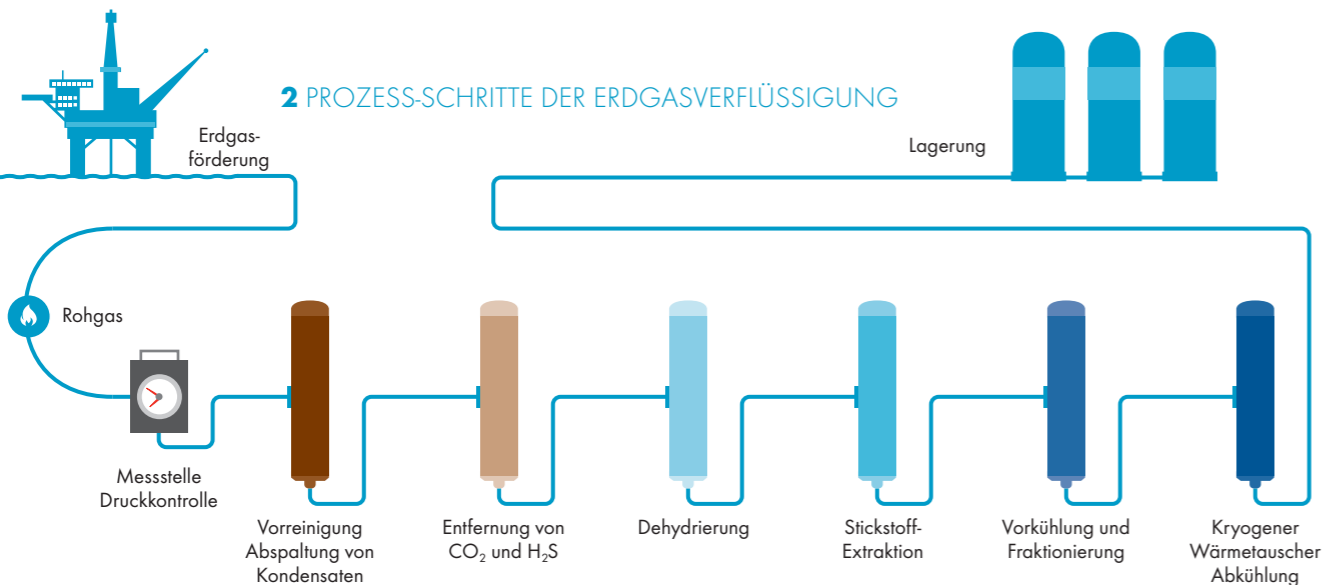
Am Ende der Erdgasaufbereitung steht ein Gas, welches hauptsächlich nur noch aus Methan besteht. **Methan** ist ein gesättigter Kohlenwasserstoff (Alkan) mit einem Kohlenstoffatom und vier Wasserstoffatomen (CH<sub>4</sub>). Die vier Wasserstoffatome sind dabei in Form eines Tetraeders angeordnet, so dass ein maximaler Abstand zwischen den bindenden Elektronenpaaren vorliegt. Der Tetraederwinkel ist hierbei jener Winkel (109,5°), welcher den Kohlenstoff mit zwei Wasserstoffatomen verbindet.



## 1 ZUSAMMENSETZUNG VON ERDGAS UND LNG







Weitere Bestandteile des aufbereiteten Erdgases sind kleine Mengen von Kohlenwasserstoffen mit 2, 3 und 4 Kohlenstoffatomen. Für die LNG-Hauptherkunftsländer Europas (Katar, Algerien, Nigeria und Norwegen) liegt der Methangehalt durchweg bei 90%. Insgesamt ist die Reinheit von LNG meist höher und die Variation der LNG-Zusammensetzung kleiner als bei Pipeline-Gas.

Auf die Reinigung und Aufbereitung folgt die Verflüssigung mittels Wärmeabgabe des aufbereiteten Erdgases an ein Kühlmittel. An das Precooling mit Hilfe von Propan (bei bis zu -35 °C) schließt sich die Tiefkühlung im Hauptwärmetauscher (Main Cryogenic Heat Exchanger) an.

Das technische Verfahren zur Verflüssigung von Gasen wurde bereits vor mehr als

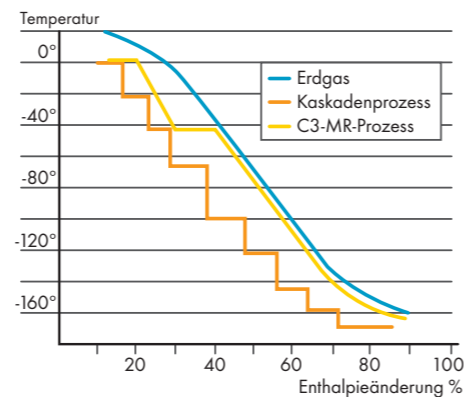
100 Jahren von Carl von Linde entwickelt (**Linde-Verfahren**) – zunächst 1895 die Luftverflüssigung und etwas später, 1902, die Luftzerlegung. Verflüssigungsprozesse machen sich den **Joule-Thomson-Effekt** realer Gase zunutze. Wird ein verdichtetes Gas entspannt, ändert sich seine Temperatur. Der Joule-Thomson-Koeffizient gibt die Richtung der Temperaturänderung an und hängt von der Anfangstemperatur ab.

Ein positiver Joule-Thomson-Koeffizient führt bei Entspannung zu einer Abkühlung des Gases. Voraussetzung für eine Abkühlung ist, dass die Anfangstemperatur kleiner ist als die Inversionstemperatur. Die Inversionstemperatur liegt ungefähr 6,75 mal über der kritischen Temperatur eines Gases (in Kelvin).

Da sich durch Verdichtung eines Gases seine Temperatur erhöht, ist eine Vorkühlung des komprimierten Gases durch das gekühlte Gas erforderlich. Wird das vorgekühlte verdichtete Gas wieder entspannt, lässt sich seine Temperatur weiter senken. Wendet man dieses Verfahren in mehreren Schritten an, können sehr tiefe Temperaturen erreicht werden (Wiegleb 2016).

Erdgas-Verflüssigungsprozesse lassen sich durch die Zahl der Prozessstufen und das Kühlmittel charakterisieren (Uhlig/Wohlgemut 2012). Im Hinblick auf die Kühlmittel wird dabei zwischen einfachen (single component) und gemischten Kühlmitteln (mixed refrigerants) unterschieden. Die

### 3 ABKÜHLKURVEN VERSCHIEDENER VERFLÜSSIGUNGSPROZESSE



Kühlmittel müssen kalt genug werden, um am Ende das gasförmige Erdgas verflüssigen zu können. Wichtige Kühlmittel sind Propan (zum Vorkühlen), Ethylen, Methan selbst und Stickstoff. Mixed Refrigerants weisen keinen Siedepunkt, sondern einen Siedeverlauf auf.

Einfache, weniger komplexe Kühlprozesse wie der Stickstoff-Expander-Prozess haben den Vorteil geringer Investition und einfacher Handhabung. Aufgrund der Siedetemperaturen bei den jeweiligen Drücken ergeben sich für Einkomponenten-Kühlmittel jedoch stufenförmige Abkühlkurven.

Abbildung 3 zeigt die Abkühlkurven für aufbereitetes Erdgas, einen kaskadierten Kühlprozess mit Einkomponentenmitteln sowie den mehrstufigen C3-MR-Prozess (Uhlig/Wohlgemut 2012). Kühlprozesse mit gemischten Kühlmitteln schaffen es,

sich der Abkühlkurve von Erdgas durch kontinuierliche Wärmeabgabe (Enthalpieänderung) besser anzupassen. Dabei gilt: Je geringer die Fläche zwischen den Abkühlkurven der Kühlmittel und von Methan, desto effizienter der Kühlprozess. Aufgrund ihrer Effizienzvorteile dominieren bei Erdgasverflüssigungsanlagen mehrstufige Kühlprozesse mit gemischten Kühlmitteln.

Die Erdgasverflüssigung ist ein energieaufwändiger Prozess. Auf der anderen Seite wird – anders als bei Pipelinegas – nur sehr wenig Energie für den Transport von LNG über lange Distanzen benötigt. Im besonderen auf längeren Versorgungsrouten (ab ca. 7.000 km) ist LNG energetisch günstiger als der Pipelinetransport (JEC 2014a). Gleichwohl wird ständig an Komponenten und Verfahren für eine effizientere Erdgasverflüssigung gearbeitet.

Für die Verflüssigung benötigt wird insbesondere Strom, der oftmals aus dem verfügbaren Erdgas selbst in speziellen Kraftwerken produziert wird. Der tatsächliche Energieaufwand für die Verflüssigung hängt unter anderem von der Zusammensetzung des Feedgases, der eingesetzten Verflüssigungsverfahren sowie der Umgebungstemperaturen ab. Für die Verflüssigung von einem Megajoule (MJ) Erdgas werden etwa 0,08 MJ Energie aufgewendet – das entspricht mit anderen Worten etwa 8% des produzierten LNG (JEC 2014a; IEA 2018c).

### 1.3 PHYSIKALISCHE EIGENSCHAFTEN

Die Massendichte ist ein wichtiger Parameter bei der Betrachtung von Energieträgern. Sie beschreibt die Masse pro Volumeneinheit – also zum Beispiel Kilogramm pro Kubikmeter (kg/m<sup>3</sup>). Die Dichte eines Gases hängt von den Druck- und Temperaturverhältnissen ab.

Das Gas Methan als Hauptbestandteil von LNG ist unter Standardbedingungen mit 0,7 kg/m<sup>3</sup> leichter als Luft (ca. 1 kg/m<sup>3</sup>) und verflüchtigt sich im Freien rasch. Für LNG wird je nach Zusammensetzung eine Dichte von 430 bis 470 kg/m<sup>3</sup> sowie

als Mittel 450 kg/m<sup>3</sup> angegeben. Damit ist LNG weniger als halb so schwer wie Schweröl (970 kg/m<sup>3</sup>) und etwas weniger als halb so schwer wie Dieseldieselkraftstoff (832 kg/m<sup>3</sup>) oder synthetischer Fischer-Tropsch-Diesel aus Erdgas, auch Gas-to-Liquids (GTL) genannt (780 kg/m<sup>3</sup>).

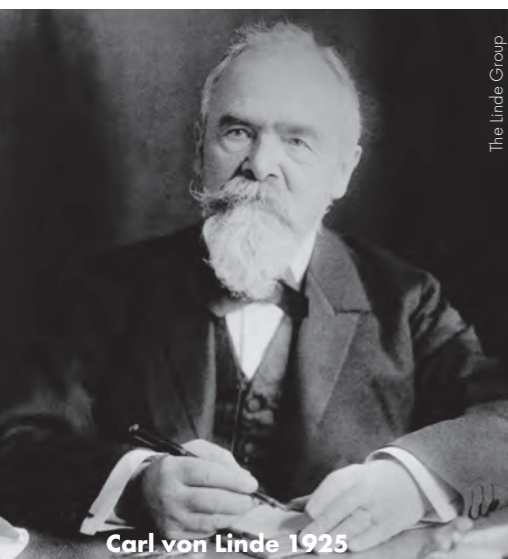
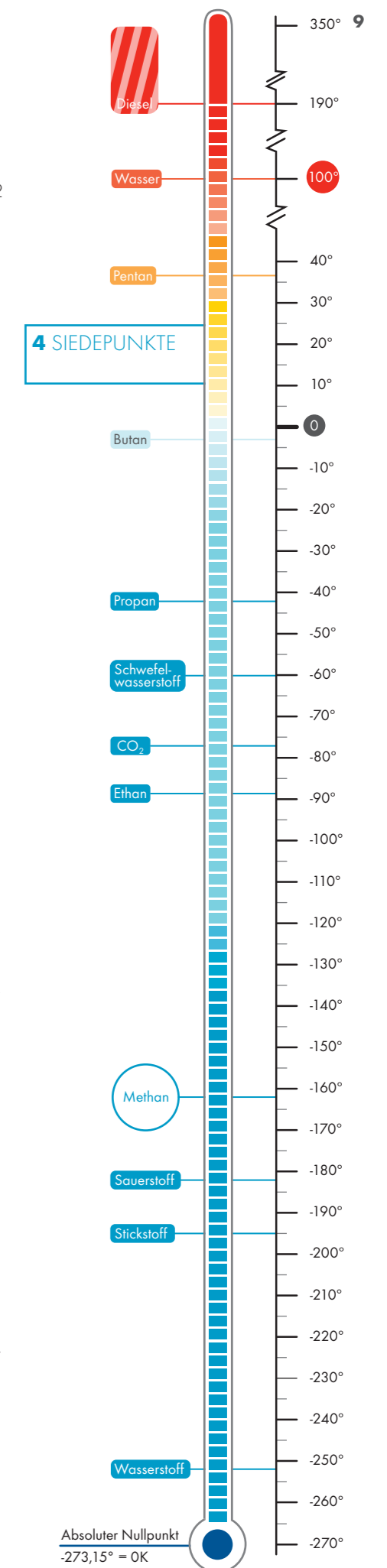
Verdampfendes kaltes LNG kann sich am Boden oder in geschlossenen Räumen eine Zeit lang halten. Es verflüchtigt sich bei Erwärmung bzw. unter Umgebungsbedingungen jedoch rasch. Dabei wird die umgebende Luft abgekühlt und die in der Luft enthaltene Feuchtigkeit kondensiert zu Wasserdampf. Wenn LNG im bzw. auf dem Wasser austritt, schwimmt es oben, bis es sich verflüchtigt hat. Durch dieses Verhalten kann es keine Bodenverunreinigungen durch LNG geben.

Der Phasenübergang einer Flüssigkeit in die Gasphase wird vom Siedepunkt eines Stoffes bestimmt. Bei Methan liegt der Siedepunkt sehr tief. Wird Methan bei atmosphärischen Bedingungen (Druck von 1 bar) auf unter -161 °C gekühlt, kondensiert es und geht von der gasförmigen in die flüssige Phase über. Nur wenige Gase weisen noch niedrigere Siedepunkte als Methan auf – darunter Wasserstoff und Stickstoff. Diese tiefkalten Gaskondensate werden auch als kryogene Flüssigkeiten bezeichnet, weil sie zu speziellen Kühlzwecken eingesetzt werden können.

Das beschriebene Stoffverhalten gilt für Normaldruckbedingungen. Das Bild wird komplexer, wenn man Druckänderungen mit einbezieht. Das Verhalten der Stoffe wird hierzu anhand von Druck-Temperatur-Phasendiagrammen aufgezeigt (Mortimer/Müller 2010).

Ein Phasenübergang Gas-Flüssigkeit oder umgekehrt findet am Siedepunkt statt und ist durch eine plötzliche Veränderung der Dichte gekennzeichnet. Der normale Siedepunkt von Methan liegt bei -161,5 °C und 1,013 bar. Für jedes Gas gibt es eine Temperatur, bei der das Gas durch Erhöhen des Drucks nicht mehr verflüssigt werden kann bzw. kein Übergang von der gasförmigen in die flüssige Phase mehr stattfindet (überkritischer Zustand). Diese

### 4 SIEDEPUNKTE



Temperatur wird kritische Temperatur genannt; für Methan liegt die kritische Temperatur bei  $-82,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Ebenso kann ein Gas bei genügend hohem Druck durch Absenken der Temperatur nicht mehr verflüssigt werden. Dieser Druck wird kritischer Druck genannt; für Methan beträgt er 46 bar. Kritische Temperatur und kritischer Druck kennzeichnen den kritischen Punkt (KP) eines Stoffes, der für Methan bei  $-82,6\text{ }^{\circ}\text{C}$  und 46 bar liegt.

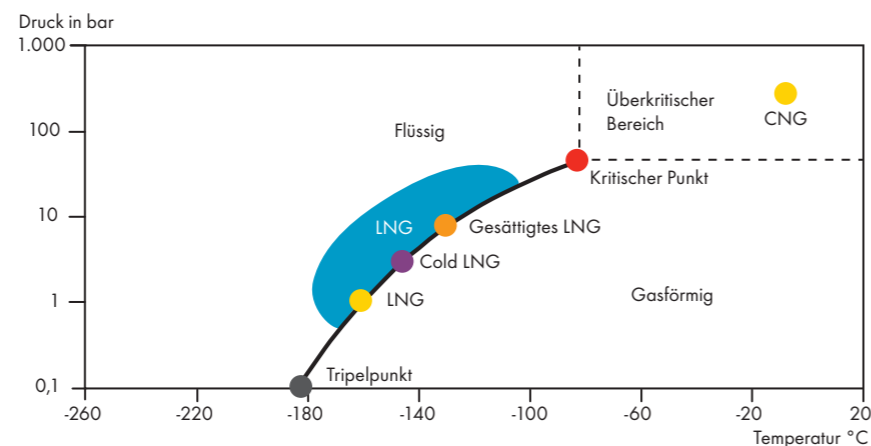
Der Schmelzpunkt ist nur geringfügig vom Druck abhängig und liegt für Methan (für den Übergang von Feststoff zu Flüssigkeit) bei  $-182,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Unter den Bedingungen des Tripelpunktes TP ( $-182,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 0,43 bar) stehen alle drei Phasen Feststoff, Flüssigkeit und Gas miteinander im Gleichgewicht.

Abbildung 5 zeigt Methan im P-T-Phasendiagramm. Von Interesse hier sind jedoch vor allem die Gasphase und die Flüssigphase sowie der überkritische (fluid) Zustand von Methan rechts oberhalb des Kritischen Punktes KP. Die Strecke TP bis KP ist die Dampfdruckkurve; sie stellt alle Druck-Temperatur-Verhältnisse dar, an denen sich Flüssig- und Gasphase von Methan im Gleichgewicht befinden. Wenn Methan bei atmosphärischen Bedingungen (1,035 bar) auf unter  $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$  gekühlt wird, kondensiert es und geht von der gasförmigen in die flüssige Phase über. Dieser Phasenübergang führt zu einer plötzlichen Verkleinerung des Volumens von rund 550 l/kg auf 2,4 l/kg – dies entspricht einer Verkleinerung um den Faktor 230. Flüssiges Methan hat bei 1 bar sogar ein um den Faktor 600 kleineres Volumen als bei Umgebungstemperatur und -druck.

In der Industriepraxis wird LNG mit unterschiedlichen Drücken eingesetzt. Bei etwas höherem Druck kann das Temperaturniveau für die LNG-Speicherung entsprechend der Dampfdruckkurve angehoben werden. Hierbei werden verschiedene LNG-Sorten eingesetzt:

„Cold LNG“ befindet sich mit etwa 3 bar und  $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$  nahe am normalen Siedepunkt von Methan. Seine Flüssigphase ist kälter als die Gasphase; es besitzt eine

## 5 METHAN-PHASENDIAGRAMM



höhere Energiedichte. Bei „Saturated LNG“ weisen Gas- und Flüssigphase dieselbe Temperatur auf; bei einem Druck von 8 bis 10 bar ist zwar eine höhere Temperatur von etwa  $-130\text{ }^{\circ}\text{C}$  möglich, aber auch eine aufwändigere druckstabile Tanktechnik erforderlich. Von Relevanz ist die Unterscheidung von Cold und Saturated LNG für den motorischen Einsatz bzw. die Motorsteuerung von Lkw.

Wenn Methan nicht verflüssigt, sondern bei normalen Druck- und Temperaturbedingungen komprimiert wird, erhält man ein überkritisches Fluid (oben rechts). Das Volumen von Methan bei Umgebungstemperatur und -druck verringert sich, wenn es mit 200 bar komprimiert wird, von 1563 l/kg auf etwa 6,25 l/kg. Bei Compressed Natural Gas (CNG) wird also eine Verkleinerung des Volumens um den Faktor 250 erreicht. Wird der Druck auf gasförmiges Methan auf 350 bar erhöht, hat es ein Volumen von etwa 4,4 l/kg. Die Eigenschaften idealer Gase gelten hier nicht mehr; denn das Volumen des Gases lässt sich durch Erhöhung des Drucks nicht mehr im selben Maße verkleinern.

### 1.4 LNG-SPEICHERUNG

Die physikalischen Eigenschaften von Erdgas bestimmen auch das Speicherverhalten von verflüssigtem Erdgas. LNG wird als siedendes Kryogen (tiefkalte Flüssigkeit) gespeichert. Das heißt, die Flüssigkeit wird bei der für den betreffenden Speicherdruck geltenden Siedetemperatur gespeichert. Eine moderate Druckerhöhung – zum Bei-

spiel auf 10 bar im Fahrzeugtank – erlaubt eine etwas höhere Speichertemperatur.

Tiefkalte Flüssiggase müssen in gut isolierten Tanks gespeichert werden, um einen Druckanstieg möglichst gering zu halten. Wenn Wärme von außen in den Speichertank eindringt, verdampft ein Teil der Flüssigkeit. Entlässt man diese verdampfte Menge aus dem Tank spricht man auch von **Boil-off-Gas** (BOG). Für Großtanks werden Boil-off-Raten von 0,1 % pro Tag angenommen, für schlecht isolierte kleinere LNG-Tanks werden 1 % pro Tag angenommen (EU-COM/DGM 2017b).

Durch die Verdunstung entsteht zunächst Verdunstungskälte. Das Boil-off-Gas wird daher zur Kühlung der restlichen Flüssigkeit genutzt. Weil die Tankisolation sehr effektiv ist, werden nur die relativ geringen Boil-off-Mengen benötigt, um die Temperatur zu halten.

Da LNG ein Stoffgemisch ist, verändert sich aufgrund des unterschiedlichen Siedeverhaltens der einzelnen LNG-Komponenten die Zusammensetzung der Flüssigphase. Komponenten mit niedrigem Siedepunkt wie Stickstoff und Methan verdampfen zuerst, schwerere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan, Butan später.

Bei längerer Aufbewahrung kann sich die Zusammensetzung der LNG-Flüssigphase verändern. Dieses Phänomen ist auch als **Weathering** oder **Ageing** bekannt. Durch das Boil-off sinkt der Methangehalt – es reichern sich schwere Komponenten

in der Flüssigphase an. Betroffen sind vor allem kleinere Tanks, wie sie etwa in Lkw verwendet werden. In der Folge von LNG-Ageing kann hier die Kraftstoffqualität beeinträchtigt werden. In Großtanks kann es zudem durch das Boil-off oder durch LNG-Nachfüllung und die Schichtung von LNG-Komponenten (Rollover) zu erhöhtem Druck kommen (EU-COM/DGM 2017b).

Um vor allem das LNG-Ageing zu vermeiden, sind LNG-Verdampfung und Verdampfungsverluste durch effektive Tankisolation sowie intensive Nutzung von LNG-Fahrzeugen möglichst zu vermeiden. Weiterhin gibt es von verschiedenen Anbietern Programme, die in Abhängigkeit von LNG-Spezifikation, Boil-off-Rate und Boil-off-Zusammensetzung die Methanzahl von LNG vorausberechnen.

Weitere Optionen sind das Nachfüllen des LNG-Tanks mit kaltem LNG oder die Wiederverflüssigung (Reliquefaction) von Boil-off-Gas. Eine zusätzliche erneuerbare Alternative ist biogenes LNG (LBG): Der Ageing-Prozess findet hier nicht statt, weil biogenes LNG neben Methan nur geringe Anteile Stickstoff und Sauerstoff und keine schwereren Kohlenwasserstoffe enthält.

### 1.5 CHEMISCHE EIGENSCHAFTEN

Die Zündtemperatur ist die Temperatur, auf die man einen Stoff erhitzen muss, damit er sich bei Anwesenheit von Sauerstoff selbst entzündet. Die Zündtemperatur von Methan ist vergleichsweise hoch; sie liegt bei etwa  $550\text{ }^{\circ}\text{C}$  und damit rund doppelt so hoch wie zum Beispiel beim Dieselmotorkraftstoff. Wenn der Anteil höherer Alkane im LNG-Treibstoff zunimmt (etwa durch Verdampfung), sinkt allerdings die Zündtemperatur.

Unterhalb der Zündtemperatur kann ein Gas/Luftgemisch nur mittels Zündquelle wie offene Flamme, Zündkerze, Funken oder elektrostatische Aufladung entzündet werden. Solange LNG sich in geschlossenen Behältern ohne Sauerstoffzufuhr befindet, ist es nicht entzündlich. Die Explosionsgrenzen für Methan/Luftgemische sind mit 4,4 bis 17 % etwas weiter als für Flüssiggas (Liquefied Petroleum oder auch Autogas) und

deutlich höher als beim Dieselmotorkraftstoff mit 0,6 bis 6,5 %. Die Flammentemperatur von Erdgas bzw. LNG ist hoch; es verbrennt schneller und erzeugt dabei mehr Wärme als Flüssigmotorkraftstoffe (GIIGNL 2015).

Für die technische Auslegung von Brennern in Heizungsanlagen und von Motoren ist der Wobbe-Index (WI) ein wichtiger Parameter. Er berechnet sich aus dem volumetrischen Heizwert  $H$  und der Quadratwurzel aus dem Dichteverhältnis der Brennstoffdichte zur Dichte der Luft:  $W=H\sqrt{\frac{\text{Dichte Brennstoff}}{\text{Dichte Luft}}}$ . Das Dichteverhältnis wird als spezifische Dichte bezeichnet und hat keine Einheit. Daher hat der Wobbe-Index die gleiche Einheit wie der volumetrische Heizwert  $H$  ( $\text{GJ}/\text{m}^3$ ).

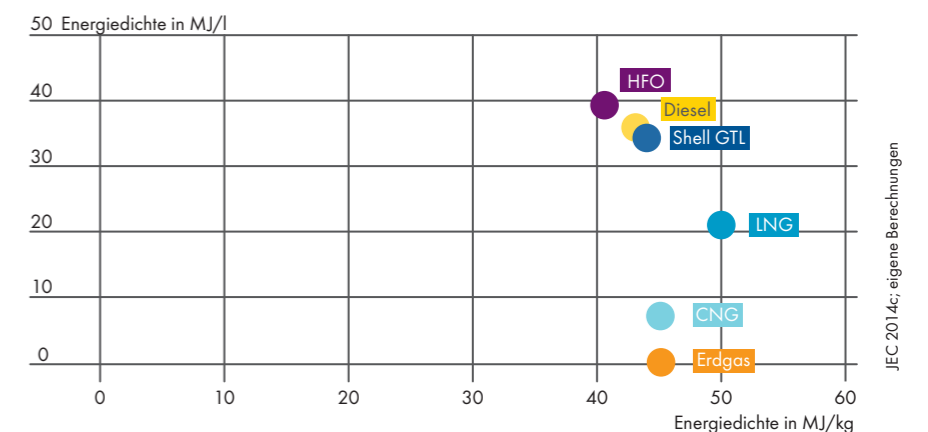
Der Wobbe-Index verhält sich umgekehrt proportional zum Luft-Kraftstoff-Verhältnis (air-to-fuel ratio). Gasförmige Kraftstoffe mit gleichem Wobbe-Index können in Motoren mit dem gleichen Massenverhältnis Luft zu

Motorenhersteller eine möglichst enge WI-Bandbreite von  $\pm 2\%$  an (EUROMOT 2011). Das EU LNG Blue Corridors Projekt kam für den unteren Wobbe Index zu einer Empfehlung von 44,7 bis  $49\text{ MJ}/\text{m}^3$  (EU-COM/DGM 2014, 2017a). Das Luft-Kraftstoff-Verhältnis kann jedoch auch durch Motorsteuerung angepasst werden.

Ein weiterer wichtiger Parameter für den energetischen und ökonomischen Wert eines Energieträgers ist sein nutzbarer **Energiegehalt**; dieser wird für Verbrennungsmotoren als unterer Heizwert bezeichnet.

Bezogen auf den gravimetrischen Heizwert (Megajoule pro Kilogramm) besitzt Erdgas und damit auch LNG einen höheren Energiegehalt als Dieselmotorkraftstoff. Für reines Methan liegt dieser bei  $50\text{ MJ}/\text{kg}$  und für Erdgas (im EU-Mix) bei etwa  $45\text{ MJ}/\text{kg}$ , während Dieselmotorkraftstoff lediglich  $43\text{ MJ}/\text{kg}$  erreicht. Die Schiffstreibstoffe Marinegasöl bzw. Destillate liegen nahe

## 6 ENERGIEDICHTE VON LKW- UND SCHIFFSKRAFTSTOFFEN



Brennstoff verbrannt werden und ergeben die gleiche Leistung. Verändert sich die Gaszusammensetzung, etwa durch höhere Propan/Butan-Anteile im Erdgas, ändert sich der Wobbe-Index und damit auch das Luft-Kraftstoff-Verhältnis. Da das jeweilige Gemisch eine andere Dichte hätte, würde durch den Motor eine andere Gasmenge strömen und sich dadurch eine andere Leistung ergeben (Richards 2014).

Während die Gaslieferanten für LNG einen oberen Wobbe-Index von 49 bis  $57\text{ MJ}/\text{m}^3$  befürworten, streben die

beim Diesel; Schweröl mit einer Dichte von etwa einem Kilogramm pro Liter ist schwerer und bringt es nur auf  $40,5\text{ MJ}/\text{kg}$  (JEC 2014c). Paraffinischer EN 15940-Diesel aus Erdgas (Gas-to-Liquids) ist etwas leichter als Dieselmotorkraftstoff und erreicht mit  $44\text{ MJ}/\text{kg}$  folglich auch eine etwas höhere Energiedichte als Dieselmotorkraftstoff.

Bei der volumetrischen Energiedichte (Megajoule pro Liter) verschieben sich die Verhältnisse etwas: Pro Volumeneinheit beträgt der Energiegehalt von handelsüblichem CNG (200 bar, Normalbedin-



gungen) rund ein Viertel desjenigen von Dieselkraftstoff: circa 7 MJ/l zu knapp 36 MJ/l. Es ist allerdings zu beachten, dass der Energiegehalt von CNG pro Verkaufseinheit (Kilogramm) etwa ein Drittel über demjenigen einer Verkaufseinheit Dieselkraftstoff (Liter) liegt. Gleichwohl ist die volumetrische Energiedichte von komprimiertem Erdgas wegen der erforderlichen Dimensionierung von Tanks sowie deren Eigengewicht meist zu niedrig für Anwendungen auf Schiffen oder in schweren Lkw.

Verflüssigtes Erdgas erreicht etwa 60% des volumetrischen Energiegehaltes von einem Liter Dieselkraftstoff, das heißt etwa 21 MJ/l LNG zu ca. 36 MJ/l Diesel. Bezogen auf die Verkaufseinheit weist der Kraftstoff LNG (in Kilogramm) gegenüber Dieselkraftstoff (in Liter) einen höheren Energiegehalt von fast 40% auf. Im Vergleich zu Schweröl (39,7 MJ/l) ist die volumetrische Energiedichte von LNG nur gut halb so hoch (53%). Synthetischer GTL-Kraftstoff notiert bei 34,3 MJ/l.

In Summe kommt LNG den Flüssigkraftstoffen bei der volumetrischen Energiedichte also deutlich näher als komprimiertes Erdgas (CNG). Allerdings werden die Vorteile bei der gravimetrischen Energiedichte auch hier durch schwerere Treibstofftanks für kryogene Flüssigkeiten wieder kompensiert.

Von großer Bedeutung für die motorische Verbrennung ist schließlich eine hohe Klopfestigkeit. Beim Klopfen tritt im noch unverbrannten Gas-/Luft-Gemisch Selbstzündung auf; es kommt zu hochfrequenten Gasschwingungen und hoher thermischer Belastung von Bauteilen. Hierdurch kann die Motorleistung beeinträchtigt werden, es kann zu höheren Motoremissionen kommen oder es können sogar Motorschäden entstehen (ASUE 1992; EUROMOT 2011, 2017; DNV GL O&G 2017).

Erdgas/Methan ist klopfester als Benzin und kann Oktanzahlen von bis zu 130 erreichen. Sehr klopfestes Benzin hat eine Oktanzahl von ungefähr 100. LNG-Ottomotoren nutzen die hohe Klopfestigkeit von Methan; sie sind dafür optimiert. Dies spiegelt sich in motorischen Wirkungsgra-

den wider, die für Ottomotoren außergewöhnlich hoch sind.

Um die LNG-Qualität beschreiben zu können, wurde ein neuer Parameter eingeführt, die Methanzahl. Die Methanzahl (MN) ist eine ähnliche Maßzahl wie die Oktanzahl; sie gibt Auskunft über die Klopfestigkeit von unterschiedlichen LNG-Qualitäten. Reines Methan hat per Definition eine Methanzahl von 100; Wasserstoff eine Methanzahl von 0. Steigt der Anteil höherer Alkane wie Ethan, Propan, Butan, Pentan im Erdgas, sinkt die Methanzahl deutlich. Zumischen von Wasserstoff führen ebenfalls zu niedrigeren Methanzahlen. Weiterhin gilt folgender Zusammenhang: Je schwerer ein Gas und je höher der Wobbe-Index, desto geringer die Methanzahl.

Fast alle LNG-Lieferungen nach Europa weisen mindestens eine Methanzahl (MN) von 65 auf; über MN 80 schaffen es jedoch nur 12% der LNG-Lieferungen (GIIGNL 2013). Dies muss bei der Motorenentwicklung berücksichtigt werden. Die zuvor genannten alternativen Methanquellen (Biomethan, Bio-SNG und PtG-Methan) weisen hohe Methanzahlen von 100 auf.

Motorenhersteller geben die zulässige Methanzahl für ihre Motoren an (häufig MN 80 oder zumindest MN 70 [EUROMOT 2017]). Der Anteil motorischer Verwendungen von Erdgas/LNG ist allerdings (noch) gering. Dem stehen ein hoher Aufwand für eine sekundäre LNG-Aufbereitung (durch weiteres Entfernen höherer Kohlenwasserstoffe) und vergleichsweise moderate motorische Effizienzgewinne gegenüber (GIE 2012).

Zur Ermittlung von Methanzahlen für unterschiedliche LNG-Qualitäten werden heute Methanzahlrechner online oder als Software angeboten. Diese arbeiten jedoch nach unterschiedlichen Methoden und kommen entsprechend zu unterschiedlichen Ergebnissen. Um unnötige motorische Leistungseinbußen und erhöhten Aufwand der Gasaufbereitung zu vermeiden, wird an intelligenten Gasmotorsteuerungen (feed-forward fuel-adaptive engine control systems) gearbeitet (DNV GL O&G 2017).

Eine wichtige verbrennungsrelevante Spezifikation für motorische Anwendungen ist der Schwefelanteil von Treibstoffen und somit auch von Brenngasen. Zum Schutz von Bauteilen, aber auch zur Reduktion von verbrennungsbedingten Schwefeloxidemissionen werden möglichst niedrige Schwefelanteile in Treibstoffen angestrebt (EUROMOT 2017).

Kraftstoffe für den Straßenverkehr und die Binnenschifffahrt sind in der EU schon lange schwefelfrei (Schwefelgehalt kleiner 10 ppm). Im Vergleich zu den schwefelhaltigen Treibstoffen für die Seeschifffahrt ist der Schwefelanteil im Erdgas sehr klein. Im Interesse der Gassicherheit werden dem Pipeline-Erdgas für Detektierzwecke meist schwefelhaltige Odorierungsmittel (bis zu 30 ppm) hinzugefügt (Wiegand 2016). Verflüssigtes Erdgas enthält nur sehr wenig Schwefel von in der Regel 2 ppm.

### 1.6 LNG-KRAFTSTOFF-STANDARDS

Bislang gibt es eine ganze Reihe von Normen für den Umgang mit LNG als Stoff, aber noch keine LNG-spezifischen Kraftstoffnormen. Als Kraftstoff für den Straßenverkehr fällt LNG in der EU unter die im Jahr 2017 verabschiedete Kraftstoffnorm EN 16732-2 für Erdgas und Biogas. Hierin werden eine ganze Reihe von Kraftstoffkomponenten wie Amine (aus der Aminwäsche, einem möglichen Prozessschritt bei der Herstellung von BioLNG), Wasserstoff, Wasser (Taupunkt) oder Schwefel limitiert sowie eine Mindestmethanzahl von 65 gefordert. Zudem gibt es weitere für Biogase relevante Restriktionen wie einen Maximalanteil von Silikon.

Darüber hinaus darf Erdgas als Kraftstoff keine weiteren Verunreinigungen enthalten, die einem Einsatz in Kraftfahrzeugen entgegenstehen. Um den LNG-Motor vor Verschleiß zu schützen, ist für den Einsatz von LNG zusätzlich noch eine maximale Partikelkonzentration in Höhe von 10 mg/l im LNG-Kraftstoff zu beachten.

Über EN 16732-2 hinaus ist es entsprechend Anhang D der Norm möglich, freiwillig strengere Spezifikationen zu

vereinbaren. Dies gilt im Besonderen für den Schwefelanteil von LNG; denn LNG werden nicht wie dem Pipeline-Erdgas aus Sicherheitsgründen schwefelhaltige Odorierungsmittel beigefügt. Katalysatoren von Abgasreinigungssystemen reagieren aber sehr empfindlich auf Schwefel. LNG bietet hier als Kraftstoff einen deutlichen Vorteil. Weiterhin ist eine höhere Methanzahl von 70 und ein unterer Heizwert von 44 MJ/kg vorgesehen. Darüber hinaus befassen sich Arbeitsgruppen des Europäischen Normungskomitees (CEN) und der Internationalen Standardisierungsorganisation (ISO) mit möglichen LNG-spezifischen Kraftstoffqualitätsnormen für den Straßenverkehr und für die Schifffahrt.

## 7 EU-SPEZIFIKATION ERDGASKRAFTSTOFFE GEMÄSS EN 16732-2

Inhaltsstoff	EN 16732-2	Annex D
Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	≤ 2 % mol/mol	≤ 2 % mol/mol
Taupunkt (Wasser)	≤ -2 °C	≤ -2 °C
Sauerstoff (O <sub>2</sub> )	≤ 1 % mol/mol	≤ 1 % mol/mol
H <sub>2</sub> S + COS	≤ 5 % mol/mol	≤ 5 % mol/mol
Schwefel	≤ 30 mg/m <sup>3</sup>	≤ 10 mg/m <sup>3</sup>
Methanzahl (MN)	≥ 65	≥ 70
Heizwert (Hu)	-	≥ 44 MJ/kg
W <sub>Lu</sub>	-	41,9 - 49,0 MJ/Sm <sup>3</sup>
Silikon Si (für Biogase)	≤ 0,3 mg/m <sup>3</sup>	≤ 0,3 mg/m <sup>3</sup>

## SCHIFFSKRAFTSTOFFE

In der internationalen Seeschifffahrt werden sogenannte Bunkerkraftstoffe verwendet. Je nach Erfassungsmethode – Top down-Ansatz (IEA 2018c) oder Bottom Up-Methode (IMO 2015, 2016) variieren die Verbrauchsdaten für die Schifffahrt. Es wird angenommen, dass aktuell pro Jahr jedoch weltweit rund 300 Mio. Tonnen Schiffsbunker verbraucht werden.

An die Schiffskraftstoffe werden üblicherweise bestimmte Anforderungen wie Zähflüssigkeit (Viskosität), spezifische Dichte, Schwefelgehalt, Zündpunkt und weitere gestellt. Der wichtigste internationale Standard für Schiffskraftstoffe ist die ISO-Norm 8217. Sie unterscheidet im Besonderen zwei Kategorien von Schiffskraftstoffen: Destillate und Rückstandskraftstoffe, die jeweils noch in sechs bis sieben weitere Kraftstoffqualitäten unterteilt sind.

Ein Produkt der Rohöldestillation – ähnlich wie Dieselkraftstoff – ist Marinegasöl (MGO). Bis auf die Zündtemperatur weist MGO dem Heizöl vergleichbare Produkteigenschaften auf. Ein Rückstand (residual fuel) aus der Rohölverarbeitung ist Schweröl (Heavy Fuel Oil oder HFO). Schweröl muss anders als MGO erhitzt werden, bevor es genutzt werden kann. Außerdem wird auch noch Marinedieselöl (Marine Diesel Oil MDO) angeboten; hierbei handelt es sich um Mischungen aus HFO und MGO. Seeschiffe können sowohl Schweröl als auch Marinegasöl einsetzen; Binnenschiffe dürfen in der EU seit 2011 nur noch Dieselkraftstoff verwenden.

Zu mehr als drei Vierteln handelt es sich bei Bunkertreibstoffen um Schweröl; fast die Hälfte (46%) der globalen Schwerölnachfrage kommt aus der Schifffahrt. Knapp ein Viertel der Bunkerkraftstoffe



besteht aus Marinegasöl (Marine Gas Oil MGO). Die größten Verbraucher für Bunkerkraftstoffe gibt es in Asien und Europa.

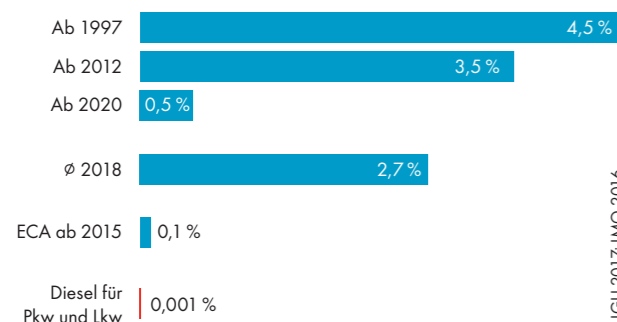
Zur Reduktion der Schwefeloxidemissionen wurden durch MARPOL Annex VI die erlaubten Schwefelgehalte von Bunkerkraftstoffen immer weiter reduziert. Ab 1997 wurde der Schwefelanteil von Bunkerkraftstoffen zunächst auf 4,5% begrenzt, von 2012 an dann auf 3,5%. Nach einem Review der globalen Schwerölverfügbarkeit (IMO 2016) hat die IMO beschlossen, den Schwefelgehalt von Schiffskraftstoffen ab 2020 weltweit auf nur noch 0,5% zu senken.

Diese Anforderung an die Kraftstoffqualität kann entweder durch Marinegasöl erreicht werden, durch Schweröl mit sehr geringem Schwefelanteil (Very Low Sulphur Fuel Oil VLSFO) oder entsprechende Kraftstoffmischungen aus Gas- und Schweröl. Alternativ können Abgasreinigungssysteme (Exhaust Gas Cleaning Systems EGCS), auch Scrubber genannt, installiert werden. Diese können kurzfristig jedoch nur in einem kleinen Teil der Schiffsflotte eingebaut werden. Damit darf ab 2020 nur ein kleiner Teil der Schiffe auch weiterhin Schweröl mit Schwefelanteilen über 0,5% nutzen; die meisten Schiffe werden VLSFO einsetzen müssen (IMO 2016).

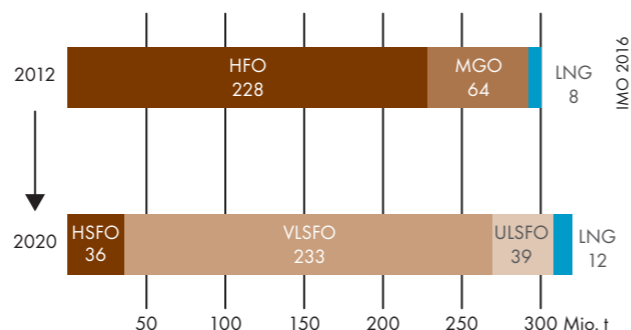
Die Schifffahrt muss also Schwefelemissionen begrenzen. LNG ist deshalb eine interessante und relevante Alternative als Schiffskraftstoff, weil es gewissermaßen nur „homöopathische“ Mengen an Schwefel enthält. 2012 wurden 8 Mio. t des globalen Bunkerkraftstoffbedarfs in Form von LNG konsumiert, in erster Linie von LNG-Carriern (LNGC); dies könnte sich ändern, wenn mehr und mehr Schiffe für LNG als Kraftstoff ausgerüstet werden. Die IMO rechnet kurzfristig mit einem Anstieg des



### 8 SCHWEFELGRENZWERTE



### 9 BASISPROJEKTION BUNKERKRAFTSTOFFE



maritimen LNG-Konsums auf etwa 12 Mio. t LNG (IMO 2016). Es gibt aber weitere regulatorische Entwicklungen, die den Einsatz von LNG als Schiffskraftstoff begünstigen. In so genannten Emissionschutzgebieten (Emission Control Areas oder ECA) wie Nord- und Ostsee darf seit 2015 nur noch Schiffskraftstoff mit ultraniedrigem

Schwefelanteil von 0,1 % (Ultra Low Sulphur Fuel Oil ULSFO) oder Schweröl in Kombination mit Scrubbern oder emissionsarmes LNG eingesetzt werden. In ECAs wäre LNG als Schiffskraftstoff noch mehr eine relevante emissionsarme Alternative.

## SICHERHEIT

Seit rund 50 Jahren wird LNG sicher über die Weltmeere transportiert. LNG-Carrier ausgenommen, hat LNG als Kraftstoff bisher nur eine geringe Verbreitung. Über seine Gefahreigenschaften und eine sachgemäße Behandlung ist bei potenziellen Anwendern sowie in der breiteren Öffentlichkeit daher vielfach noch wenig bekannt. Vielfach stellt sich daher die Frage: wie sicher ist LNG? Und, was ist für einen sicheren Umgang mit LNG zu beachten?

Um Mensch und Umwelt beim Umgang mit chemischen Substanzen vor nachteiligen Auswirkungen zu schützen, unterliegen alle Chemikalien vor dem Inverkehrbringen grundsätzlich der Einstufungs- und Kennzeichnungspflicht. Nach EU CLP-Verordnung EG/1272/2008 (Classification, Labelling and Packaging) wird zwischen physikalischen Gefahren, Gesundheitsgefahren und Umweltgefahren unterschieden.

Die Art der Gefahr wird durch Gefahrenklassen beschrieben. Zur Visualisierung von Gefahren gibt das global harmonisierte Einstufungs- und Kennzeichnungssystem GHS standardisierte Piktogramme vor. Sicherheitsrelevante Informationen zu Stoffen und Gemischen einschließlich Maßnahmen zu Prävention, Reaktion, Lagerung und Entsorgung werden in so genannten Sicherheitsdatenblättern (Safety Data Sheets) zusammengefasst (UBA 2013; Shell 2018).

LNG selbst ist eine geruchs- und farblose, nicht korrosive, nicht entflammare und nicht toxische Flüssigkeit. Im Vergleich zu Benzin und Diesel ist LNG zunächst weniger gefährlich.

Doch LNG ist ein tiefkalt (kryogen) verflüssigtes Gas - Gefahrenhinweis H281. Bei ungeschützter Exposition kann es bei Kontakt Kälteverbrennungen verursachen. Außerdem kann es zur Versprö-

derung von nicht kältefesten Materialien führen. Als Prävention sollte beim Umgang mit LNG eine entsprechende Schutzkleidung getragen werden. Anlagen- und Bauteile, welche in Kontakt mit LNG kommen, sollten für tiefe Temperaturen geeignet sein.

Zum anderen besteht LNG aus Erdgas bzw. hauptsächlich aus Methan. Dieses ist zwar nur bei hohen Temperaturen selbst entzündlich. Bei der Verdampfung entsteht jedoch ein extrem entzündliches und explosives Gas: Erdgas (Kategorie 1).

Ein zweites sicherheitsrelevantes Merkmal von verdampfendem LNG ist seine sehr hohe Entzündlichkeit - Gefahrenhinweis H220.



## LKW-KRAFTSTOFFE



Erdgas und noch mehr LNG spielen im europäischen Kraftstoffmarkt bisher nur eine untergeordnete Rolle. 257 Mrd. Liter oder 72 % des in der EU verbrauchten Kraftstoffs sind Dieselmotorkraftstoff. Deutschland ist der mit Abstand größte Dieselmotorkraftstoffmarkt in Europa, gefolgt von Frankreich. In den meisten Ländern hat der Dieselmotorkraftstoff in den vergangenen Jahren noch zugelegt. In Summe liegt der Dieselmotorkraftstoff in der EU heute mehr als 10 Mrd. Liter über dem von 2010 (EEA 2018).

Der Anteil des Straßengüterverkehrs am Dieselmotorkraftstoffkonsum schwankt in den einzelnen Ländern, je nach Größe und Fahrleistung der Lkw-Flotte. In Deutschland fragt der Straßengüterverkehr schätzungsweise rund die Hälfte des Dieselmotorkraftstoffes nach (BMVI 2018). Rund 80 % der Dieselmotorkraftstoffnachfrage aller Nutzfahrzeuge werden in Deutschland von schweren Lkw und Sattelzugmaschinen verursacht (Shell 2016).

Einheitliche europäische Anforderungen an Kraftstoffe wurden zunächst von der EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie 70/1998/EG spezifiziert, die zuletzt durch EU-Richtlinie 1513/2015/EU überarbeitet wurde (EP/Council 2015a). Weitere Mindestanforderungen wie Cetanzahl, Dichte, Polyaromaten- und Schwefelgehalt, Flammpunkt und andere werden von der EU-Dieselmotorkraftstoffnorm EN 590 definiert.

Im Laufe der Jahre ist die Dieselmotorkraftstoffspezifikation deutlich verschärft worden. Beispielsweise wird heute in der EU fast nur noch schwefelfreier Dieselmotorkraftstoff vermarktet. Die jüngsten Revisionen der

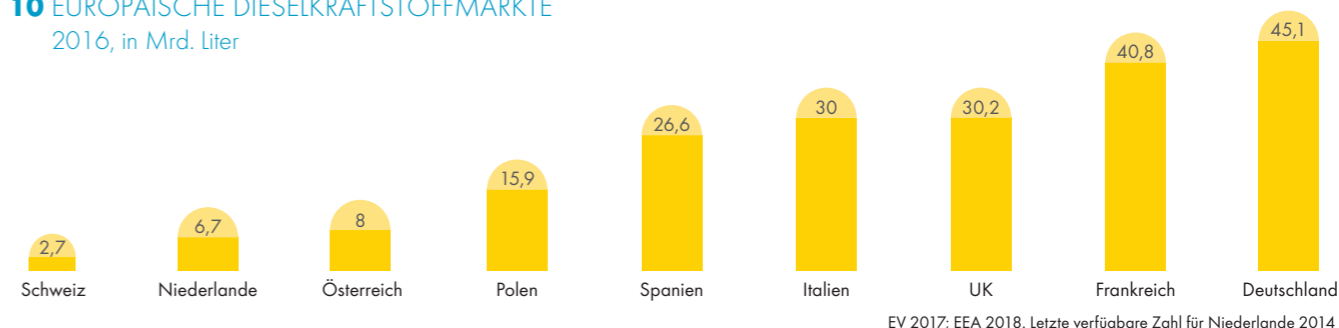
EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie aus den Jahren 2009 und 2015 richten sich anders als bisher jedoch weniger auf die Kraftstoffinhaltsstoffe. Sie zielen vielmehr ab auf den Herstellungsprozess von Kraftstoffen, insbesondere dessen Nachhaltigkeit.

Unter anderem sieht die bestehende Kraftstoffqualitätsrichtlinie vor, dass die Inverkehrbringer von Kraftstoffen bis 2020 6 % Treibhausgasemissionen auf die in Verkehr gebrachten Kraftstoffe erzielen müssen. Während Anforderungen an kraftstoffspezifische Treibhausgasemissionen auch weiterhin gelten sollen, wird die Treibhausgasquote durch eine erneuerbare Energien-Quote für den Verkehrssektor ersetzt, und zwar in Höhe von 14 % auf den Endenergieverbrauch im Verkehr bis 2030 (Council 2018).

Flüssige Ersatz- oder Ergänzungstreibstoffe sind zum einen paraffinische Kraftstoffe gemäß EN-Norm 15940; hierunter fällt zum einen synthetischer Fischer-Tropsch-Kraftstoff auf Erdgasbasis, auch Gas-to-Liquids (GTL) genannt, zum anderen Biokraftstoffe. So hat sich EU-weit im Dieselmotorkraftstoffsegment ein Mischkraftstoff von 93 % fossilem Diesel und 7 % Biodiesel (B7) nahezu vollständig durchgesetzt.

Zusätzlich zum Diesel benötigen moderne Euro VI-Dieselmotorkraftstoffe für die Abgasnachbehandlung mittels selektiver katalytischer Reduktion (SCR) eine wässrige Harnstofflösung (Aqueous Urea Solution AUS oder als Markenname auch AdBlue®); dabei handelt es sich nicht um ein Kraftstoffadditiv, sondern um ein Betriebsmittel für die Abgasreinigung.

### 10 EUROPÄISCHE DIESELKRAFTSTOFFMÄRKTE 2016, in Mrd. Liter



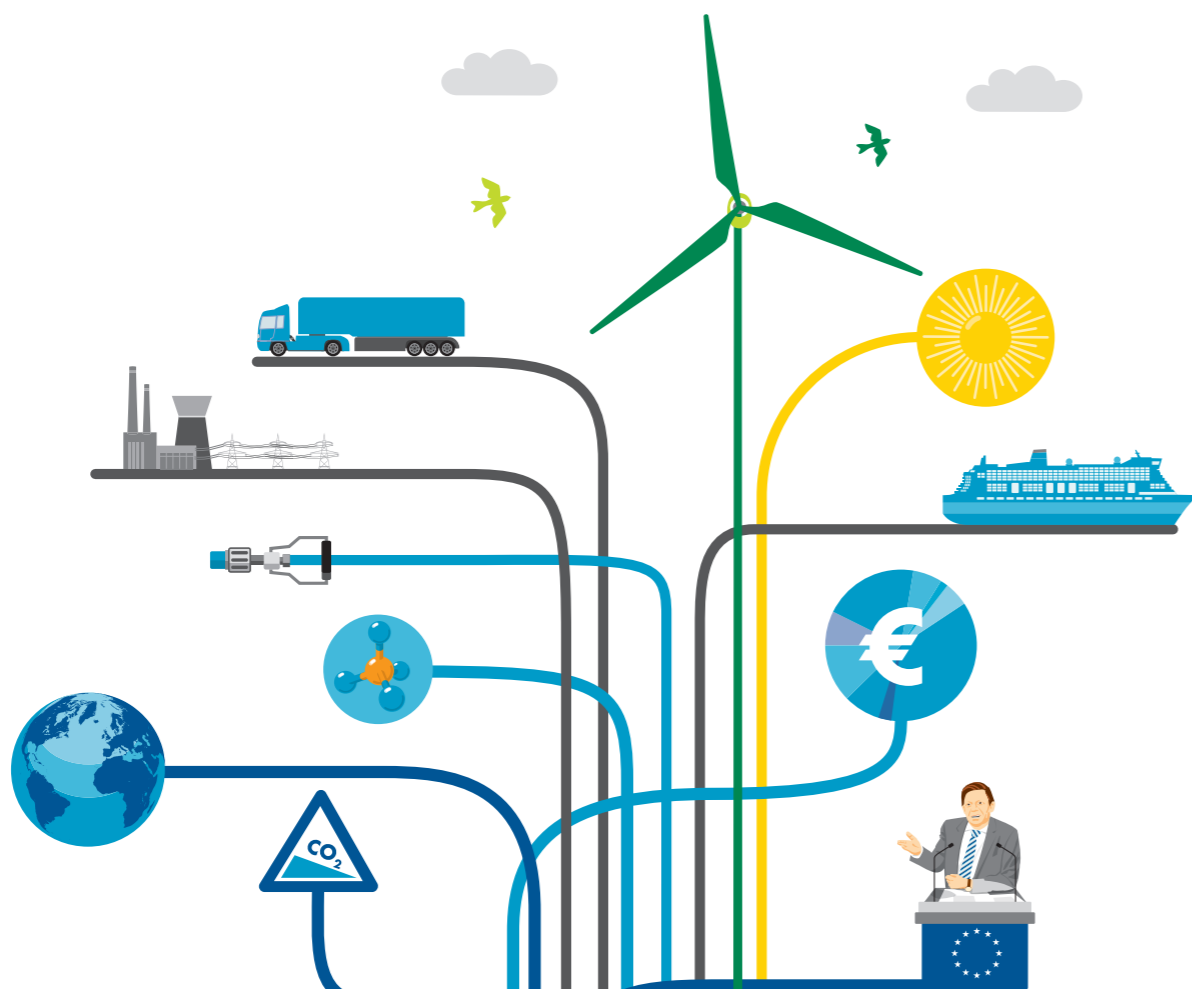
EV 2017; EEA 2018. Letzte verfügbare Zahl für Niederlande 2014

Im Vergleich zu Benzin (1,4 - 7,6%) und Dieselmotorkraftstoff (0,6 - 7,5%) sind die Zündgrenzen von Methan-Luft-Gemischen etwa doppelt so weit und reichen von 4,4 bis 16,5%. Allerdings ist Methan erst bei höheren Gemisch-Konzentrationen entzündlich.

Um Methan zu verbrennen, bedarf es eines Oxidationsmittels (Luft/Sauerstoff) sowie einer Zündquelle. Für die sichere Handhabung von verdampfendem LNG folgt hieraus: LNG muss in geschlossenen, das heißt dichten Systemen/Tanks ohne Luft/Sauerstoffzufuhr gespeichert und transportiert werden. Verwendete kryogene Drucktanks sollten hohe Sicherheitsreserven aufweisen und mit Entlastungsventilen ausgestattet sein. Zündquellen sind zu vermeiden. Da Methan leichter als Luft ist, entweicht es rasch nach oben. Methan ist folglich wie alle anderen Gase auch entweder im Freien zu lagern oder, wenn in

geschlossenen Räumen, bei guter Be- und Entlüftung. Zudem können Gassensoren die Sicherheit erhöhen.

Es gibt eine Vielzahl von internationalen Codes und Standards, vor allem ISO-Normen, für die sichere Handhabung und Speicherung von LNG in LNG-Anlagen sowie auf LNG-Schiffen. Grundsätzliche Gesundheits- und Sicherheitsthemen der LNG-Industrie behandelt ISO 16903:2015 (Petroleum and natural gas industries - Characteristics of LNG, influencing the design, and material selection). Standards für LNG-Infrastruktur und LNG-Anwendungen im Retail-Bereich sind oft jüngeren Datums und/oder befinden sich noch in der weiteren Entwicklung. So befasst sich die umfangreiche ISO 16924:2016 (Natural gas fuelling stations - LNG stations for fuelling vehicles) mit dem sicheren Tankstellendesign (GIIGNL 2015).



## ERDGAS- WIRTSCHAFT

Der globale Energiebedarf könnte sich in der ersten Hälfte des Jahrhunderts nahezu verdoppeln. Um die Folgen des zunehmenden Energieverbrauchs abzumildern, wird mehr und insbesondere mehr saubere Energie benötigt. Welche Rolle könnte Erdgas als sauberster und kohlenstoffärmster fossiler Energieträger und sein verflüssigtes Derivat LNG im künftigen globalen Energiemix spielen?

Im Folgenden wird zunächst die Entwicklung der globalen Erdgasnachfrage, der Stand der globalen Erdgasressourcen und möglicher alternativer Gasressourcen sowie das gegenwärtige Erdgasangebot als Grundlage für LNG diskutiert.

Es folgt eine Darstellung wichtiger Trends im globalen Erdgas- und LNG-Handel sowie eine allgemeine Erörterung von Erdgas- und LNG-Preisentwicklung und -Preisbildung.

### 2.1 GLOBALE ENERGIENACHFRAGE, ERDGAS UND LNG

In fast allen langfristigen globalen Energieszenarien ist Erdgas derjenige fossile Brennstoff, dessen Anteil am globalen Energiemix am deutlichsten zunimmt. Im zentralen Energieszenario der Internationalen Energieagentur (IEA), dem aktuellen New Policies Szenario (IEA 2018c) beträgt der durchschnittliche Zuwachs bei der Gasnachfrage 1,6% pro Jahr; der jährliche Zuwachs der globalen Primärenergienachfrage liegt bei etwa 1% pro Jahr.

Der globale Gasbedarf ist von rund 2.500 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2000 auf heute (2017) 3.752 Mrd. m<sup>3</sup> gestiegen. Die größten Erdgasverbrauchernationen sind - mit Abstand - die USA, gefolgt von der EU und Russland sowie China und Japan. Bis 2040 wird mit einem Anstieg der globalen Erdgasnachfrage um etwa 45% bzw. 1.647 Mrd. m<sup>3</sup> auf dann rund 5.400 Mrd. m<sup>3</sup> gerechnet.

Der Anteil des Erdgases am Welt-Energiemix liegt heute (2017) bei knapp 22% (Abbildung 11). Die höchsten Erdgasanteile haben Russland mit über 50% und die USA

mit rund 30%. In der EU liegt der Erdgasanteil bei 25%. Dafür ist **die EU der mit Abstand größte Erdgasimporteur** - mit rund 350 Mrd. m<sup>3</sup> (2017). Auf der anderen Seite weisen viele Schwellen- und Entwicklungsländer noch vergleichsweise geringe Erdgasanteile auf - zum Beispiel China 7% und Indien 5%.

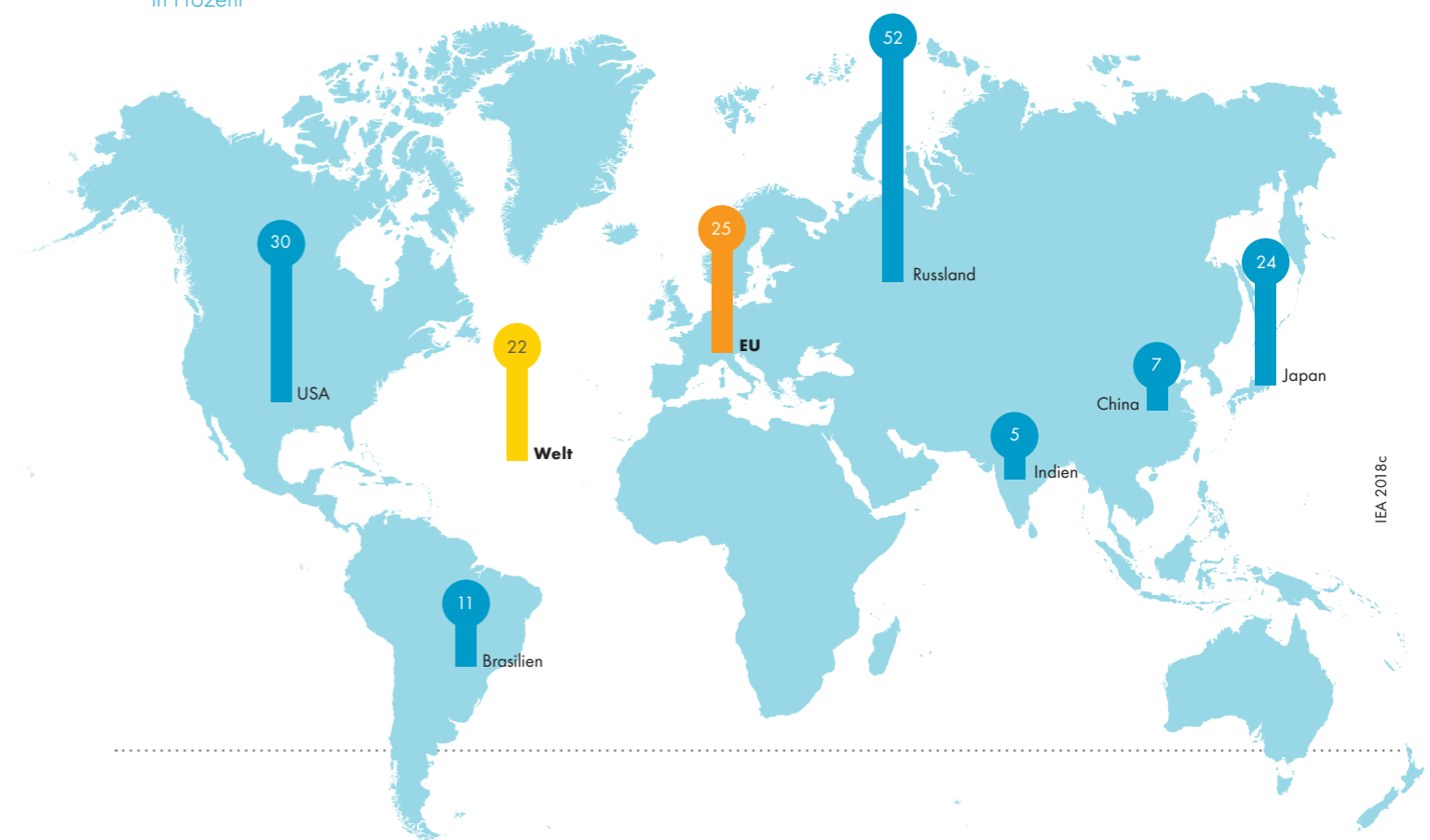
In ihrem New Policies Szenario erwartet die Internationale Energieagentur bis 2040 einen Anstieg des Erdgasanteils am globalen Energiemix auf 25%; das gilt im Übrigen auch für das IEA Current Policies Szenario (5.847 Mrd. m<sup>3</sup>) wie auch das ambitionierte IEA Sustainable Development Szenario (4.184 Mrd. m<sup>3</sup>) - wenn auch auf unterschiedliche absolute Niveaus. Es ist zu beachten: In keinem der genannten Szenarien handelt es sich um ein „High Gas-Szenario“ wie einst das „Golden Age of Gas“-Szenario (IEA 2011).

Haupttreiber des Gasverbrauchs ist die Stromerzeugung, wo statt Kohle und teilweise auch statt Kernenergie vermehrt Erdgas eingesetzt wird. Weltweit hat sich seit 2000 der Erdgaseinsatz in der Stromproduktion um rund zwei Drittel erhöht. Zweiter Treiber der Erdgasverbrauchs ist

die Industrie, wo Erdgas für die Erzeugung Prozesswärme oder auch als Feedstock für die chemische Industrie eingesetzt wird. Geringere Dynamik weist der Erdgaskonsum im Gebäudesektor auf. Vergleichsweise niedrig ist der Erdgasverbrauch noch im Verkehrssektor. Auch in den kommenden Jahren wird die Stromerzeugung neben der Industrie als Wachstumsfeld für Erdgas gesehen. Aber auch der Verkehrssektor gilt als Wachstumsbereich für Erdgas, insbesondere die Seeschifffahrt und der Straßengüterverkehr.

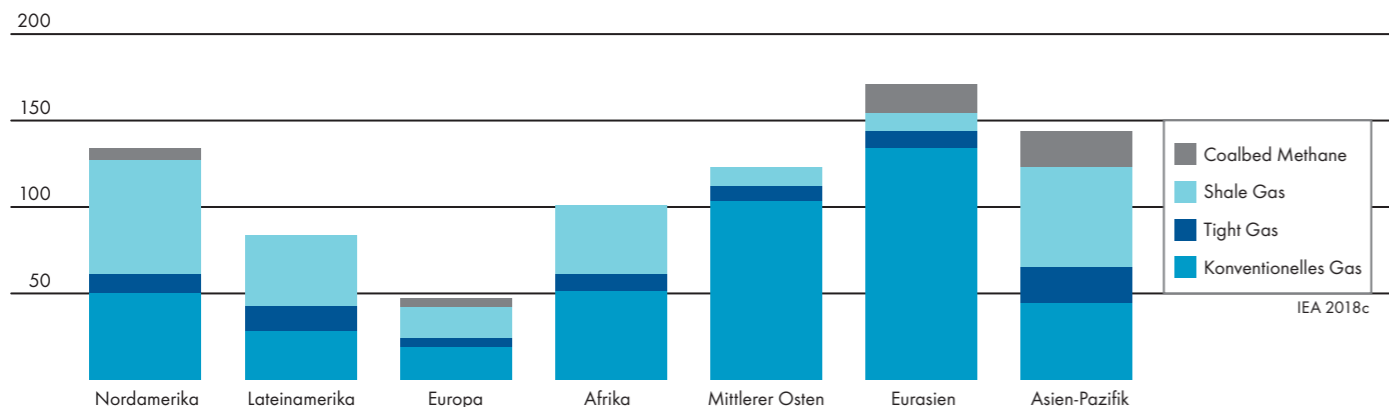
Tatsächlich ist Erdgas weltweit mit gut 100 Mio. t Öl-Äquivalenten (ÖÄ) mit ca. 5% vor Biokraftstoffen der wichtigste alternative Energieträger im Verkehrsbereich. Es wird allerdings überwiegend für den Pipelinetransport eingesetzt; ca. 60 Mio. t ÖÄ werden für den Betrieb von Pipeline-Kompressorstationen genutzt. Zum anderen werden rund 42 Mio. t ÖÄ im Straßenverkehr verbraucht, primär als komprimiertes Erdgas oder Compressed Natural Gas (CNG). In der Schifffahrt sind die Mengen von Erdgas als alternativer Kraftstoff bislang allerdings noch klein - aktuell (2016) ca. 150.000 t ÖÄ (IEA 2018b).

11 ERDGASANTEIL AM PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH 2017  
in Prozent



## 12 GLOBALE ERDGASVORKOMMEN 2017

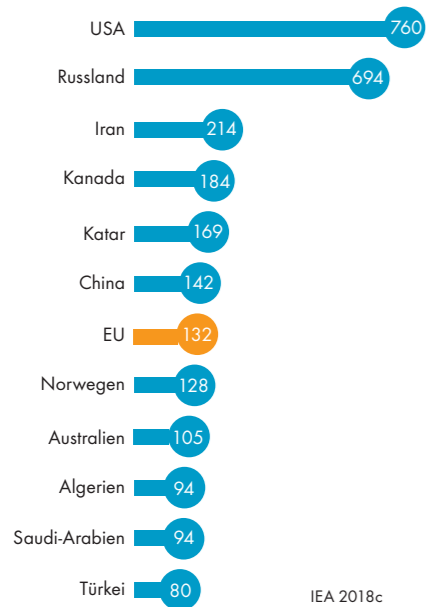
in Tsd. Mrd. m<sup>3</sup>



### 2.2 GLOBALE GASRESSOURCEN UND GASANGEBOT

Erdgasressourcen sind weltweit reichlich vorhanden. Sie haben das Potenzial, den steigenden Bedarf noch über viele Jahrzehnte hinweg zu decken. Die förderbaren konventionellen Erdgasreserven reichen beim derzeitigen weltweiten Verbrauch für knapp 60 Jahre aus. Ein besserer Indikator für die künftige Erdgasförderung sind die globalen Erdgasressourcen, sie werden zurzeit auf rund 800.000 Mrd. m<sup>3</sup> geschätzt. Beim gegenwärtigen Förderniveau würden die technisch verfügbaren Gasressourcen folglich noch für **über 210 Jahre** ausreichen (IEA 2018c).

### 13 DIE GRÖSSTEN ERDGASPRODUZENTEN 2017, in Mrd. m<sup>3</sup>



Mit Fortschritten in den Explorations- und Fördertechnologien hat sich die Fähigkeit zur Erschließung von Gasressourcen, insbesondere von unkonventionellen Vorkommen weiterentwickelt. Die unkonventionellen Gasressourcen machen heute ca. 46% der globalen Erdgasvorkommen aus (IEA 2018c). Zu den unkonventionellen Gasressourcen zählen Schiefergas (Shale Gas), Tight Gas (aus Gesteinsformationen geringer Durchlässigkeit) und Erdgas aus Kohleflözen (Coalbed methane, CBM); rund 70% der unkonventionellen Gasvorkommen entfallen auf Shale Gas.

Geografisch sind die Erdgasressourcen breit über die verschiedenen Regionen der Welt verteilt, deutlich breiter als die Ölvorkommen. Russland und der Mittlere Osten verfügen über die größten konventionellen Gasressourcen. Wichtige Verbraucherregionen wie Nordamerika und Asien-Pazifik, und hier insbesondere China, besitzen die größten unkonventionellen Gasvorkommen.

Die bedeutendsten Erdgas-Förderregionen sind Nordamerika, allen voran die USA mit rund 760 Mrd. m<sup>3</sup>, der Mittlere Osten und das Gebiet der früheren Sowjetunion mit Russland (knapp 700 Mrd. m<sup>3</sup>). Die größten konventionellen Gasproduzenten sind Russland, Iran und Katar. Das Land mit der größten unkonventionellen Gasförderung sind die USA. Die konventionelle Gasförderung dominiert die Weltgasproduktion mit einem Anteil von knapp 80% an der Gesamtförderung (IEA 2018c).

### 2.3 ALTERNATIVE GASRESSOURCEN

Neben fossilen Quellen kommen als alternative Ressourcen für die Erdgas- und damit LNG-Bereitstellung bzw. Substitution erneuerbare Gase (**Renewable Gases**) in Frage. Hierunter versteht man auf Erdgasqualität aufbereitete Erdgassubstitute aus erneuerbaren Energien - dazu gehören aus Biogas aufbereitetes Biomethan, synthetisches Erdgas (SNG) sowie Power-to-Gas-Kraftstoffe (PTG). Diese gasförmigen Substitute können wiederum zu Bio-LNG oder Power-to-LNG verflüssigt werden. Eine Herausforderung aller erneuerbaren Erdgassubstitute wie Biomethan, LBM oder PTG sind die Herstell- und Bereitstellungskosten, die nach wie vor deutlich höher sind als diejenigen fossiler Gase und Kraftstoffe (DLR et al. 2015).

Mit Hilfe staatlicher Förderung haben sich die erneuerbaren Gase jedoch in Form von Biogas- bzw. Biomethanherstellung erste Marktanteile im Strom- und Gasmarkt erobert. Insgesamt wurden in der EU-28 zuletzt (2016) rund 16,7 Mio. Tonnen Öl-Äquivalente (ÖÄ) Primärenergie in Form von Biogasen erzeugt; das ist mehr als der gegenwärtige EU-Biokraftstoffkonsum von 14,2 Mio. Tonnen ÖÄ (EurObserver 2018).

Die umgerechnet knapp 20 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas biogenen Ursprungs entsprechen etwa 4% des aktuellen EU-Erdgasverbrauches von 482 Mrd. m<sup>3</sup> (2017). Die rund 17.700 EU-Biogas-Anlagen dienen bislang

allerdings meist der Stromerzeugung; nur 1,5 Mrd. m<sup>3</sup> **Biomethan** bzw. 0,3% des Erdgasverbrauchs wurden EU-weit in das Erdgasnetz eingespeist (EBA 2018). Darüber hinaus gibt es nur wenige Pilotprojekte für die direkte Herstellung von verflüssigtem Biomethan (EU-COM 2015).

Mittelfristig könnte sich das europäische Aufkommen an Biogas/Biomethan auf 50 Mrd. m<sup>3</sup> erhöhen - was etwa 10% des gesamten EU-Gasverbrauches entspräche. Allerdings wird weiterhin nur ein Teil des EU-Biogases für die Erdgassubstitution ins Erdgasnetz zur Verfügung stehen. Ist der Verbrauchssektor jedoch klein (wie ein Teil der mit LNG betriebenen Lkw-Flotte), könnte ein wesentlicher Teil des LNG-Verbrauchs mit zertifiziertem erneuerbarem Gas bilanziert werden (EU-COM 2015).

Zur Verwendung von **Power-to-Gas-Kraftstoffen** gibt es bislang hauptsächlich nur Konzeptstudien und Potenzialanalysen sowie einige wenige Pilotprojekte (dena/LBST 2017; Agora/FE 2018). Im Hinblick auf eine strombasierte Bereitstellung von LNG ist festzuhalten, dass hierfür noch eine ganze Reihe von ökonomischen und technologischen Herausforderungen überwunden werden müssen: Der erneuerbare Strom muss sehr günstig bereitgestellt werden. Elektrolyseure müssen großskalig eingesetzt und effizienter werden. Der erforderliche Kohlenstoff kann zunächst aus konzentrierten industriellen CO<sub>2</sub>-Quellen stammen; für eine tatsächlich erneuerbare Lösung muss er perspektivisch aus der Atmosphäre gewonnen werden (Direct Air Capture, DAC).

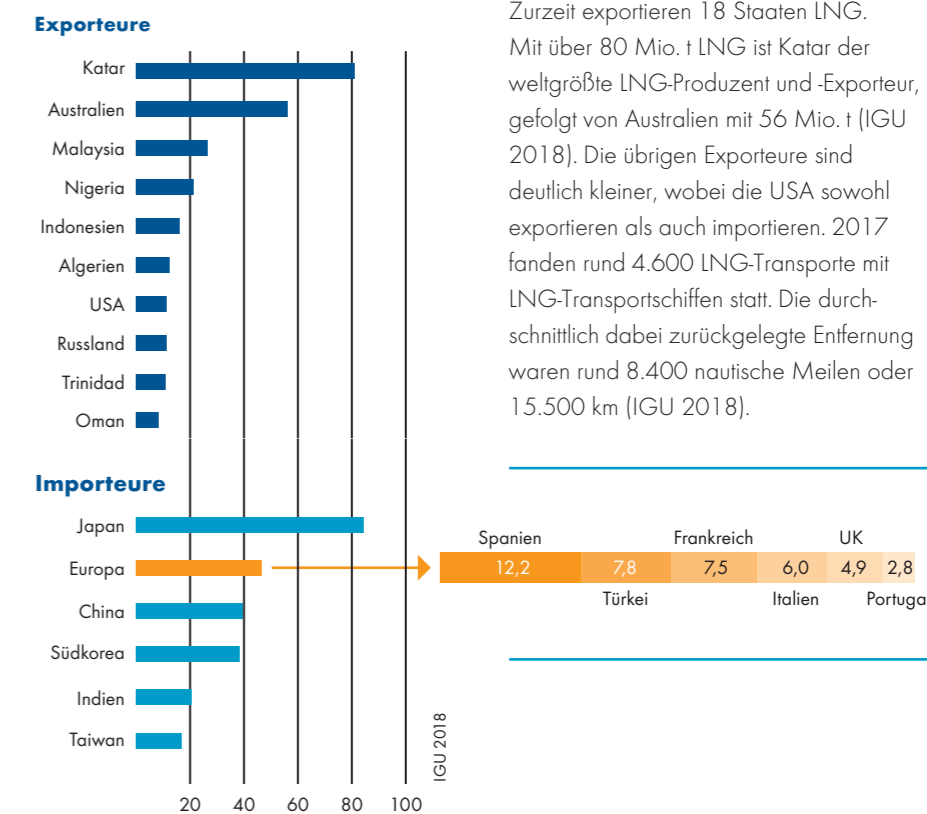
Schließlich konkurrieren strombasierte LNG-Pfade noch mit der direkten Wasserstoffanwendung. Denn gegenüber Wasserstoffnutzung in Fahrzeugen mit Brennstoffzelle oder Verbrennungsmotor erfordert PTLNG zusätzlich noch eine weitere chemische Reaktion: CO<sub>2</sub> + 4 H<sub>2</sub> → CH<sub>4</sub> + 2 H<sub>2</sub>O; bei dieser Wärme freisetzenden (exothermen) Reaktion gehen in der Praxis noch einmal 20% der Ausgangsenergie verloren. Zuletzt müsste der gewonnene erdgasähnliche Power-to-Gas-Kraftstoff auch noch verflüssigt werden.

### 2.4 ERDGASHANDEL UND LNG

Auch wenn die globalen Gasvorkommen regional ausgeglichener verteilt sind als die globalen Ölvorkommen, konsumieren die großen Verbraucherregionen heute in der Regel deutlich mehr Erdgas als sie selbst fördern (können). Liegen Erzeugung und Verbrauch von Erdgas auseinander, muss Erdgas im- oder exportiert werden. Weltweit werden heute (2017) rund 770 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas international gehandelt; das entspricht etwa einem Fünftel des globalen Erdgaskonsums.

Heute ist die EU mit rund 350 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgaseinfuhren der weltgrößte Erdgasimporteur, gefolgt von China, Japan und Korea. Auf der anderen Seite exportieren Russland, Mittlerer Osten, Kaspische Region und Australien große Erdgasmen-gen. Auch in Zukunft wird die EU der weltgrößte Erdgasimporteur bleiben, nicht zuletzt weil die eigene Erdgasförderung weiter rückläufig ist. China wird schon im kommenden Jahrzehnt zum zweitgrößten

### 14 DIE GRÖSSTEN LNG-EXPORTEURE UND -IMPORTEURE 2017, in Mio. Tonnen



Importeur von Erdgas aufsteigen. Aufgrund des Shale Booms wird damit gerechnet, dass vor allem die USA künftig zu einem wichtigen Erdgasexporteur wird (IEA 2018c).

Wird Erdgas gehandelt, muss es auch physisch transportiert werden. Das meiste für den internationalen Erdgasmarkt bestimmte Erdgas wird heute über große internationale Pipelines, die meist durch mehrere Länder führen, befördert. Knapp 60% des interregionalen Erdgashandels erfolgten mittels Pipeline.

Manchmal ist es jedoch nicht möglich oder zu teuer, oder der Erzeugungsort liegt zu weit entfernt vom Verbrauchsort, um das Erdgas per Pipeline zu transportieren. Oftmals ist dies der Fall, wenn lange Seewege zwischen Förderstätte und Verbraucherzentrum liegen. Um auch solche Erdgasvorkommen zu erschließen besteht die Möglichkeit, das Erdgas zu verflüssigen und dann als Liquefied Natural Gas (LNG) zu handeln. Heute (2017) werden über 40% des internationalen Erdgashandels physisch mittels LNG abgewickelt; das waren gut 320 Mrd. m<sup>3</sup> bzw. umgerechnet mehr als 230 Mio. t LNG.

Zurzeit exportieren 18 Staaten LNG. Mit über 80 Mio. t LNG ist Katar der weltgrößte LNG-Produzent und -Exporteur, gefolgt von Australien mit 56 Mio. t (IGU 2018). Die übrigen Exporteure sind deutlich kleiner, wobei die USA sowohl exportieren als auch importieren. 2017 fanden rund 4.600 LNG-Transporte mit LNG-Transportschiffen statt. Die durchschnittlich dabei zurückgelegte Entfernung waren rund 8.400 nautische Meilen oder 15.500 km (IGU 2018).



## 15 PERSPEKTIVEN DES GLOBALEN ERDGASHANDELS



Die Zahl der Länder, die LNG importieren ist inzwischen auf 36 angewachsen. Der größte LNG-Importeur ist Japan mit 85 Mio. t LNG; das ist etwa so viel wie Katar exportiert. Insgesamt wird der LNG-Import von asiatischen Ländern dominiert – nach Japan folgen China und Südkorea. Über 80% des Wachstums im internationalen LNG-Handel wird bis 2040 von asiatischen Schwellenländern absorbiert (IEA 2018c).

Aber auch Europa insgesamt (einschließlich Türkei) importiert inzwischen größere Mengen LNG – in Summe rund 47 Mio. t. Größter LNG-Importeur in Europa ist Spanien, gefolgt von der Türkei und Frankreich. Der LNG-Anteil an den Erdgasimporten der EU liegt heute bei 15%; bis 2040 wird mit einem weiteren Anstieg des LNG-Anteiles am Erdgasimport gerechnet (IEA 2018c). Die wichtigsten Herkunftsländer für europäisches LNG sind Katar, Algerien und Nigeria (IGU 2018).

Im Trend wächst die Nachfrage nach verflüssigtem Erdgas deutlich schneller als diejenige nach Erdgas insgesamt. Die IEA geht in ihrem New Policies Scenario davon aus, dass der globale Erdgashandel bis 2040 um rund zwei Drittel wächst; und demnach werden über 80% dieses Zuwachses durch LNG abgedeckt (IEA 2018c).

Der Handel mit und damit auch die Verfügbarkeit von LNG würde sich folglich in weniger als 25 Jahren etwa verzweieinhalbfachen. Fast 60% des globalen Erdgashandels fänden in 2040 in Form von LNG statt. Und ca. 14% des weltweit konsumierten Erdgases wären LNG – heute sind es 8 bis 9%.

### 2.5 ERDGAS- UND LNG-PREISE

Ein entscheidender Faktor für die preisliche Wettbewerbsfähigkeit und damit letztendlich für den tatsächlichen Verbrauch eines Endenergieträgers sind die Beschaffungs-

kosten des primären Energieträgers. Für LNG sind dies die Beschaffungskosten für Erdgas im internationalen Gashandel.

Bislang sind die Erdgasmärkte nicht so vollständig integriert und liquide wie die Märkte für Rohöl und Ölprodukte. Das liegt unter anderem daran, dass mehr Rohöl international und frei gehandelt wird - und dies auch schon über einen längeren Zeitraum.

Bei Erdgas gibt es zwischen den großen Verbraucherregionen Europa, Nordamerika und Asien nach wie vor deutliche Unterschiede in den Preisniveaus. Die Erdgaspreise sind in Asien am höchsten, in den USA am niedrigsten – Europa befindet sich in der Mitte. So notierten die Gaspreise (im Großhandel) in den USA im Zeitraum 2015 bis 2017 unter 3 US\$/MBtu (1 Million British thermal units entspricht 1.055 Megajoule oder 0,29 Megawattstunden). In Kontinentaleuropa (hier Deutschland) lagen die Erdgaseinfuhr-

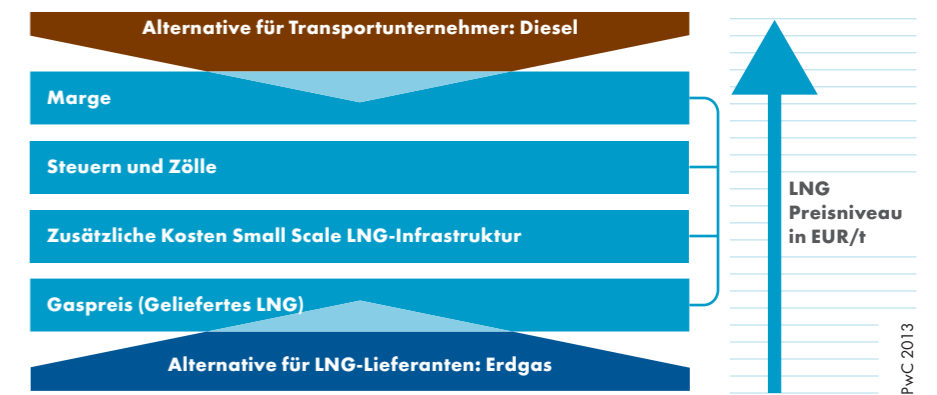
preise in den vergangenen Jahren zwei bis drei Mal höher als in den USA und waren in Asien (hier Japan) noch höher.

Die preislichen Unterschiede erklären sich vor allem durch Verfügbarkeit und den Zugang zu Erdgasvorkommen. Hier kann sich Deutschland über Pipelines aus einer Vielzahl unterschiedlicher Erdgasvorkommen bedienen, Japan kann dagegen nur LNG über den Seeweg importieren. Erhebliche Auswirkungen auf die Gasmärkte hat der Boom beim nordamerikanischen Schiefergas. Aufgrund des großen Erdgasangebotes in Nordamerika liegt der US-Referenzpreis (Henry Hub) seit über zehn Jahren deutlich unter dem in Europa oder Asien.

Ein weiterer relevanter Einflussfaktor auf das Gaspreisniveau ist die Art der Preisfindung – hier ist zwischen langfristigen und kurzfristigen Verträgen, mit freier oder eingeschränkter Produktdisposition sowie zwischen Gas-Angebots-Nachfrage-orientierter Preisbildung (Gas-to-Gas Competition) und Ölpreisbindung zu unterscheiden. Die angelsächsischen Märkte sind die flexibelsten und liquidesten. In Kontinentaleuropa, aber vor allem in Asien orientiert sich nach wie vor ein Teil der Erdgaspreise an den Ölpreisen.

Grundsätzlich ist Erdgas im internationalen Handel etwas günstiger als Nordseeöl. Lediglich LNG-Importe nach Japan waren zeitweise etwas teurer als Rohöl. Für Kraftstoffe, die durch LNG ersetzt werden können, gilt: Schweröle notieren in der

## 17 PREISBILDUNG IM LNG-SMALL-SCALE-MARKT



Regel unter dem Rohölpreis, Gasöle und Marinediesel etwas darüber.

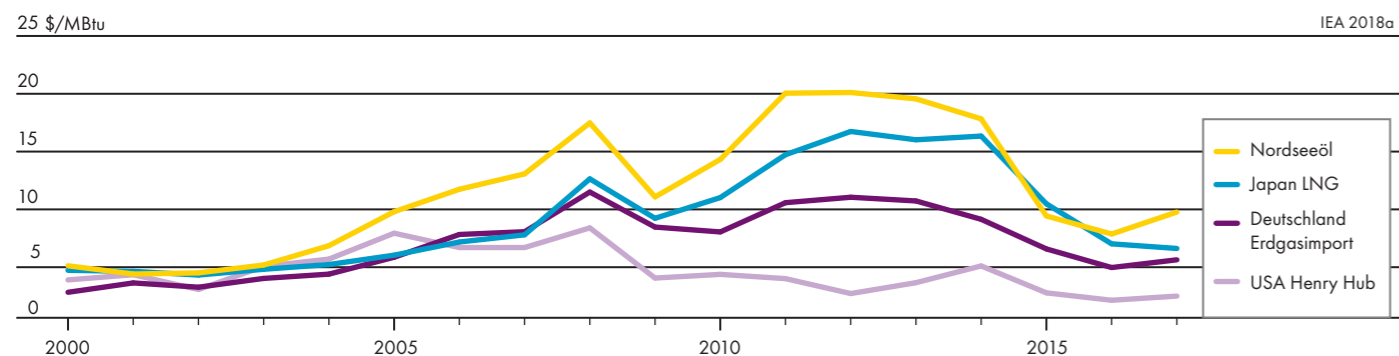
Im Trend wird der internationale Gashandel immer wettbewerblicher, selbständiger von den Ölmärkten, liquider und flexibler. Mit einer fortschreitenden Konvergenz der Gasmärkte – wenn auch nicht so weit wie auf dem globalen Ölmarkt – wird gerechnet (IEA 2017). Einen wichtigen Beitrag bei der Integration eines globalen Erdgasmarktes leistet der steigende Weltmarktanteil von LNG.

Allerdings fallen durch die Erdgasverflüssigung die Logistikkosten für (Large Scale) LNG höher aus als diejenigen für Pipeline-Erdgas (IEA 2017). Die Lieferkosten für LNG (Delivered Cost) setzen sich zusammen aus den Kosten für die Erdgasbeschaffung bzw. dessen Förderung und Aufbereitung, den Kosten der Erdgasverflüssigung, des Erdgastransportes per LNG-Carrier und – sollte es sich nicht um

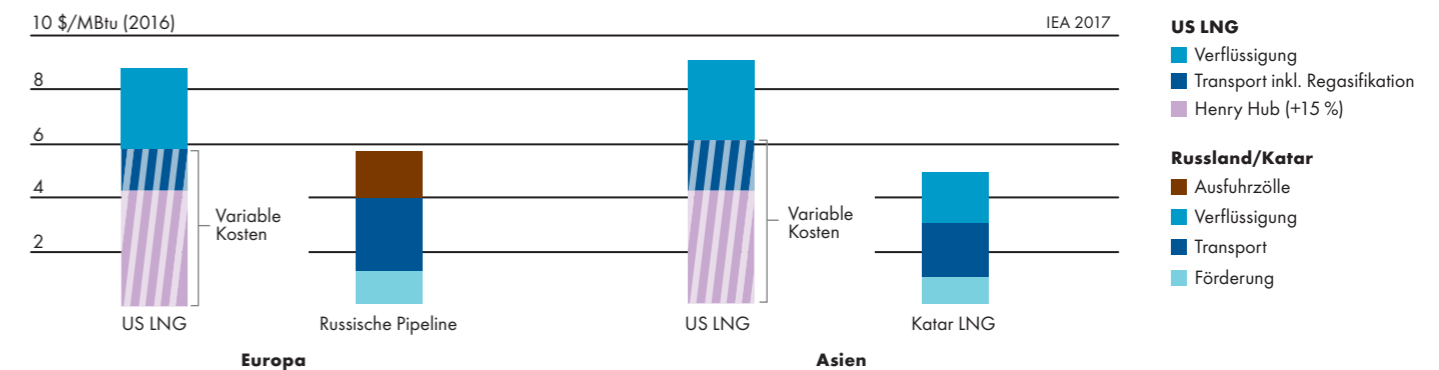
Small-Scale-LNG handeln – den Kosten der Regasifizierung.

Die Endverbraucherpreise (retail prices) für Small-Scale-LNG im Verkehrsbereich unterscheiden sich von den oben genannten internationalen Handelspreisen. Zusätzlich sind noch die Kosten für den Transport zu den Abnahmestationen sowie für Bunkerlösungen und Tankstellen zu berücksichtigen. Außerdem werden auf Kraftstoffe im nationalen Verkehr Energie- und Umsatzsteuern erhoben, in der internationalen Schifffahrt dagegen nicht. Zuletzt ist eine Gewinnmarge für den Anbieter zu berücksichtigen. Letztendlich wird sich die LNG-Nachfrage an den Endverbraucherpreisen für die Alternativprodukte (Diesel, Marinegasöl, Schweröl) orientieren, die LNG-Anbieter wiederum an der Nachfrage aus Industrie sowie Strom- und Wärmeversorgung (PwC 2013).

## 16 INTERNATIONALE ERDGAS-GROSSHANDELSPREISE



## 18 LIEFERKOSTEN FÜR ERDGAS NACH EUROPA UND ASIEN



## 3

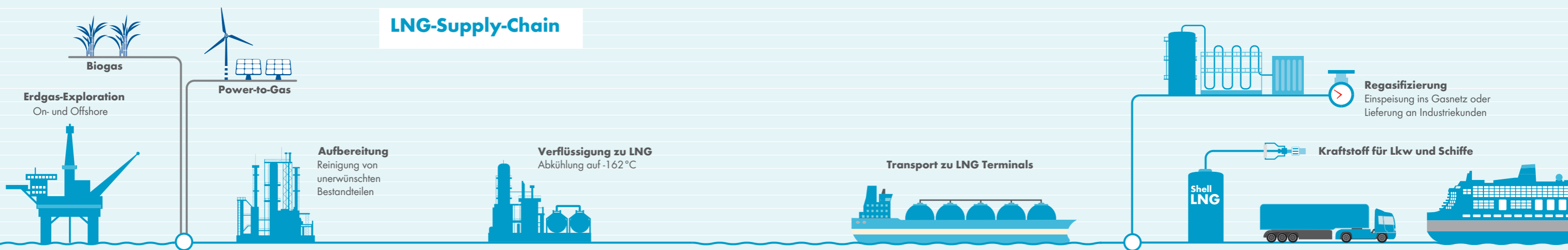
SUPPLY CHAIN, LOGISTIK UND  
RETAIL-INFRASTRUKTUR

Die Versorgungskette (Supply Chain) von verflüssigtem Erdgas weist von der Förderung bis hin zur Verwendung beim Endkunden eine ganze Anzahl von Stationen auf. Die ersten Verarbeitungsstufen, Förderung und Aufbereitung, sind dabei nahezu deckungsgleich mit denjenigen von gasförmigem Erdgas. Und auch die letzten Stufen der Versorgungskette sind ähnlich wie diejenigen von Pipeline-Erdgas, wenn das LNG rückvergast und anschließend gasförmig über Rohrleitungen verteilt und genutzt wird.

Die LNG-Prozesskette unterscheidet sich von Pipelinegas jedoch durch die Verflüssigung, den flüssigen Transport und die Regasifizierung. Darüber hinaus wird LNG auch immer öfter als Endprodukt vom Endnutzer flüssig genutzt, hier handelt es sich um eine neue Stufe der Wertschöpfungskette – auch Retail oder Small-Scale-LNG genannt.

Die Stufen der LNG-Supply-Chain werden zunächst allgemein beschrieben. Im Anschluss daran werden Elemente der Versorgungs- und Wertschöpfungskette von verflüssigtem Erdgas erläutert – also von der Verflüssigung bis zu möglichen speziellen LNG-Verwendungen als Endenergie. Es handelt sich um die Stationen: Erdgasverflüssigung, LNG-Transport einschließlich Zwischenlagerung, Rückvergasung und Weiterverteilung unter Berücksichtigung LNG-Small-Scale-spezifischer Infrastruktur für Endanwender.

## LNG-Supply-Chain

3.1 LNG-VERSORGUNGSKETTE  
(SUPPLY CHAIN)

Ist LNG fossilen Ursprungs, wird das Erdgas zunächst aus Erdgasförderstätten gewonnen; teilweise stammt es auch als Begleitgas (Associated Gas) aus Ölvorkommen. Prinzipiell können jedoch auch Biomasse oder Strom die energetische Basis für die erneuerbaren LNG-Substitute Bio-LNG oder PTLNG stellen. Mittelfristig könnte ein Teil des LNG durch sie ergänzt oder ersetzt werden, noch stammt LNG jedoch nahezu ausschließlich aus fossilen Erdgasvorkommen.

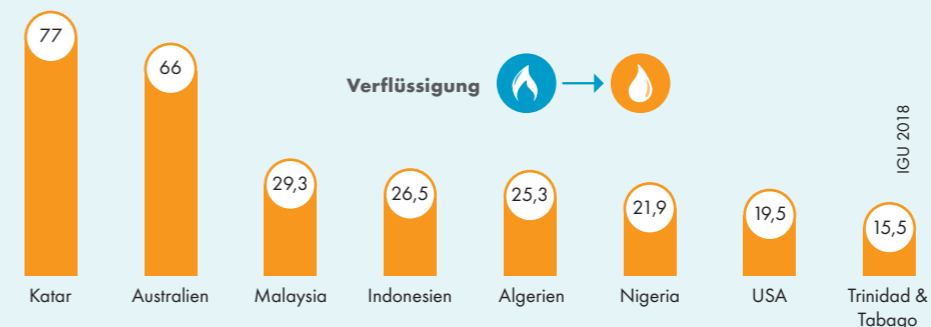
Erdgas als Naturgas kann unterschiedliche Zusammensetzungen aufweisen. Daher

wird es in speziellen Aufbereitungsanlagen zu einer gewünschten Erdgasqualität aufbereitet. Anschließend kann das Erdgas in speziellen Verflüssigungsanlagen (Liquefaction Plants) zu einem  $-162^{\circ}\text{C}$  tiefkaltem Liquefied Natural Gas verflüssigt werden. Hier beginnt die für LNG spezifische Versorgungskette, die sich seit den 1960er Jahren des vergangenen Jahrhunderts weltweit etabliert hat.

In flüssiger Form wird das Erdgas in großen Mengen mit Spezialschiffen – so genannten LNG-Carriern (LNGC) – über größere Entfernungen zu ihren Bestimmungsorten gebracht. Bislang wurde das LNG dann meist in größeren Regasifizierungsanlagen

(Regasification Plants) zurück in gasförmigen Aggregatzustand gebracht. Schließlich wurde es entweder direkt Erdgasverbrauchern zugeleitet oder in das allgemeine Erdgasnetz eingespeist. Mit dem Transport zum Zielort und der Regasifizierung endete bis dato die auf große Mengen ausgelegte LNG-spezifische Versorgungskette.

Eine jüngere Nutzungsoption besteht darin, das LNG nicht mehr als technisches Zwischenprodukt im Großhandel zu bewegen – es wird vielmehr als **Endprodukt** genutzt. Hierfür wird das LNG nicht mehr regasifiziert, sondern weiter in flüssiger Form in Kryotanks zwischengelagert. Von hier aus wird es dann als Kraftstoff in

19 DIE GRÖSSTEN LNG-VERFLÜSSIGUNGSKAPAZITÄTEN NACH LÄNDERN  
2018, in Mio. Tonnen3.2 ERDGASVERFLÜSSIGUNG  
(LIQUEFACTION)

Erdgas wird verflüssigt, weil sich hierdurch sein ursprüngliches Volumen deutlich, und zwar um den Faktor 600 verringert; das ist deutlich mehr als bei der Kompression von Erdgas. Erst durch die Verdichtung wird Erdgas zu einem weltweit handelbaren Gut und kann in Fahrzeugtanks gefüllt und als Kraftstoff verwendet werden.

Je nachdem, ob es sich um eine großtechnische Verflüssigung von Erdgas zentral am Ort des Erdgasvorkommens handelt oder eine verbrauchsnahe Verflüssigung dezentral aus dem Erdgasnetz oder aus kleineren lokalen Erdgasvorkommen, unter-

der Seeschifffahrt (nicht nur in speziellen LNG-Transportschiffen), in der küstennahen Seeschifffahrt (Short Sea Shipping), in der Binnenschifffahrt oder in schweren Nutzfahrzeugen im Straßengüterverkehr oder in Bussen eingesetzt.

Hierfür müssen die großen Volumina des internationalen LNG-Handels in kleinere Bedarfsmengen für Endanwender heruntergebrochen werden – das geschieht in so genannten **Breakbulk-Terminals**. Weitere infrastrukturelle Einrichtungen wie Bunkerstationen und Tankstellen für die Versorgung von Short Sea Shipping, Binnenschifffahrt und schwere Lkw müssen geschaffen werden.

scheiden sich die Verflüssigungsanlagen in ihrer Größe. Zurzeit dominiert jedoch in der LNG-Versorgung noch das **Hub and Spoke-Modell** mit zentraler Verflüssigung in industriellen Großanlagen, Transport und Weiterverteilung (GIIGNL 2015).

Die großindustriellen Anlagen zur Erdgasverflüssigung werden **LNG Trains** genannt. Um einen stetigen und sicheren Betrieb zu gewährleisten, werden meist mindestens zwei oder gar mehrere LNG Trains parallel gebaut. In Bezug auf die Größe der LNG-Trains wird zwischen Large-Scale-Grundlastanlagen mit Verflüssigungskapazitäten von 3 bis 8 Mio. t, mittelgroßen Anlagen mit 0,5 bis





### FLOATING LNG PRELUDE

Das Floating LNG Projekt „Prelude“ hat in 2018 den Betrieb aufgenommen. Es handelt sich um eines der ersten und die zurzeit größte Offshore LNG-Anlage weltweit. Prelude fördert und verflüssigt Erdgas rund 300 Meilen vor der Küste Westaustraliens. Die schwimmende Plattform operiert in einer Meerestiefe von 250 Metern, ist 488 Meter lang und 74 Meter breit – sie ist damit etwa so groß wie vier Fußballfelder. Die Prelude FLNG-Anlage kann 5,3 Mio. Tonnen Liquids pro Jahr fördern bzw. herstellen (und teilweise speichern); von den Liquids sind 3,6 Mio. Tonnen LNG, 1,3 Mio. Tonnen Kondensate sowie 0,4 Mio. Tonnen Flüssiggase.

2,5 Mio. Jahrestonnen sowie Kleinanlagen mit 0,3 bis 0,5 Mio. t LNG unterschieden. Letztere werden häufig als sogenannte Peak Shaver-Anlagen eingesetzt, um Schwankungen im Erdgasverbrauch im Netz auszugleichen. In den USA wurden bereits in den 1960er/1970er Jahren über 100 Peak Shaving-Anlagen errichtet (DOE/NETL 2005).

Eine noch junge Kategorie sind Kleinanlagen (Mini oder Micro Liquefaction Plants), die zur lokalen Verflüssigung von Biogas/Biomethan (Bio-LNG) eingesetzt werden oder LNG in abgelegenen Gegenden zur Verfügung stellen, in die es nicht transportiert werden kann (Wartsilä 2016).

Vor allem Großanlagen setzen auf komplexe effiziente Verflüssigungsprozesse, für Kleinanlagen kommen auch einfachere Prozesse in Frage, die aber auf Strom aus dem Stromnetz zurückgreifen (AP 2009; GIIGNL 2015).

Verflüssigungsterminals können ferner als Onshore-Anlagen fest installiert sein. Eine flexiblere und kostengünstigere Variante sind jedoch **Floating LNG-Anlagen**. FLNG-Anlagen gibt es sowohl für Erdgasförderstätten als auch für die Empfangsorte von LNG. Schwimmende Einheiten, die Erdgas aus der laufenden Förderung aufnehmen, zu LNG verflüssigen und speichern können, werden Floating Production Storage and Offloading Units genannt.

In der Erdölförderung werden diese FPSOU abgekürzten Anlagen seit den 1980er/1990er Jahren eingesetzt. Dabei handelt es sich um eine noch junge Technologie, mit der entlegene, kleinere Erdgasvorkommen kostengünstiger erschlossen werden können. Die erste FPSOU hat 2017 mit dem Export von LNG begonnen (IEA 2017; IGU 2018).

Weltweit gibt es Erdgas-Verflüssigungskapazitäten für LNG (Liquefaction Plants) in

Höhe von nominal rund 370 Mio. t LNG. Bei einem globalen LNG-Export von 293 Mio. t waren die Verflüssigungsanlagen in 2017 damit im Durchschnitt zu 84% ausgelastet. Die Reihenfolge der wichtigsten LNG-Exporteure korreliert – in Abhängigkeit von der jeweiligen durchschnittlichen Auslastung – mit ihren Erdgas-Verflüssigungskapazitäten. Die Länder Katar und Australien besitzen mit einigem Abstand die größten Verflüssigungskapazitäten. In Europa gibt es bislang lediglich ein Erdgasverflüssigungs-Terminal in Norwegen mit einer Kapazität von 4,3 Mio. t (GIE 2018a).

### 3.3 LNG-CARRIER (LNGC)

Das LNG wird in großen Spezialschiffen, so genannten LNG-Carriern (LNGC), vom Erdgas-Verflüssigungsterminal zu einem Aufnahme-Terminal transportiert. Der erste transatlantische LNG-Schifftransport fand 1959 statt. Seit den 1960er Jahren hat sich

der LNG-Schifftransport rasant entwickelt, nicht zuletzt aufgrund der technologischen Entwicklung der LNG-Transportschiffe.

Gemäß International Gas Carrier Code (IGC) der Internationalen Schifffahrtsorganisation IMO fallen LNG-Carrier in die IGC-Kategorie 3: Refrigerated Gas Carriers. Das sind Transportschiffe, die tiefgekühlte Gase unter atmosphärischem Druck transportieren (Wartsilä 2015).

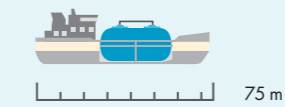
1959 fand der erste transatlantische LNG-Transport von der US-Golfküste nach Großbritannien statt. Bei dem LNG-Prototypen, der „Methane Pioneer“, handelte es sich um ein umgebautes Frachtschiff aus dem zweiten Weltkrieg mit einem Fassungsvermögen von nur 7.000 m<sup>3</sup> LNG.

Das erste für den kommerziellen LNG-Transport gebaute Spezialschiff, die „Methane Princess“, nahm 1964 den Dienst zwischen Algerien und Großbritannien auf. Ihre Transportkapazität betrug 27.400 m<sup>3</sup> LNG. Die Methane Princess besaß ein Schwesterschiff, die „Methane Progress“. Sie war etwa halb so lang (189 m) und halb so breit (25 m) wie heutige große LNG-Carrier. Ihr Fassungsvermögen betrug rund ein Zehntel der größten LNG-Carrier heute. Die „Methane Princess“ wurde 1997 verschrottet (MarEx 2014).

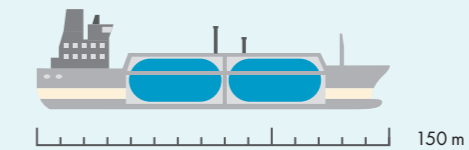


## 20 LNG-TRANSPORTSCHIFFE

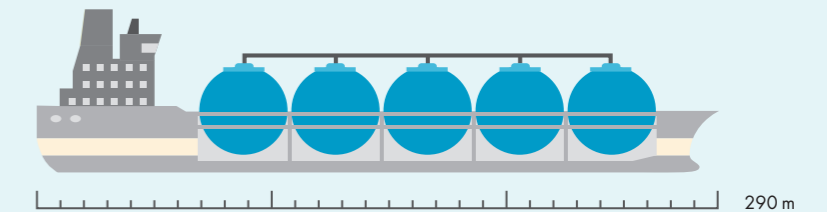
### ■ Barge mit zylindrischem Tank / ca. 5.000 m<sup>3</sup>



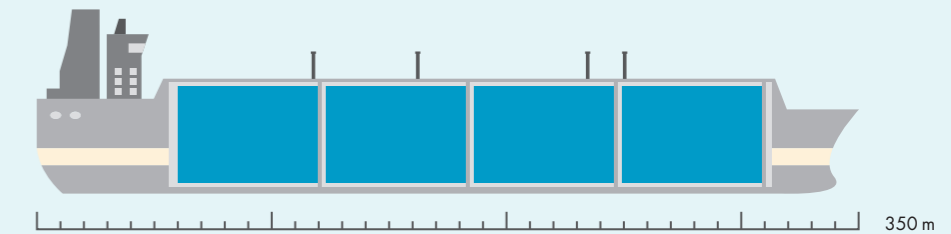
### ■ Small- und Mid-Scale-Feeder mit zylindrischen Tanks / ca. 15.000 m<sup>3</sup>



### ■ Carrier mit Kugeltanks (Moss Rosenberg) / ca. 150.000 m<sup>3</sup>



### ■ Carrier mit Membran-Tanks / ca. 260.000 m<sup>3</sup>



Aktuell existieren weltweit rund 230 LNG-Carrier (UNCTAD 2017).

Das in LNGCs beförderte LNG muss während der Fahrt tiefkalt gehalten werden. Da keine aktive Kühlung an Bord von LNG-Carriern besteht, sind die Tanksysteme mit einer aufwändigen Isolierung ausgestattet. Sie schützt die Schiffshülle vor tiefkalten Temperaturen und hält die Verdampfung (Boil-off) von LNG gering.

Die LNG-Tanksysteme sind meist auf eine Boil-off-Rate von 0,15% pro Transporttag ausgelegt; dies kann etwa durch das Material und die Dicke der Isolierung gesteuert werden. Die besten LNGC erreichen Boil-off-Rates von 0,08% des beförderten Gases pro Transporttag. Wenn der transozeanische LNG-Transport also 10 Tage dauert, verdampft nur etwa 1% der LNG-Ladung.



Das Boil-off-Gas wird in der Regel für den Schiffsantrieb verwendet; reicht das Boil-off-Gas nicht zur Treibstoffversorgung aus, kann Boil off auch erzwungen werden (Forced boil off).

Benötigt der LNG-Carrier das Boil-off-Gas nicht oder nicht vollständig, etwa weil er von einem langsamlaufenden Dieselantrieb oder einem Dual/Tri-Fuel-Motor angetrieben wird, kann das Boil-off-Gas auch wieder verflüssigt und zurück in die LNG-Tanks gespeist werden (Reliquefaction). Zuletzt kann das Boil-off-Gas auch in einer Gas Combustion Unit (GCU) verbrannt werden (Wartsilä 2015; IGU 2018).

In Abhängigkeit von ihrem Speichersystem sind zwei Haupttypen von LNG-Carriern zu unterscheiden: Carrier im Moss Rosenberg-Design und solche mit Membran-Tanksystemen. **Moss Rosenberg Tanksysteme** setzen sich aus mehreren kugelförmigen Tanks zusammen. Sie bestehen aus nochmal isolierten Aluminiumlegierungen und erreichen Innendurchmesser von 40m und mehr. Sie werden in der Schiffshülle in Reihe platziert und sind unabhängig voneinander.

Moss Rosenberg Systeme gelten als vergleichsweise sicher und können ohne zweite Hülle installiert werden. Ein weiterer Vorteil ist die Möglichkeit, Teilladungen zu transportieren. Sie waren lange Zeit die führende Tanktechnik an Bord von LNG-Carriern. Nachteilig ist jedoch, dass die Kugeln ein hohes Gewicht aufweisen und den Schiffsrumpf nur unzureichend ausfüllen. Und aufgrund der notwendigerweise hohen Aufbauten ergeben sich zudem aerodynamische Nachteile.

Eine bessere Raumnutzung ermöglichen ebenfalls in Reihe angeordnete **Membran-Tanksysteme**. Allerdings benötigen sie immer noch deutlich mehr Raum als Flüssigkeitstanks. Membran-Tanks unterscheiden sich je nach Zahl der Membranschichten sowie der Art von Membran- und Isoliermaterialien. Membran-Tanksysteme sind anders als Kugeltanks nicht unabhängig von der Schiffshülle, sondern werden meist mit dieser fest verbunden (Uhlig/Wohlgemut 2012; Wartsilä 2015).

Neben kugelförmigen und viereckigen LNG-Tanksystemen gibt es auch noch prismatische oder zylindrische Tankformen. Wichtige Materialeigenschaften bei der Konstruktion von LNG-Tanksystemen sind unter anderem die geringe Wärmeleitfähigkeit sowie die Dauerfestigkeit (Duktilität) bei tiefkalten Temperaturen.

Die meisten LNG-Carrier haben heute Ladekapazitäten von 150.000 bis 180.000 m<sup>3</sup>. Aufgrund des geringeren Totraums sind die größten LNG-Carrier heute mit Membrantanks ausgestattet. Sie können inzwischen über 260.000m<sup>3</sup> LNG transportieren. Allerdings haben die größten LNG-Carrier aufgrund ihrer Größe nicht überall Zugang – zum Beispiel nicht zu Kanalsystemen wie dem Panama-Kanal (IGU 2018). Die globale LNG-Carrier-Flotte besitzt insgesamt eine Transportkapazität von 76,6 Mio. m<sup>3</sup> (LNG WS 2018).

Weiterhin gibt es noch kleinere LNG-Transportschiffe – Small-Scale- oder Mid-Scale-Schiffe mit Ladungen von einigen Tausend bis einigen Zehntausend m<sup>3</sup> LNG. Solche LNG-Transportschiffe werden zur Belieferung von LNG an regionale Speicher (Bunkerstationen) oder auch zur direkten Betankung von Schiffen eingesetzt.

### 3.4 LNG REGASIFICATION

Angekommen am Zielort, kann das Erdgas in speziellen Rückvergasungsterminals (Regasification Units) wieder in gasförmigen Zustand gebracht werden und lokalen Verbrauchern zugeführt werden.

Regasification Units können entweder onshore fest installiert werden. Hierbei handelt es sich um größere Anlagen, die mehrere Nutzungsoptionen bieten. Ihre Errichtung benötigt in der Regel mehr Zeit und höhere Kapitalinvestitionen; dafür werden sie für längere Zeiträume an Ort und Stelle betrieben. Alternativ können sogenannte **Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)** eingesetzt werden.

FSRUs wurden seit der Jahrtausendwende entwickelt. Sie verursachen deutlich

geringere Kapitalinvestitionen und können deutlich schneller errichtet werden.

Anfänglich handelte es sich bei den FSRUs noch um umgebaute LNG-Carrier, heute eher um Spezialanfertigungen, die weiter aufgefächert werden können. Darüber hinaus gibt es Floating Storage Units (FSU), meist alte LNG Tanker ohne Regasifizierung oder als kleinere Einheiten Floating Storage Regasification Barges. Teilweise sind FSRUs auch in Kombination mit einer Stromerzeugungsanlage ausgeführt (OE 2017; Norrgård 2018).

FSRUs ermöglichen einen einfacheren und flexibleren Zugriff auf den globalen LNG-Markt, ohne dass in der Verbraucherregion umfangreiche Pipelinenetze errichtet werden müssten. Allerdings beschränkt sich die Option Floating LNG auf Regionen mit Zugang zur See. Weltweit gibt es bereits rund 30 FRSU-Terminals, und weitere sind im Bau (IEA 2017b; IGU 2018).

In Summe liegen die weltweiten LNG-Rückvergasungskapazitäten von rund 120 Empfangsterminals bei 850 Mio. t. Sie sind damit mehr als doppelt so groß wie diejenigen für die Erdgas-Verflüssigung. Nicht immer steht das Kriterium Wirtschaftlichkeit an erster Stelle, sondern auch die Unabhängigkeit von Lieferanten. Regasification Units werden unter anderem zur Gewährleistung einer sicheren Gasversorgung errichtet bzw. unterhalten; oder aber sie werden für saisonale Spitzen eingesetzt. Entsprechend gering ist die durchschnittliche Auslastung; sie lag bei nur 35%, wobei die fest installierten Onshore-Anlagen meist weniger ausgelastet sind, als die kleineren und flexibleren FSRU-Anlagen (IGU 2018).

Nach Ländern haben Japan, die USA und Südkorea sehr große LNG-Aufnahmekapazitäten. In Südkorea und Japan stehen die größten LNG-Terminals mit Aufnahmekapazitäten von 30 bis 40 Mio.t LNG. Bei den USA handelt es sich um historische Import-Kapazitäten aus der Zeit vor dem Shale Gas-Boom mit inzwischen minimaler Nutzung. Europäische Länder verfügen über rund 30 Regasification-Anlagen mit Kapazitäten in Höhe von 160 Mio. t. Das

## 21 DIE GRÖSSTEN LNG-REGASIFIZIERUNGSKAPAZITÄTEN NACH LÄNDERN 2018, in Millionen Tonnen

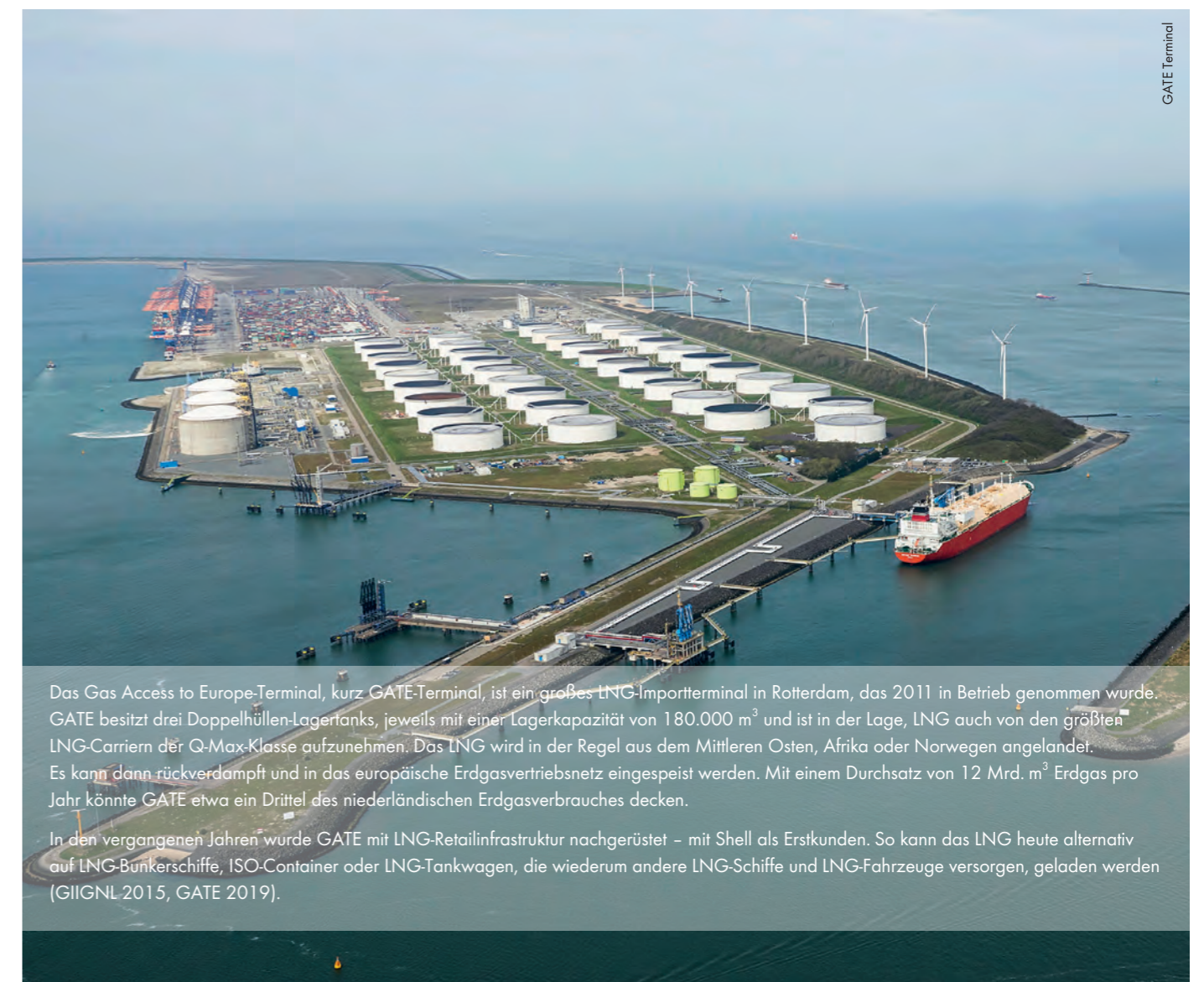


entspricht etwa 20% der globalen Rückvergasungskapazitäten (IGU 2018). Theoretisch könnten allein die europäischen Regasification-Anlagen über die Hälfte des globalen LNG-Angebotes aufnehmen und in Erdgas rückkonvertieren. Tatsächlich liegt

die Auslastung der europäischen Anlagen aber noch unter dem globalen Durchschnitt.

Neben Verflüssigungs- und Regasifizierungsterminals werden auch immer mehr LNG-Speicher errichtet (Storage Capacities);

diese haben zurzeit allerdings erst eine Kapazität von 30 Mio. t (IGU 2018). Sie dienen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, für die Weiterverteilung von LNG oder zur Beladung von Trucks.



## 22 LNG-GRÖSSENKLASSIFIZIERUNG

GIIGNL 2015; EMSA 2018

	Large Scale LNG	Medium Scale LNG	Small Scale LNG
<b>Verflüssigung</b>	> 1,0 Mio. t pro Jahr	0,4 - 1,0 Mio. t pro Jahr	< 0,4 Mio. t pro Jahr
<b>Schiffe</b>	100.000 - 267.000 m <sup>3</sup> LNG-Carrier	7.500 - 30.000 m <sup>3</sup> LNG-Feederschiffe	<10.000 m <sup>3</sup>
<b>Aufnahmeterminals</b>	>100.000 m <sup>3</sup>	10.000 - 100.000 m <sup>3</sup>	
<b>Bunkerstationen</b>		Bunkerterminals 270 - 2.000 m <sup>3</sup> /Tag	Bunkerstationen 35 -135 m <sup>3</sup> /Tag
<b>Tankwagen</b>			35 - 56 m <sup>3</sup> Truck 21 - 45 m <sup>3</sup> Container

### 3.5 RETAIL-INFRASTRUKTUR

Herstellung, Transport und Lagerung von LNG erfolgen fast ausschließlich über großindustrielle Einheiten. Im Hinblick auf Produktions-, Transport- und Lagerkapazitäten werden die bisherigen LNG-Aktivitäten als **Large-Scale-LNG** bezeichnet. Neue LNG-Aktivitäten wie Endverbraucheranwendungen im Mobilitätsbereich sind jedoch wesentlich kleinteiliger.

Sie erfordern entsprechend deutlich kleinteiligeren Einheiten für die Verteilung und Versorgung mit LNG; das heißt kleinere Zwischenlager, kleinere Abgabestationen mit entsprechenden Zugängen, kleinere Transportschiffe und Tankwagen zur Weiterverteilung bis zum Endverbraucher Schiff oder Lkw. Die Verkleinerung

(Miniaturisierung) der bisher großskaligen LNG-Aktivitäten wird daher auch **Small-Scale-LNG** oder **Retail-LNG** bezeichnet; sofern es sich um Mobilitätsanwendungen dreht auch Mobile LNG (GIIGNL 2015; EMSA 2018). Einen Überblick über die Größenklassifizierung von Teilschritten der LNG-Versorgungskette gibt Tabelle 22; die noch junge Kategorie **Micro Scale** (<0.1 MTPA) für LNG-Verflüssigungsanlagen ist hier allerdings nicht separat ausgewiesen.

Damit LNG als Kraftstoff im Verkehr genutzt werden kann, ist der Aufbau einer Infrastruktur für eine möglichst flächendeckende Versorgung in Häfen und an Land notwendig. Die EU hat mit einer Richtlinie zum Aufbau einer alternativen Kraftstoffinfrastruktur (2014/94/EU) für LNG in den See- und

Binnenhäfen und entlang der Fernstraßen des transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V) die Weichen für den Aufbau eines EU-weiten LNG-Versorgungsnetzes für die Schifffahrt und den schweren Straßengüterverkehr gestellt (EP/Council 2014).

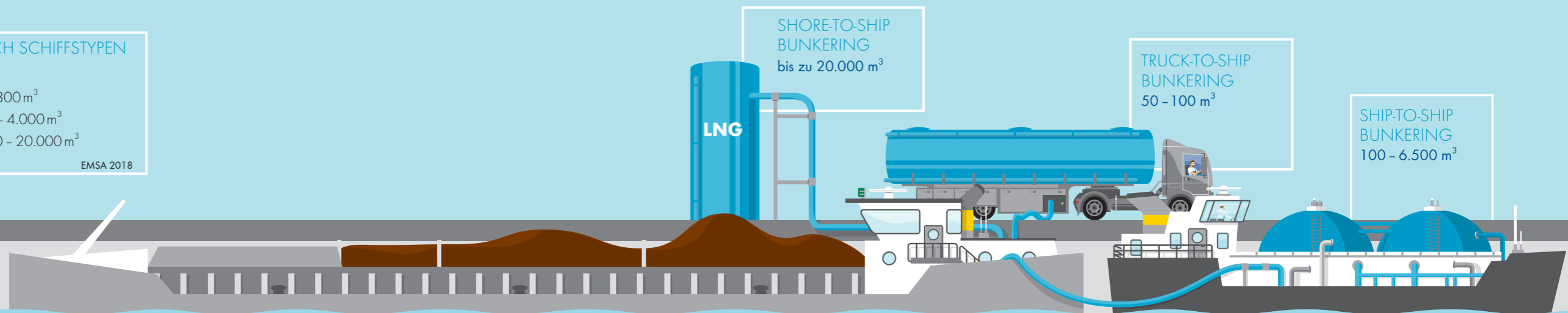
Die EU-Richtlinie 94/2014/EU oder auch AFID-Richtlinie gibt als Richtwert vor, dass in wichtigen Häfen des TEN-V-Kernnetzes LNG-Bunkerstationen sowie entlang des TEN-V Straßennetzes im Abstand von etwa 400 km LNG-Tankstellen bis zum Jahr 2025 gebaut werden. Der Aufbau dieser nationalen Netze soll dabei zwischen den EU-Nachbarstaaten koordiniert erfolgen. Hierzu erstellt jedes EU-Mitgliedsland einen Nationalen Strategierahmen und schreibt diesen kontinuierlich fort (BMVI 2016).

## 23 BUNKERING-GRÖSSENKLASSEN

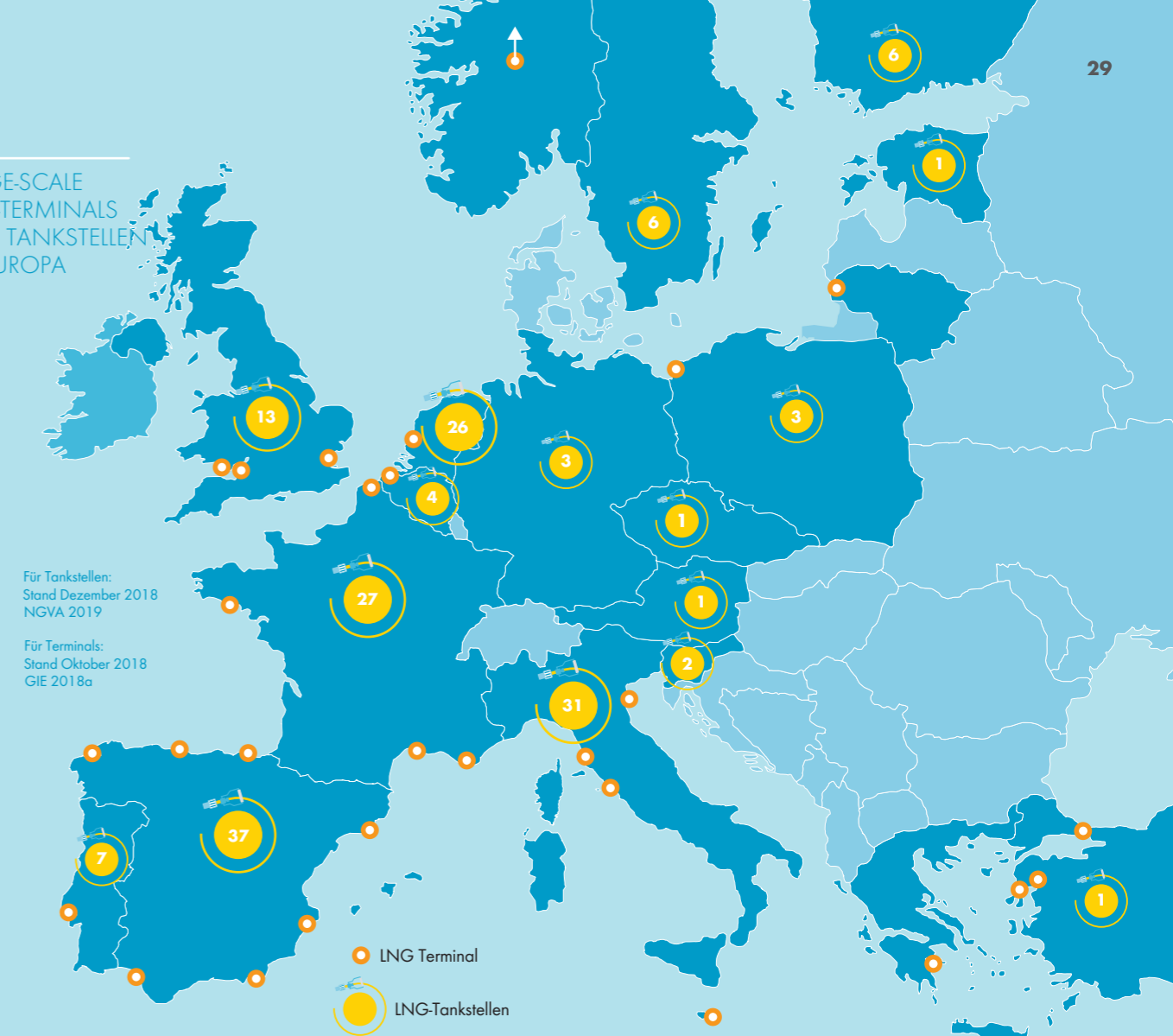
### LNG BUNKERVOLUMINA NACH SCHIFFSTYPEN

Boote	50 m <sup>3</sup>
RoRo & RoPax	400 - 800 m <sup>3</sup>
Kleine Frachter	2.000 - 4.000 m <sup>3</sup>
Tanker, Bulker & Container	10.000 - 20.000 m <sup>3</sup>

EMSA 2018



## 24 LARGE-SCALE LNG-TERMINALS UND TANKSTELLEN IN EUROPA



Insgesamt verfügen die EU-Staaten zurzeit über rund 150 LNG-Tankstellen. Die meisten LNG-Tankstellen befinden sich aktuell in Spanien (37) und Italien (31). Dahinter folgen Frankreich (27), die Niederlande (26) und Großbritannien (13). Ein weiterer Netzausbau erfolgt im Rahmen der EU-AFID-Richtlinie und anderer geförderter Projekte (wie Blue Corridors oder BioLNG EuroNet).

Weiterhin gibt es in Europa rund 30 Large-scale LNG-Importterminals. Die meisten befinden sich in Spanien. Die Lagerkapazitäten betragen in der Regel mehrere 100.000 m<sup>3</sup> LNG. Das größte Importterminal befindet sich auf der Isle of Grain in Großbritannien mit 1.000.000 m<sup>3</sup> Lagerkapazität. Weitere LNG-Importterminals befinden sich im Bau oder in Planung. Darüber hinaus gibt es ganz im Norden Norwegens (Hammerfest) ein Large-Scale Exportterminal (4,3 Mio. t). Zudem existiert eine nicht eingezeichnete größere und wachsende Anzahl von Small-Scale LNG-Import-, LNG-Export-, LNG-Verflüssigungsanlagen, Bunkerstationen sowie über 1.000 LNG-Kleinlager (GIE 2018 a, b).



## Bunkerstationen für Schiffe

Bei der LNG-Bebunkerung nehmen Schiffe LNG auf, welches zur Versorgung mit Antriebs- und Bordenergie von Schiffen eingesetzt wird. Grundsätzlich ist für den Aufbau der LNG-Tankinfrastruktur für Schiffe zwischen drei Bunkerkonzepten für See- und Binnenschiffe zu unterscheiden: Truck-to-Ship, Ship-to-Ship und Shore-to-Ship. Die einzelnen Bunkerkonzepte differieren in ihrer jeweiligen Leistungsfähigkeit wie Bunkervolumina oder Bunkergeschwindigkeit (EMSA 2018).

Bei **Truck-to-Ship** wird das mit LNG zu beunkende See- bzw. Binnenschiff direkt per Lkw versorgt. Dies ist eine temporäre oder für kleine Nachfragemengen geeignete Variante mit Bunkervolumina in Höhe von 50 bis 100 m<sup>3</sup>. Sie bietet sich an, wenn

keine andere Infrastruktur zum Be bunkern wirtschaftlich zu betreiben ist und stellt eine Art Einstiegsvariante dar.

Das Bunkern von LNG eines See- oder Binnenschiffs über ein LNG-Bunkerschiff wird als **Ship-to-Ship** bezeichnet. Die LNG-Bunkervolumina liegen hier höher, bei 100 bis 6.500 m<sup>3</sup>. LNG-Bunkerschiffe bieten eine gewisse Flexibilität des Be bunkersstands, da andere See- und Binnenhäfen erreicht und dort liegende Schiffe mit LNG versorgt werden können.

Das Bunkerkonzept **Shore-to-Ship** erfordert den Aufbau von Infrastruktur im Hafen. Es schafft die direkte Möglichkeit einer Betankung eines See- bzw. Binnenschiffs per Direktzugang zu einem stationären LNG-Tank bzw. einer LNG-Pipeline, die

mit einem LNG-Terminal verbunden ist. Die Betankung erfolgt mit Hilfe eines Ladearms statt eines Schlauchanschlusses und ermöglicht deutlich höhere Bunkerraten. Die LNG-Bunkervolumina reichen von RoRo/RoPax-Schiffen bis zu sehr großen Containerschiffen und Tankern (Very Large Containership oder Very Large Crude Carrier) mit bis zu 20.000 m<sup>3</sup> Tankvolumen.

Außer für die Energieversorgung von Schiffen kann LNG – geliefert im ISO Container, per Bunkerschiff oder Tankwagen – auch noch zum Betrieb von Stromgeneratoren im Hafenbereich eingesetzt werden.

Insgesamt gibt es in Europa zurzeit rund 40 bis 50 NG-Bunkerstationen für Schiffe, wovon einige an LNG-Terminals lokalisiert sind. Die meisten europäischen LNG-Bun-

kerstationen befinden sich in Norwegen, außerdem in den Niederlanden, Spanien sowie teilweise Frankreich. Weitere Bunkerstationen befinden sich im Bau oder in Planung. Globale Hotspots für die LNG-Bunkerung befinden sich in Südostasien, im Mittlerem Osten und im Golf von Mexiko (DNV GL 2018; GIE 2018b).

## LNG-Tankstellen

Die Verwendung von LNG im Straßengüterverkehr in schweren Lkw erfordert einerseits LNG Tankstellen, von denen aus regelmäßige Lkw ihre Touren starten und zu denen sie entsprechend der mit einer Tankfüllung erreichbaren Reichweite zurückkehren, um Kraftstoff nachzutanken. Um die Versorgung von LNG jedoch flächendeckend zu gewährleisten, ist andererseits eine LNG-

Tankstelleninfrastruktur entlang des übergeordneten europäischen Straßennetzes (Trans-European Transport Network TEN-V) zu errichten (EP/Council 2014).

Für den Straßengüterverkehr lässt sich der Ausbau der Tankstelleninfrastruktur an die LNG-Nachfrageentwicklung anpassen. Ist die Nachfrage nach LNG anfangs noch gering, bietet sich der Einsatz von mobilen Tankeinrichtungen an. Hierzu können Container von der Größe von 40 oder 45 Fuß genutzt werden, oder die Betankung erfolgt direkt aus Spezial-Trailern, die ein Volumen von 35 bis 56 m<sup>3</sup> LNG fassen (EMSA 2018).

Bei wachsender Nachfrage sind fest installierte LNG-Tankstellen, die mit einer hohen Verfügbarkeit zum Beispiel am

TEN-V-Straßennetz oder an Logistikstandorten schwere Lkw betanken können, wirtschaftlich sinnvoll. Solche Anlagen bestehen aus einem LNG-Lagertank mit einem Tankvolumen zwischen 20 und 80 m<sup>3</sup> (DVGW 2017).

Dabei kann eine LNG-Tankanlage als zusätzliches Kraftstoffangebot in eine bestehende Tankstelle integriert werden. Voraussetzung hierfür ist insbesondere, dass der verfügbare Platz auf dem bestehenden Gelände für die aufgeführten Anlagen ausreicht und die Anlieferung, die Lagerung und die Ausgabe von LNG neben anderen flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen technisch und regulatorisch möglich ist. Oder eine LNG-Tankstelle kann als alleinstehende Anlage (Stand-alone) neu errichtet werden.

## 25 ARCHITEKTUR EINER LNG-TANKSTELLE

Für den Bau einer LNG-Tankstelle sind bestimmte technische Komponenten erforderlich. Dazu gehören für alle Tankstellen ausreichend dimensionierte Speichermöglichkeiten für LNG, Wärmetauscher, die das LNG auf das zum Betanken erwünschte Gasdruckniveau bringen sowie Krypumpen, Steuerungsanlage und Dispenser (Zapfanlagen) für die Abgabe.

Ein LNG-Lagertank besteht aus einem doppelwandigen isolierten Gasbehälter, welcher das tiefkalte LNG vor Erwärmung schützt. Sein Fassungsvermögen liegt in der Regel zwischen

20 m<sup>3</sup> und 80 m<sup>3</sup>. Der maximale Füllstand liegt bei etwa 90%. Der Druckbehälter ist meist für einen inneren Überdruck von 8 bis 18 bar ausgelegt. Die minimale Auslegungstemperatur beträgt -195 °C, wobei die Betriebstemperatur zwischen -160 °C und -120 °C liegen soll (DVGW 2017).

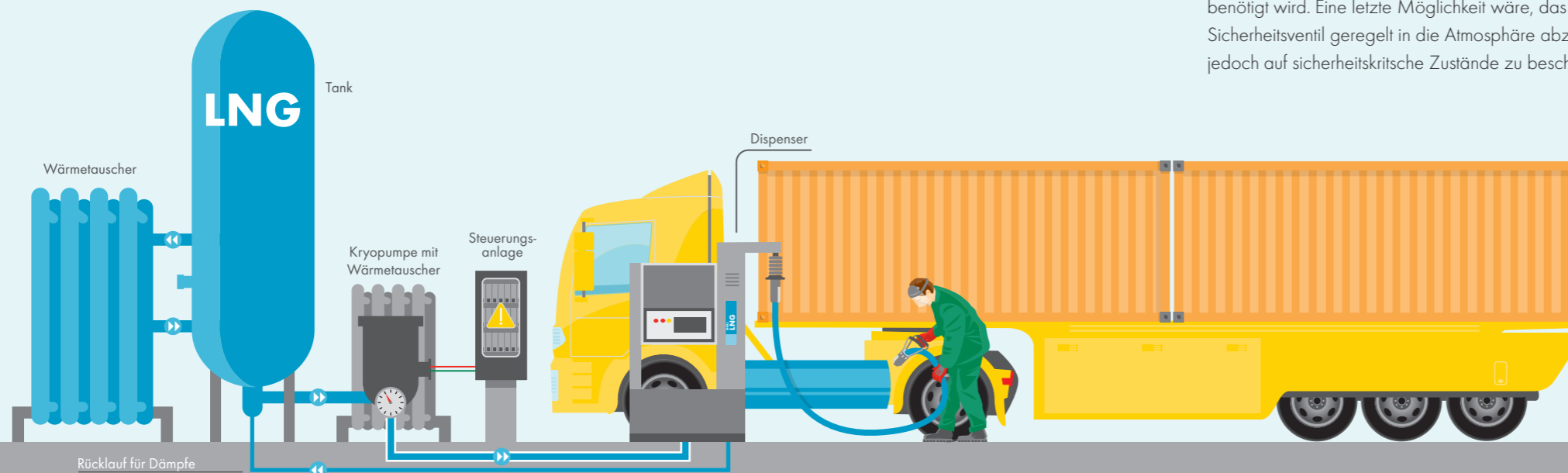
Im Normalbetrieb, das heißt bei regelmäßiger Nachfüllung werden Temperatur und Druck durch Zuführung tiefkalten LNGs auf niedrigem Niveau gehalten. Um das LNG auf den vom Tankkunden gewünschten Druck zu bringen, kann entweder

der gesamte Tankinhalt (Bulk Saturation) oder nur das für den Betankungsvorgang benötigte LNG (Life Saturation) per Wärmetauscher erwärmt werden.

Erwärmt sich das LNG im Tank, entsteht Boil-off-Gas, welches den Druck im inneren Tank kontinuierlich erhöht. Für den Tank kritische Innendrucke werden durch geeignete Vorkehrungen vermieden. Dazu gehören die Separierung und Verwendung des Boil-off-Gases als komprimiertes Erdgas, die Einspeisung in das Erdgaspipelinennetz (wenn vorhanden) oder die Rückverflüssigung (Reliquefaction), wofür wiederum ein Verdichter benötigt wird. Eine letzte Möglichkeit wäre, das LNG über ein Sicherheitsventil geregelt in die Atmosphäre abzugeben, dies ist jedoch auf sicherheitskritische Zustände zu beschränken.

Mit Hilfe einer Krypumpen wird das LNG aus dem LNG-Tank über tieftemperaturbeständige und kälteisolierte Leitungen zum Zapfpunkt (Dispenser) befördert. Von dort wird das LNG mittels eines für kalte Flüssigkeiten ausgelegten Schlauches und über eine Sicherheitskupplung, die an den Tank des Fahrzeuges angeschlossen wird, in den Fahrzeugtank gepumpt. Eine Zusatzverbindung führt verdampftes Gas, welches im Fahrzeugtank vorhanden ist, zum LNG-Lagertank zurück.

Die Betankung selbst darf nur durch eingewiesenes Personal erfolgen – hierfür muss ein Lkw Fahrer an einer kurzen Schulung teilnehmen. Bei der Betankung muss eine Arbeitsschutzkleidung angelegt werden. Vorgegeben sind eine Schutzbrille, Schutzhandschuhe und eine den Körper sowie Arme und Beine bedeckende Kleidung; denn kryogene Flüssigkeiten führen bei Kontakt mit der menschlichen Haut zu Verbrennungen.







## LNG IN DER SCHIFFFAHRT

Die Schifffahrt gehört zu den wichtigsten möglichen Anwendungsfeldern von LNG als Kraftstoff. Nutzen in der Vergangenheit fast ausschließlich große Transportschiffe für den LNG-Ferntransport während der Fahrt verdampfendes LNG für ihren Antrieb, wandelt sich das Bild für LNG in der Schifffahrt zunehmend. Vor allem getrieben von immer strengeren Auflagen für ihre Luftschadstoffemissionen werden alternative Kraftstoffe für die Schifffahrt gesucht. Die einzig ernsthaft diskutierte Kraftstoffalternative zu öl-basierten Schiffskraftstoffen in der Seeschifffahrt ist heute LNG (IMO 2016).

Im Folgenden wird zunächst der Bestand an Handelsschiffen qualitativ und quantitativ analysiert. Hierauf aufbauend erfolgt eine Untersuchung heutiger und zukünftiger LNG-Anwendungen in der Seeschifffahrt, in der Binnenschifffahrt und bei Schiffsumbauten (Retrofits). Es folgt eine allgemeine Darstellung von Motorenkonzepten sowie von LNG-Gasmotoren. Schließlich werden Trends der antriebsbedingten Emissionen von Schiffsmotoren, insbesondere Gasmotoren, sowie einschlägige Regulierungen diskutiert.

### 4.1. SCHIFFSBESTAND

Schiffe werden nach ihrem Anwendungsbereich in Binnen- und Seeschiffe sowie nach ihrer Transportaufgabe in verschiedene Arten eingeteilt. Zunächst werden die wichtigsten Beurteilungskriterien für Schiffe und die für die Seeschifffahrt relevantesten Schiffstypen vorgestellt. Anschließend erfolgt eine statistische Untersuchung der globalen Handelsschiffsflotte.

#### Schiffstypen

Wenngleich es keine eindeutige Konvention gibt, hat sich dennoch die Einteilung in General Cargo Schiffe, Containerschiffe, Massengutfrachter (Bulk Carrier oder Bulker), Öltanker und sogenannte „andere Schiffe“ etabliert.

Zu den General Cargo Schiffen gehören Mehrzweckfrachter für kombinierte und Stückgutladung, Spezialtransporter und Frachtschiffe für rollende Ladung (RoRo-Schiffe – Roll-on / Roll-off). Zu den anderen Schiffen zählen Tanker für verflüssigte Gase, spezielle Chemikalien und Ölpro-

dukte, Kühlschiffe, Schiffe für Bau und Versorgung von Offshore-Anlagen, Schlepper, Baggerschiffe, Behörden- und Militärfahrzeuge und die Gruppe der Passagierschiffe, die aus Kreuzfahrtschiffen, Fähren und Yachten besteht.

Zur amtlichen Bemessung von Schiffen wird heute allgemein das Maß der Bruttoreaumzahl (BRZ) verwendet, das nach bestimmten Regeln das umbaute Volumen eines Schiffes beschreibt. In der praktischen Anwendung jedoch werden Schiffe nach der Größe beschrieben, die ihrem Verwendungszweck nach maßgeblich ist.

So werden beispielsweise Containerschiffe nach der maximalen Stellplatzzahl für 20 Fuß-Standardcontainer (Twenty-foot Equivalent Unit oder TEU), Fähren nach der Anzahl der Passagierplätze (PAX), Schlepper nach ihrem Pfahlzug (tons bollard pull oder tbp) und Bulker sowie Tanker nach der maximalen Zuladungsmasse in Tonnen (dead weight tons oder DWT) beschrieben. Weiterhin ist es für ein Schiff wichtig, ob die Begrenzung der Zuladung eher durch deren Platzbedarf (Volume Carrier wie Fähren oder Autotransporter) oder durch deren Masse (Weight Carrier wie Bulker oder Tanker) gegeben ist.

Nachfolgend werden einige besondere Schiffstypen näher beschrieben. Die Auswahl erfolgt anhand ihrer zahlenmäßigen Bedeutung, der weltweiten Flotte sowie anderer Gesichtspunkte, die den Einsatz von LNG besonders nahelegen. Die Beschreibungen beziehen sich grundsätzlich auf Seeschiffe, lassen sich aber auf Binnenschiffe übertragen. Auf

Besonderheiten von Binnenschiffen wird gesondert hingewiesen.

#### Mehrzweckfrachter

Der klassische Mehrzweckfrachter (general cargo ship oder multi-purpose vessel) ist in der Lage, mehrere verschiedene verpackte Güter gleichzeitig zu transportieren. Dank bordeigenem, leistungsfähigem Ladeschirr lassen sich Stückgut, Massengut und ISO-Container unabhängig von den örtlichen Gegebenheiten im Hafen löschen. Mehrzweckfrachter werden aufgrund der fortschreitenden Spezialisierung von Schiffen nach und nach von Containerschiffen und Massengutfrachtern verdrängt. Aufgrund ihrer langen Lebensdauer sind sie weltweit jedoch noch weit verbreitet.

#### Containerschiffe

Containerschiffe sind auf den Transport international standardisierter Container spezialisiert. Die Größenordnung dieser Schiffe wird in TEU (Twenty-foot Equivalent Unit) angegeben. Heute werden haupt-

sächlich Container der doppelten Länge (auch Forty-foot Equivalent Unit oder FEU) verschifft.

Das Fassungsvermögen von Containerschiffen reicht von kleinen Feederschiffen mit 1.000 TEU bis hin zu großen Hochseeschiffen mit 8.000 bis 10.000 (Very Large Container Ships bzw. VLCS) oder gar 22.000 Containerstellplätzen (Ultra Large Container Vessel bzw. ULCV). Containerschiffe befahren festgelegte Routen in einem engen Zeitplan.

Der termingerechte Transport erfordert eine für derartige Schiffe hohe Geschwindigkeit von 17 bis zu 20 Knoten (kn), was die üblichen schlanken Rumpfwürfe begründet. Niedrige Treibstoffkosten führten zu noch höheren Geschwindigkeiten von bis zu 30 kn, was maßgeblich zu den höchsten, auf Schiffen installierten Antriebsleistungen von bis zu 80.000 kW führte. Die inzwischen deutlich gestiegenen Kraftstoffpreise sowie eine anhaltende Schifffahrtskrise führten in den vergangenen Jahren jedoch

zur deutlichen Verlangsamung der Containerschiffahrt (Slow Steaming) und somit wieder zurück zu geringeren installierten Antriebsleistungen.

In der Containerschiffahrt spielt Deutschland eine wichtige Rolle; denn hier sitzt der weltgrößte Anteil an Eignern und Betreibern (Reedern) von Containerschiffen.

**Massengutfrachter**

Etwa ein Drittel des weltweiten Seetransports wird von Massengutfrachtern übernommen. Die losen Massengüter wie Erz, Kohle oder Getreide werden auch Schüttgut genannt. Da der Transport durch einen kontinuierlichen Warenstrom geprägt ist (das einzelne Stück Erz muss nicht zeitnah am Ziel ankommen), werden hohe Transportkapazitäten und viele Schiffe benötigt, hohe Geschwindigkeiten hingegen nicht. Daher erreichen Massengutfrachter eine Durchschnittsgeschwindigkeit von etwa 13 bis 15 Knoten.

Der Schiffsentwurf von Massengutfrachtern ist geprägt durch eine möglichst hohe Verdrängung bei gegebenen Hauptabmessungen, was sehr völlige Rumpfformen zur Folge hat. Die erforderlichen Antriebsleistungen sind trotzdem dank der niedrigen Geschwindigkeiten relativ gering. Die Einteilung erfolgt anhand der Ladekapazität. Gängige Kategorien sind: Handysize

Bulker bis 40.000 DWT, Supramax Bulker bis 60.000 DWT, Panamax Bulker bis 100.000 DWT und Capesize Bulker ab 100.000 DWT.

**Öltanker**

Öltanker unterliegen ähnlichen Randbedingungen wie Bulker: Die Fracht ist keine Terminware, nur der kontinuierliche Warenstrom muss aufrechterhalten werden. Dadurch sind nur geringe Geschwindigkeiten erforderlich, gleichzeitig ist eine hohe Tragfähigkeit gewünscht.

Der Transport von Flüssigkeiten stellt allerdings besondere Anforderungen an die Konstruktion. Die Flüssigkeitsbewegung in teilgefüllten Tanks kann zu erheblichem Stabilitätsverlust bei nur kleinen Neigungen führen. Zudem sind bei der Auslegung Umweltschutz- und Sicherheitsauflagen zu berücksichtigen. Dies äußert sich etwa in der Anordnung, Größe und Befüllung der Tanks, in doppelhülligen Rumpfen sowie in einer ausreichenden Querverfestigung und einem geschlossenen Oberdeck.

Die Größen der Tanker werden ähnlich den Massengutfrachtern eingeteilt: Coastal Tanker (ab 10.000 DWT), Aframax Tanker (bis 119.000 DWT), Suez-Max Tanker (ca. 240.000 DWT), Very Large Crude Carriers (ab 200.000 DWT) und Ultra Large Crude Carriers (ab 320.000 DWT).

**Passagierschiffe**

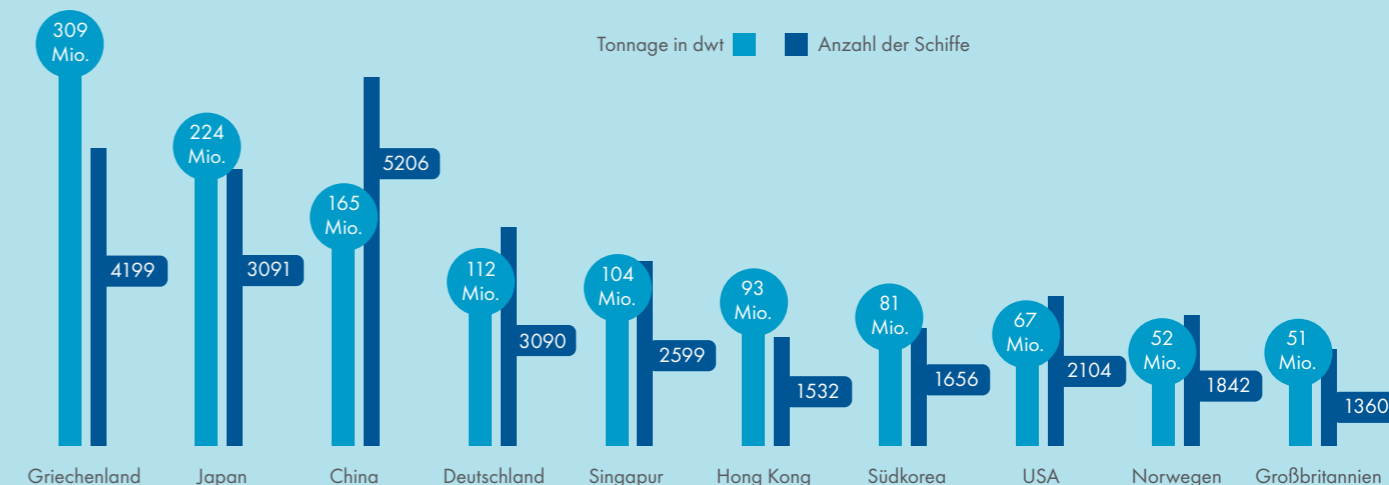
Dem Transport von Passagieren dienen Kreuzfahrtschiffe und Fähren. Zwischen beiden Schiffstypen existiert jedoch ein wesentlicher Unterschied: Während Fähren, die zum Teil ausschließlich Personen, zum Teil aber auch Personen und Fahrzeuge (RoPax) befördern, den Zweck eines Verkehrsmittels erfüllen, dienen Kreuzfahrtschiffe der Gestaltung von Freizeit der Passagiere.

Folglich sind Fähren auf den effizienten und schnellen Transport ihrer Fracht ausgelegt, während Kreuzfahrtschiffe einen energieaufwändigen Betrieb mit umfangreichen gastronomischen und Freizeitangeboten erfordern, bei dem die Fortbewegung unter Umständen zur Nebensache wird.

Beiden Schiffstypen ist jedoch gemein, dass sie und ihre Betreiber in der gesellschaftlichen Wahrnehmung durch den direkten Bezug des Nutzers zur Transportleistung unter höherem Druck stehen, umwelt- und gesundheitsrelevante Fortschritte zu erzielen. Wenngleich diese Schiffstypen zahlenmäßig gering vertreten sind, kommt ihnen dadurch eine wesentliche Bedeutung, wenn nicht gar Pionierfunktion in Bezug auf den Einsatz alternativer Antriebe und Treibstoffe wie LNG zu.

**27 TONNAGE UND ANZAHL DER SCHIFFE NACH LÄNDERN, 2017**

UNCTAD 2017; eigene Darstellung



**Globale Handelsflotte**

Die globale Handelsflotte verfügt zurzeit (2017) über eine Gesamttragfähigkeit (DWT) von über 1,9 Mrd. Tonnen auf etwa 93.000 Schiffe verteilt. Bulker und Tanker zusammen machen in etwa 23% der Flotte aus, fassen aber ca. 53% der Gesamttragfähigkeit (Abbildung 26). Nur gut 5% der Handelsflotte sind Containerschiffe; diese stellen aber rund 13% ihrer Tragfähigkeit (UNCTADstat 2018). Rund die Hälfte des Schiffsbestands fällt in die Kategorie „andere“. Darunter fallen auch 4.428 Passagierschiffe und Fähren und 458 Kreuzfahrtschiffe (DM 2017).

Die Zahl der Schiffe ist in den vergangenen Jahren deutlich gewachsen; ihre Tragfähigkeit hat sich in den vergangenen 15 Jahren mehr als verdoppelt (UNCTADstat 2018). Da die BRZ stärker wächst als die Anzahl der Neubauten, kann ein Trend zu immer größeren Schiffen beobachtet werden.

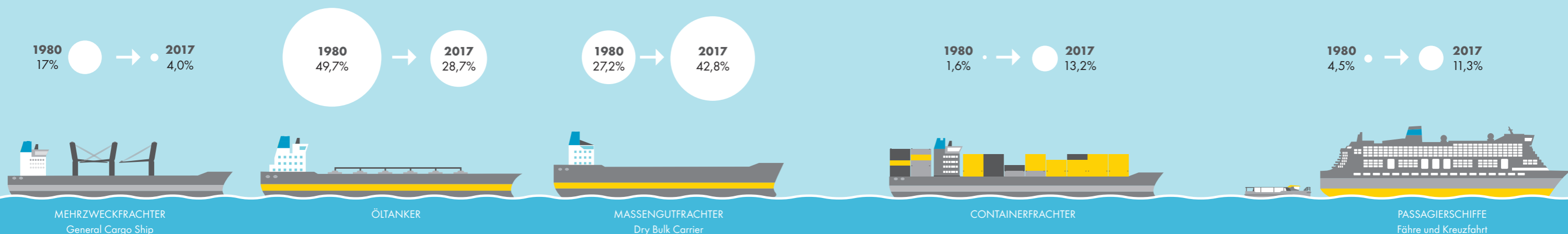
Das Durchschnittsalter der globalen Handelsschiffsflotte beträgt in etwa 20 Jahre. Unter Berücksichtigung der jungen Neubauten bedeutet das, dass die Lebensdauer von Schiffen durchaus 30 Jahre betragen kann. Jährlich werden etwa 5.000 neue Schiffe in Dienst gestellt und weniger als 2.000 verschrottet.

Die wichtigsten Schiffbauer sind Südkorea, China und Japan. Die Verschrottung konzentriert sich auf Indien, Bangladesch, Pakistan und China. Da mehr Schiffe zugelassen als verschrottet werden, wächst die Welt handelsflotte – allerdings mit erheblichen Schwankungen (UNCTAD 2017).

Die wichtigsten Schiffsnationen nach Zahl der Schiffe sind Griechenland, Japan, China, gefolgt von Deutschland und Singapur (Abbildung 27). Mit 5.200 Schiffen besitzt China die größte Handelsflotte. Die fünf größten Schiffsnationen kontrollieren mehr als die Hälfte der weltweiten Güterschiffskapazitäten (in DWT).

**26 SCHIFFSTYPEN UND IHR ANTEIL AN DER WELTWEITEN GESAMTTTRAGFÄHIGKEIT (DWT), 1980 ZU 2017**

UNCTAD 2017; eigene Darstellung



Ökonomisch besitzen die USA die wertvollste Handelsflotte – im Durchschnitt hat jedes Schiff einen Wert von fast 100 Mio. USD. In der Containerschiffahrt ist Deutschland (nach Containerkapazität) die führende Schiffsnation vor China und Griechenland. Allerdings fahren über 70% der Handelsschiffe aus steuerlichen und Gründen der Arbeitssicherheit nicht unter der Flagge des Landes, in dem ihr Eigentümer sitzt. Die wichtigsten Flaggenstaaten sind – mit Abstand - kleinere Länder wie Panama, Liberia oder die Marshallinseln.

### LNG-Schiffe

Im Gegensatz zur globalen Handelsschiffsflotte ist der Bestand an LNG-Schiffen immer noch klein (Abbildung 28). Wie sieht die LNG-Schiffsflotte heute aus? Und wie entwickeln sich die Neuzulassungen von LNG-Schiffen?

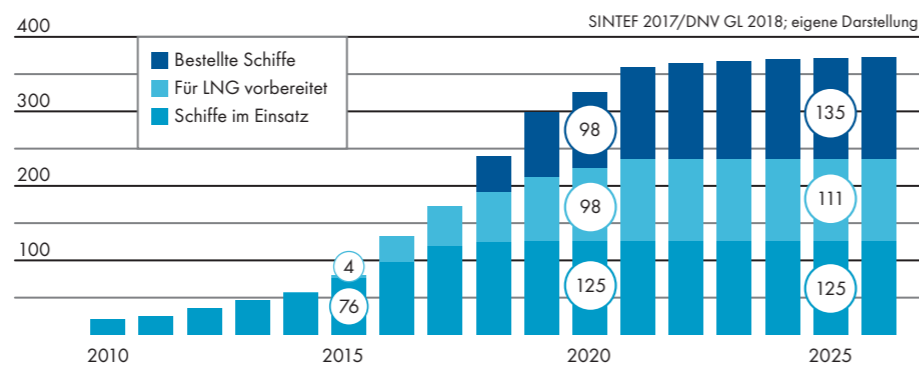
Zum Ende des Jahres 2018 verkehrten weltweit 125 mit LNG angetriebene Seeschiffe, die LNG als Kraftstoff führen (sogenannte LNG-fuelled ships). Darüber hinaus werden noch rund 230 LNG-Tanker bzw. LNG-Carrier (LNGC) in der Regel mit dem „Abdampf“ (so genanntes Boil-off-Gas) betrieben, der während des Transports von LNG entsteht (UNCTAD 2017; DNV GL 2018).

Aufgrund der emissionsgünstigen Kraftstoffeigenschaften, insbesondere in der ottomotorischen Verbrennung, wird LNG für die Schifffahrt immer interessanter. Das gilt insbesondere für Schiffe, die vorrangig in ECA-Gebieten und damit in Küstennähe operieren.

Eine große Herausforderung für LNG als Brennstoff für Schiffe ist, dass die auf das Volumen bezogene Energiedichte von LNG unter Berücksichtigung der Tankkonstruktion (druckfester Behälter für kryogene Flüssigkeiten) etwa ein Viertel eines vergleichbaren Dieselmotors beträgt. Dies verursacht eine deutliche Reduzierung des nutzbaren Volumens eines Schiffes.

Das erforderliche Tankvolumen wird maßgeblich durch die Antriebsleistung und die Reichweite des Schiffes bestimmt. Ein Schwerpunkt für LNG sind demnach Passa-

## 28 ENTWICKLUNG DES LNG-SCHIFFSBESTANDS



gierfähren, die kurze Strecken zurücklegen und somit lediglich geringe Bunkerkapazitäten beziehungsweise geringe Tankvolumina benötigen.

Etwa ein Viertel (33 Schiffe) der vorhandenen LNG-betriebenen Flotte sind Passagierfähren, die vorrangig in Nordeuropa verkehren. Ebenso sind Schlepper, die nur in örtlich begrenzten Gebieten fahren, bereits mit zehn Schiffen auf dem Markt vertreten. Hinzu kommen weltweit zehn Tanker und drei Massengutfrachter, die das verflüssigte Erdgas als Kraftstoff nutzen (DNV 2018).

Die restlichen mit LNG betriebenen Schiffe betreffen andere Typen mit Kurzstrecken-Fahrprofilen und sind gekennzeichnet durch Pilotprojekte. Diese sollen den Auftraggebern, Werften, Motorenherstellern und Zulieferern zum Sammeln von Erfahrungen im Umgang mit LNG dienen. Hierzu zählen erste LNG-betriebene Patrouillen-Boote (Finnland), der erste Eisbrecher mit Dual-Fuel-Antrieb (Finnland), kleine Containerschiffe (Feeder), kleinere Massengutfrachter sowie Spezialschiffe und Ro-Ro-Fähren (DNV 2018).

Weltweiter Vorreiter für den Einsatz LNG-betriebener Schiffe ist Norwegen mit 61 operierenden Schiffen und damit der Hälfte der global existierenden Flotte. Norwegen ist nicht nur der bedeutendste Erdgasförderer Westeuropas. Es besitzt auch bereits eine Infrastruktur zum Bunkern von flüssigem Erdgas, vornehmlich aber gesetzliche Regularien und finanzielle Anreizmechanismen für den Einsatz von LNG durch die Regierung.

Die EU-weit agierende Flotte mit weiteren 23 Schiffen macht zusätzlich zu Norwegen ca. 18% der weltweit existierenden Seeschiffe mit LNG-Antrieb aus. Seit 2012 hat sich auch der amerikanische Seetransport mit Flüssigerdgasantrieb zu einer Flotte von 17 Schiffen entwickelt. Hingegen sind in asiatischen Gewässern nur sieben der mit LNG betriebenen Schiffe im Einsatz.

### Neubau LNG-Schiffe

Bis 2026 sind bereits 136 Aufträge für Neubauten mit LNG-Antrieb bestätigt. Wenngleich die bestehende Flotte gegenwärtig von regional verkehrenden Fähren dominiert wird, weisen die Auftragsbücher der Werften eine wachsende Spezialisierung und einen Trend zu größeren Schiffen wie Öl- und Chemietankern, Container- und Kreuzfahrtschiffen auf. Zwölf der 136 bereits verifizierten Neuaufträge sind Umrüstungsprojekte, bisher vorrangig Fährschiffe.

Die Aufstockung im Fährsegment endet den Auftragszahlen zufolge vorerst mit der Ablieferung der neuesten 14 Fährschiffe Ende 2018, sodass die globale Fährflotte dann 47 Schiffe mit LNG-Antrieb umfassen wird (DNV GL 2018). Der Zuwachs im Bereich der Tanker macht 25% entsprechend 33 Neubauten und 15% entsprechend 21 Containerschiffen bis 2021 aus. Angesichts der über 5.300 weltweit agierenden Containerschiffe ist der Anteil der mit LNG betriebenen Schiffe gering (DM 2017).

Ein weiterer Markt, der sich dem Alternativen Kraftstoff LNG erst 2018 eröffnete, ist die Kreuzfahrtbranche: Bis 2024 werden von

den weltweit etwa 270 Kreuzfahrtschiffen (CLIA 2017) dann 23 Einheiten mit flüssigem Erdgas betrieben, was einen Großteil der Neubauten ausmacht.

Zudem ist besonders im Bereich der Kurzstrecken- und Spezialschiffahrt ein vermehrtes Interesse an verflüssigtem Erdgas als Kraftstoff zu verzeichnen: Neben 14 Spezialschiffen wie Schwimmbaggern, Fischereiboote, Off-Shore-Installationschiffen sowie Behörden- und Forschungsschiffen werden bis 2020 auch weitere fünf Schlepper mit LNG Antrieb von den Werften abgeliefert.

Der Ausblick auf die zukünftigen Schiffsneubauten ist geprägt durch die Verteilung bzw. Lage der ECA-Gebiete. Nordeuropas Gewässer gehören zu den ECA-Gebieten und unterliegen somit den strengen Regularien bezüglich der Emissionsgrenzwerte. Daraus lässt sich der Zuwachs von insgesamt 73 Neubau-Aufträgen für eben diese Fahrtgebiete ableiten (inklusive Norwegen). In amerikanischen Küstengewässern wird sich die Zahl der LNG-betriebenen Flotte bis 2024 auf 28 Schiffe verdoppeln (DNV GL 2018).

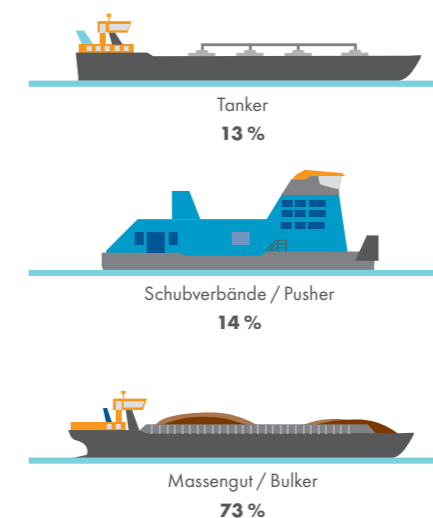
Die Anzahl der global verkehrenden Seeschiffe mit LNG-fähigem Antrieb, sowohl als Neu- als auch als Umbau, erhöht sich aufgrund der gestiegenen Auftragsquote im Bereich der Containerschiffe, Tanker und Kreuzfahrtschiffe auf insgesamt 94 Fahrzeuge.

Zählt man den heutigen LNG Schiffsbestand, die zurzeit bekannten LNG-Neubauten sowie zu LNG konvertierbare Schiffe (LNG ready vessels) zusammen, dann kommt man bis Mitte der 2020er Jahre auf rund 400 LNG-betriebene Schiffe (DNV GL 2018).

### Binnenschiffe und LNG

Die Flotte der europäischen Binnenschiffe besteht heute aus insgesamt 13.500 Schiffen (einschließlich Schleppern und Schubverbänden) mit einer Ladekapazität von 17 Mio. Tonnen. Die wichtigsten Schiffstypen der europäischen Binnenschiffahrt verteilen sich auf die zwei europäischen Binnenschiffskategorien IV und V

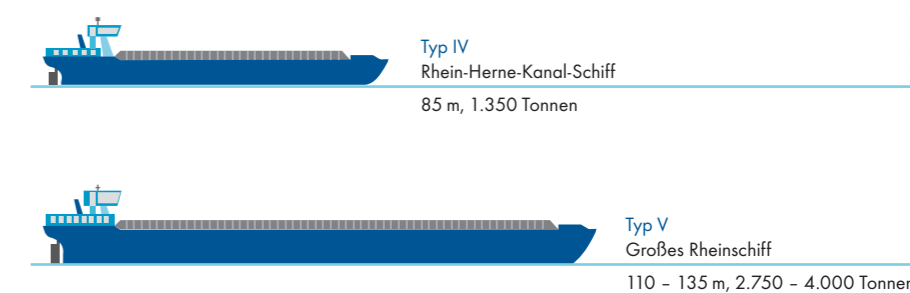
## 29 ANTEIL VON SCHIFFSTYPEN AN DER EU-BINNENSCHIFFFAHRT 2015



(Abbildung 30): das Große Rheinschiff (Large Rhine Vessel) in Ausführungen mit einer Länge von 110 bis 135 m und einer Tragfähigkeit von 3.000 bis 4.000 Tonnen oder ca. 200 bis 270 Containern sowie das Rhein-Herne-Kanal-Schiff (Rhine-Herne-Canal Vessel) mit 85 Metern Länge und einer Tragfähigkeit von 1.500 Tonnen oder etwa 100 Containern (CE Delft 2017; BVB 2019).

Der Schwerpunkt der europäischen Binnenschiffahrt liegt vor allem in der Rheinregion (85%) und in der Donauregion (15%); entsprechend verkehren rund 10.000 Schiffe im Rheinbecken und gut 3.000 im Donaubecken. Mehr als die Hälfte der Rheinflotte fährt unter niederländischer, mehr als die Hälfte der Donaufflotte unter rumänischer Flagge.

## 30 WICHTIGSTE BINNENSCHIFFSTYPEN



Während das Frachtspektrum auf dem Rhein breit gestreut ist und von Baumaterialien, Energieressourcen zu Containern reicht, dominieren auf der Donau Stahl und landwirtschaftliche Erzeugnisse. Fast drei Viertel (73%) der EU-Flotte besteht folglich aus Frachtschiffen; die übrigen 27% teilen sich etwa zu gleichen Teilen auf Tanker sowie Schlepper und Zugverbände auf. Dabei sind Tankschiffe wegen der dort ansässigen Chemie- und Mineralölindustrie vor allem auf dem Rhein präsent (EU-COM/CCNR 2018, ZKR 2018).

Binnenschiffe sind generell sehr alt. In Belgien, den Niederlanden und Deutschland sind mehr als die Hälfte der Schiffe über 50 Jahre alt; über 15% sind sogar älter als 75 Jahre. Die Donaufflotte ist etwas jünger, wobei das Durchschnittsalter je nach Land stark schwankt.

Die Zahl der Schiffe ist in den vergangenen Jahren leicht rückläufig. Da die Neubauten jedoch größer werden, legt die Schiffs-tonnage pro Schiff tendenziell zu – auf zuletzt durchschnittlich 1.250 Tonnen Ladekapazität.

Die Zahl der Neubauten lag in den vergangenen Jahren teilweise deutlich unter 100 Schiffen pro Jahr. Die Hälfte der Neubauten waren Passagier- bzw. Kreuzfahrtschiffe. Zuletzt hat sich die Neubauaktivität wieder etwas erhöht.

Die Zahl der Flusskreuzfahrtschiffe hat sich in den vergangenen 15 Jahren verdoppelt und liegt inzwischen bei rund 350 Schiffen. Mehr als zwei Fünftel der Kreuzfahrtschiffe wurden seit 2010 gebaut; über 150 der



europäischen Flusskreuzfahrtschiffe sind in der Schweiz registriert (ZKR 2018).

Zunehmend wird bei Schiffsneubauten auch in Umweltschutzmaßnahmen – wie erhöhte Effizienz, Abgasreinigung oder alternative Antriebe und Kraftstoffe – investiert; besonderes Augenmerk gilt dabei den Luftschadstoffemissionen. Um die ab 2019 geltende Stufe V der EU-Abgasvorschriften für Binnenschiffe (2016/1628/EU) zu erreichen (EP/Council 2016b), sind beispw. eine Kombination von selektiver katalytischer Reduktion und Partikelfilter oder alternativ ein LNG-Antrieb erforderlich. Wie auch bei den Seeschiffen, liegen Passagierschiffe in Bezug auf Umweltschutzinvestitionen vor den Güterschiffen.

Bisher sind **fünf mit Erdgas betriebene Binnenschiffe** auf europäischen inländischen Wasserwegen im Einsatz. Davon sind vier Schiffe Chemie- oder LNG-Tanker und ein Binnencontainerschiff (OEIN 2018). Der verstärkte Einsatz von LNG in der Binnenschifffahrt leidet unter technischen, regulatorischen, infrastrukturellen sowie finanziellen Hemmnissen. Technisch herausfordernd sind die binären Fahrprofile (ineffizienter Einsatz von Dual-Fuel-Motoren bei Fahrt flussabwärts, hohe Leistungsanforderungen flussaufwärts) der Binnenschifffahrt. Einheitliche Richtlinien im Zusammenhang mit der Nutzung und dem Transport von LNG in der Binnenschifffahrt befinden sich noch in der Entwicklung. Es gibt nach wie vor zu wenige Bunkerstationen. Zudem steht eine von kleinen und mittelständischen Unternehmen (ca. 80%) geprägte Binnenschifffahrt erhöhten Kosten für LNG-Neubauten oder LNG-Retrofits und entsprechend langen Amortisationszeiten gegenüber.

Für einen verstärkten Einsatz von LNG-Antrieben sind deutliche Kostensenkungen notwendige Voraussetzung. Die LNG-Infrastruktur wird durch die EU-AFID-Richtlinie 2014/94/EU für den Ausbau der Infrastruktur alternativer Kraftstoffe sowie das EU-Aktionsprogramm NAIADDES zur Förderung der europäischen Binnenschifffahrt gefördert. Dabei setzt das NAIADDES-Programm im Besonderen auf LNG-Antriebe für die Binnenschifffahrt;

denn diese versprechen in Bezug auf die kommenden Abgasstandards Stufe V gemäß EU-Richtlinie 2015/1628/EU die besten Ergebnisse (EU-COM 2013).

#### Schiffsmbauten (Retrofits)

Der Entwurf und die Auslegung von Schiffsneubauten lassen Konzepte zu, wonach Schiffe „**LNG-ready**“ ausgelegt werden können. Kennzeichnend ist die vorhandene bordseitige Infrastruktur zum Einsatz von LNG; neben dem entsprechenden Motor zählen hierzu die Lagermöglichkeit des Erdgases in flüssiger Form, die notwendigen Rohr- und Überwachungssysteme sowie die konstruktive sichere Auslegung der Schiffsstruktur (vgl. beispw. ABS 2014). Hierdurch soll ein späterer Umstieg von Schweröl/Marinediesel auf LNG erleichtert werden.

Neben dem Neubau kann die Flotte der mit LNG betriebenen Schiffe zudem durch Umrüstung (**Retrofit**) erweitert werden. Bislang wird jedoch nur etwa 1 % der Handelsflotte als Retrofit-fähig eingestuft – mehr befinden sich jedoch in Planung (UNCTAD 2017).

Grundsätzlich ist der Umbau bestehender Schiffe auf LNG-basierte Antriebe jedoch aufwändig und wird lediglich in geringem Maße zur Umweltverträglichkeit der bestehenden Flotte beitragen. Neben dem Platzbedarf für die isolierten und druckfesten Tanks, der bei gleichem Energieinhalt etwa viermal höher ist im Vergleich zu herkömmlichem Dieselmotor, dem Platzbedarf für die Gasaufbereitung und die Randbedingungen durch die Sicherheitsanforderungen an die Einbauposition, stellt der Umbau der Motoren eine wesentliche Herausforderung dar. Die Umrüstung von Dieselmotoren auf Erdgasbetrieb erfordert grundsätzliche konstruktive Änderungen und ist in der Regel mit einer Leistungseinbuße verbunden.

Hinzu kommt, dass die Grenzwerte für Stickoxide und Treibhausgase nur für Neubauten gelten, so dass der Anreiz für die fahrende Flotte ausschließlich aus der Reduzierung der Schwefeloxide herrührt. Die Grenzwerte können allerdings auch durch den Einsatz von teureren,

aber schwefelarmen Schiffskraftstoffen (Marinegasöl oder Low Sulphur Fuel Oil) erreicht werden. LNG-Retrofits kommen daher vorwiegend im Rahmen geförderter Projekte in Frage.

## 4.2 SCHIFFSANTRIEBE

Der bis heute übliche Schiffsantrieb ist der mit Schweröl oder Marinegasöl betriebene Dieselmotor. Im Folgenden werden zunächst die wichtigsten Ausführungen von heutigen Schiffsmotorenkonzepten diskutiert, bevor anschließend auf neuere Entwicklungen bei mit LNG betriebenen Gasmotoren für Schiffe eingegangen wird.

### Antriebskonzepte

Die auf Schiffen benötigte Leistung für Energieversorgung und Antrieb kann im Wesentlichen von drei unterschiedlichen Energiewandlern bereitgestellt werden. Es wird zwischen langsam laufenden Zweitaktmotoren, mittelschnell laufenden Viertaktmotoren und Turbinen unterschieden. Hierbei können auch Kombinationen der Antriebskonzepte auf Schiffen realisiert sein.

Containerschiffe, Bulker und Tanker werden heute fast ausschließlich von **langsam laufenden Zweitaktmotoren** angetrieben. Diese Motoren werden aufgrund ihrer niedrigen Drehzahl von 60 bis 200 Umdrehungen pro Minute durch eine Welle direkt mit dem Schiffspropeller verbunden. Die Stromerzeugung an Bord wird durch kleinere Hilfsaggregate (Viertaktmotoren mit Generator) realisiert. Langsamlaufende Zweitakter zeichnen sich durch die höchsten Wirkungsgrade von über 50% und somit die niedrigsten Verbräuche aus (Abbildung 31). In der Technik existieren keine effizienteren Wärmekraftmaschinen.

Bei gleicher Leistung bauen **mittelschnell laufende Viertaktmotoren** kompakter als Zweitakter. Wenn das Platzangebot wie auf Fähren, großen Schleppern und kleineren Containerschiffen begrenzt ist, wird ein leicht erhöhter Kraftstoffverbrauch für die kompakte Bauweise in Kauf genommen. Der Drehzahlbereich bewegt sich zwischen 300 und 800 Umdrehungen

pro Minute und wird durch ein Getriebe an den Schiffspropeller angepasst, der als Verstellpropeller mit veränderlicher Flügelsteigung ausgeführt ist.

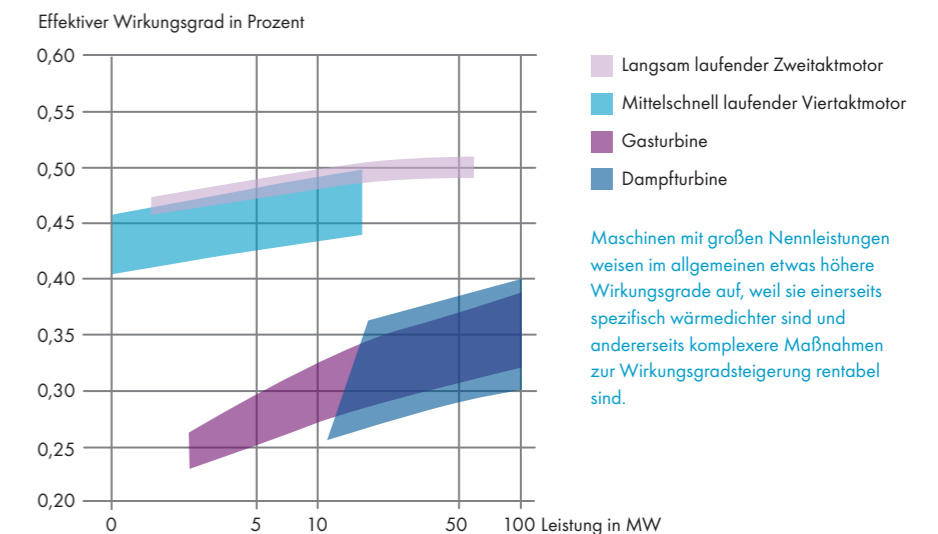
In der Regel wird auch auf solchen Schiffen der elektrische Leistungsbedarf durch Generatorsätze (Dieselmotor mit Generator) erzeugt, die aus kleineren Viertaktmotoren und direkt angehängten Generatoren bestehen. Es ist jedoch auch üblich, am Getriebe des Hauptantriebs einen Generator anzuschließen, der dann durch die Hauptmaschine mit angetrieben wird. Diese Lösung ist effizient und spart während der Fahrt Betriebszeit der dennoch vorhandenen Generatorsätze. Sie hat jedoch den Nachteil, dass der gesamte Antriebsstrang aus technischen Gründen bei konstanter Drehzahl betrieben werden muss, was besonders bei niedrigen Schiffsgeschwindigkeiten ineffizient ist.

Diese **diesel-mechanischen** Standardkonfigurationen machen eine Platzierung der Verbrennungsmotoren in unmittelbarer Nähe zum Propeller unabdingbar. Sie sind aber äußerst effizient und auf nahezu allen seegehenden Frachtschiffen zu finden.

Im Gegensatz dazu hat sich auf Schiffen, die eine hohe betriebliche Flexibilität benötigen und einen hohen elektrischen Leistungsbedarf im Vergleich zur Antriebsleistung haben, der **diesel-elektrische** (DE) Antrieb durchgesetzt. Kreuzfahrtschiffe sind Beispiele dafür und werden heutzutage ausschließlich mit DE-Antrieben ausgestattet. Dabei werden große Viertaktmotoren direkt mit Generatoren zur Stromerzeugung verbunden. Die elektrische Leistung genügt sowohl für den Hotelbetrieb als auch für den Antrieb der Propeller. Anstelle von Haupt-Dieselmotoren weisen die Systeme dann elektrische Fahrmotoren zum Antrieb der Propeller auf. Gegen den Vorteil der betrieblichen Flexibilität steht jedoch der Nachteil der geringen Gesamteffizienz, weil die Antriebsleistung einem Wandel zwischen mechanischer und elektrischer Leistung und umgekehrt unterliegt.

Kolbenmotoren, vor allem Dieselmotoren, dominieren heute mit über 90% Anteil die Schiffsantriebe. **Turbinenantriebe** führen

## 31 WIRKUNGSGRAD VON SCHIFFSMOTOREN



hingegen ein Nischendasein. Während noch in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts Dampfturbinenantriebe eingesetzt wurden, wurden sie aufgrund der niedrigeren Wirkungsgrade und der Komplexität der Kesselbedienung vom Dieselmotor verdrängt. Selbst in der letzten Nische der LNG-Tanker (LNG-Carrier) sind mittlerweile erdgas- oder auch dieselverbrennende Kolbenmotoren im Einsatz.

Gasturbinen, die sich von Dampfturbinenanlagen durch ihre leichte und platzsparende Bauweise, aber ihren noch geringeren Wirkungsgrad unterscheiden, werden heute nur dort eingesetzt, wo ihre Vorteile unverzichtbar sind. Das sind besonders Marineschiffe und sehr leichte, schnelle Fähren. Im Falle der Marineschiffe werden sie üblicherweise als Zusatzantriebe für Höchstgeschwindigkeiten in Ergänzung zu klassischen Dieselmotoren eingesetzt, denn während der kurzen Einsatzzeiten zur Fluchtfahrt spielen die hohen Kraftstoffverbräuche keine Rolle.

In der Kraftwerkstechnik werden kombinierte Anlagen aus Gas- und Dampfturbinen (GuD) eingesetzt, die besonders hohe Gesamtwirkungsgrade von bis zu 60% aufweisen. Solche Anlagen sind auch auf Schiffen denkbar. Bisher scheiterten die Projekte daran, dass Gasturbinen nicht für die Verbrennung von schwefelhaltigem Schweröl geeignet sind; hierfür kommen tat-

sächlich nur große Dieselmotoren in Frage. Wenn aber Erdgas oder andere schwefelarme Kraftstoffe in Betracht kommen, ist mit neuen Vorstößen in diese Richtung zu rechnen. Eine solche Anwendung ist die Studie PERFECtShip am Beispiel eines Containerschiffes (DNV GL et al. 2017).

### Erdgasmotoren

Seit der Jahrtausendwende etablierte sich auf LNG-Tankern ein Motorkonzept, das die wechselweise Verbrennung von Dieselmotor und Erdgas möglich machte (**Dual-Fuel-Motoren**). Es hat nach und nach die sonst üblichen Erdgas-Dampfturbinen verdrängt. Wesentlicher Grund hierfür sind insbesondere die Treibstoffsparungen (IGU 2018). Die Erfahrungen aus dem Einsatz von Erdgas als Kraftstoff auf LNG-Carriern macht man sich nun auf **Gas-Fuelled Ships**, die Erdgas nicht als Fracht, sondern nur als Kraftstoff führen, zunutze. Ein wichtiger Treiber hierfür sind oftmals die geringeren Emissionen.

Erdgas als Brennstoff unterscheidet sich von Dieselmotor und Schweröl einerseits in seiner gasförmigen Form, andererseits weist er eine geringe Zündwilligkeit und eine begrenzte Klopfestigkeit auf. Somit ist Erdgas nicht für die dieselmotorische Verbrennung geeignet, die durch eine Flüssigkraftstoffeinspritzung in die verdichtete Ladeluft bei hohen Drücken und eine anschließende Selbstzündung des

### 32 AKTUELLE MOTORKONZEPTE FÜR DIE SCHIFFSMOTORISCHE VERBRENNUNG VON ERDGAS

	Zweitakt		Viertakt	
	Otto DF	Diesel DF	Otto DF	Gasmotor
Zündung	Piloteinspritzung	Piloteinspritzung	Piloteinspritzung	Zündkerze
Mindest-Methanzahl	65	N/A	70	70
Maximale Zylinderleistung	5.320 kW	6.100 kW	1.150 kW	475
Mischbetrieb möglich?	Ja	Ja	Ja	Nein
IMO TIER III Diesel	Mit AGR / SCR	Mit AGR / SCR	Mit AGR / SCR	N/A
IMO TIER III Gas	Ja	Mit AGR / SCR	Mit AGR / SCR	N/A
Methanschluß	Ja	0	Ja	Wenig

Caterpillar, 2015; SINTEF 2017; Win GD 2017, 2018; MAN B&W 2018

Kraftstoffes gekennzeichnet ist. Vielmehr benötigt Erdgas eine Zündquelle, wie sie bei einem Ottomotor üblich ist.

Unabhängig von der Art der Gemischbildung (außerhalb oder innerhalb des Brennraumes) benötigt ein Erdgasmotor also entweder eine Zündkerze oder, und so ist es bei Großmotoren üblich, einen Zündstrahl. Dieser besteht aus einer geringen Menge Diesel, der sich an der heißen, verdichteten Luft entzündet und die Energie für die Entzündung des Erdgas-Luft-Gemisches liefert. Für Dual-Fuel-Motoren eignet sich besonders das letztere Verfahren.

Im Bereich der Viertaktmotoren hat sich das **Niederdruckverfahren** etabliert, welches der ottomotorischen Verbrennung am nächsten kommt: Im Erdgasbetrieb wird das Erdgas während des Ansaugtaktes beigemischt, mitverdichtet und anschließend mit einem Zündstrahl entzündet.

Für Zweitaktmotoren existiert dieses Verfahren auch, wobei das Gas während des druckgetriebenen Gaswechsels eingebracht wird. Es gibt aber auch ein dem Dieselmotor näheres Verfahren, in dem das Erdgas mittels **Hochdruckkompressoren** verdichtet und erst am Verdichtungsende eingedüst und unmittelbar mit Hilfe eines Zündstrahls entzündet wird.

Beide Konzepte unterscheiden sich wesentlich durch die Vor- und Nachteile des Otto- und Dieserverfahrens hinsichtlich des Wirkungsgrades, der Klopfestigkeit sowie der Stickoxid- und Partikelemissionen. Während das Niederdruckverfahren aufgrund der homogenen Gemischbildung

geringe Stickoxid- und Partikelemissionen aufweist, besticht das Hochdruck-(Diesel-)verfahren durch hohe Wirkungsgrade und Unabhängigkeit gegenüber der Klopfestigkeit des Erdgases.

Dual-Fuel-Motoren ermöglichen den Erdgasbetrieb nach einem der genannten Verfahren und den herkömmlichen Dieselbetrieb mit Flüssigkraftstoff. Dieser Vorteil ist zur Zeit außerordentlich wichtig für Schiffe in weltweiter Fahrt, angesichts der noch lückenhaften LNG-Bunkerinfrastruktur.

Nachteilig ist hingegen, dass es großer technischer und kostenintensiver Anstrengungen bedarf, beide Brennverfahren zu realisieren. Die Klopfestigkeit von Erdgas im vorgemischten Betrieb (also Otto) erfordert etwas geringere Verdichtungsverhältnisse als diejenigen, die im Dieselbetrieb für einen optimalen Wirkungsgrad gewünscht sind. Aufgrund der erhöhten Klopfneigung und der Abhängigkeit vom Luftverhältnis sind zudem dynamische Lastwechsel nur begrenzt möglich. Mit jeder Laständerung ändert sich das Luftverhältnis, sodass es entweder zu Fehlzündungen mit erhöhtem Methanschluß und sogar zu Betriebsausfällen oder zu einer Anfettung mit Klopfen und damit Motorschäden kommen kann. Es kann allerdings nach dem heutigen Stand der Technik jederzeit und ohne Leistungsunterbrechung zwischen Gas- und Diesel umgeschaltet werden. Ebenso ist ein Mischbetrieb möglich, der sich vor allem in der Anwendung auf LNG-Tankern anbietet.

Ferner können Dual-Fuel-Motoren im Gegensatz zu reinen Gas- und damit Ottomotoren hinsichtlich des Methanschluß-

fes nur begrenzt optimiert werden. Folglich weisen Dual-Fuel-Motoren einen höheren Methanschluß auf als reine Gasmotoren.

Und schließlich wird der Gasbetrieb seitens der Klassifikationsgesellschaften nicht als gleichermaßen betriebssicher wie der Dieselbetrieb angesehen. Das hat zur Folge, dass Zweistoffmotoren allein eingesetzt werden können (insbes. in Einmotoren-Anlagen) und die Sicherheit durch den Dieselbetrieb als „Backup“ gewährleistet wird. Reine Gasmotoren hingegen müssen, um die Anforderungen an Redundanz zu erfüllen, doppelt ausgeführt werden.

Tabelle 32 gibt einen Überblick über die derzeitigen Motorkonzepte, die als Marineantriebe für die Verbrennung von Erdgas eingesetzt werden können. Im Bereich der großen, langsamlaufenden Zweitaktmotoren, die von zwei Marktbegleitern angeboten werden, existieren zwei Konzepte: Einerseits wird ein **Otto DF** angeboten, dem auf niedrigem Druckniveau während des Gaswechsels das Erdgas der Ladeluft zugeführt und anschließend das Gemisch verdichtet wird. Zum gewünschten Zeitpunkt wird dann der Zündstrahl aus Dieselkraftstoff (sog. Piloteinspritzung) eingeleitet, der die Verbrennung auslöst.

Andererseits wird ein **Diesel DF-Motor** angeboten, der dem Dieserverfahren ähnlich ist: Das Erdgas wird erst kurz vor dem gewünschten Zündzeitpunkt in die bereits verdichtete Luft unter hohem Druck eingespritzt und fast unverzüglich durch Einleitung eines Zündstrahles entzündet. Prinzipbedingt weist das Ottoverfahren

geringere Stickoxidwerte auf als das dieselnahe Verfahren, hingegen sorgt die frühe Gemischbildung für signifikanten Erdgas- bzw. Methanschluß. Beide Motortypen sind in der Lage, zusätzlich sowohl in einem reinen Dieselbetrieb mit Flüssigkraftstoff als auch in einem Mischbetrieb mit Erdgas und Flüssigkraftstoff zu laufen.

Bei den mittelschnell und schnell laufenden Viertaktmotoren gibt es zum einen **Otto DF-Motoren**, die im Gasbetrieb nach dem Ottoverfahren (Gemischansaugung und fremde Zündquelle) arbeiten, wobei die Fremdzündung durch einen Zündstrahl ausgelöst wird. Auch diese Motoren weisen aufgrund des Ottoprinzips ein gewisses Maß an Methanschluß auf, zeichnen sich hingegen durch sehr niedrige Stickoxidemissionen aus. Sie können auch im Dieselbetrieb mit herkömmlichem Flüssigkraftstoff laufen. Andererseits existieren auch **reine Gasmotoren**, die nach dem klassischen Ottoprinzip mit Zündkerze ausgeführt sind. Diese Motoren sind konsequent auf den Gasbetrieb hin optimiert – im Gegensatz zu den DF-Motoren, die sowohl die Anforderungen an den Gas-, als auch an den Dieselbetrieb erfüllen müssen. Deshalb weisen sie beispielsweise etwas geringere Methanschlußwerte auf.

Motoren, die nach dem Ottoprinzip laufen, sind auf eine Mindest-Methanzahl des Erdgases angewiesen, um klopfende Verbrennung zu vermeiden. In den Herstellerangaben werden unterschiedliche Mindestwerte genannt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass bei diesen Gasqualitäten mit einer Leistungsreduktion geplant werden muss. Ein Betrieb bei voller Leistung erfordert hingegen in der Regel eine Mindest-Methanzahl von etwa 80.

Am häufigsten auf heutigen Gas-Fuelled Ships finden sich die mittelschnelllaufenden Dual-Fuel-Viertaktmotoren im Niederdruckverfahren; diese werden auf allen Schiffstypen eingesetzt, insbesondere aber in der Offshore-Branche. Fast ebenso häufig sind kleine Viertakt-Gasmotoren, die über eine Zündkerze gezündet werden, anzutreffen – vor allem auf gasbetriebenen Fähren. Aufgrund der guten Erfahrungswerte wird dieses Motorkonzept bevorzugt in Norwegen genutzt (SINTEF 2017).

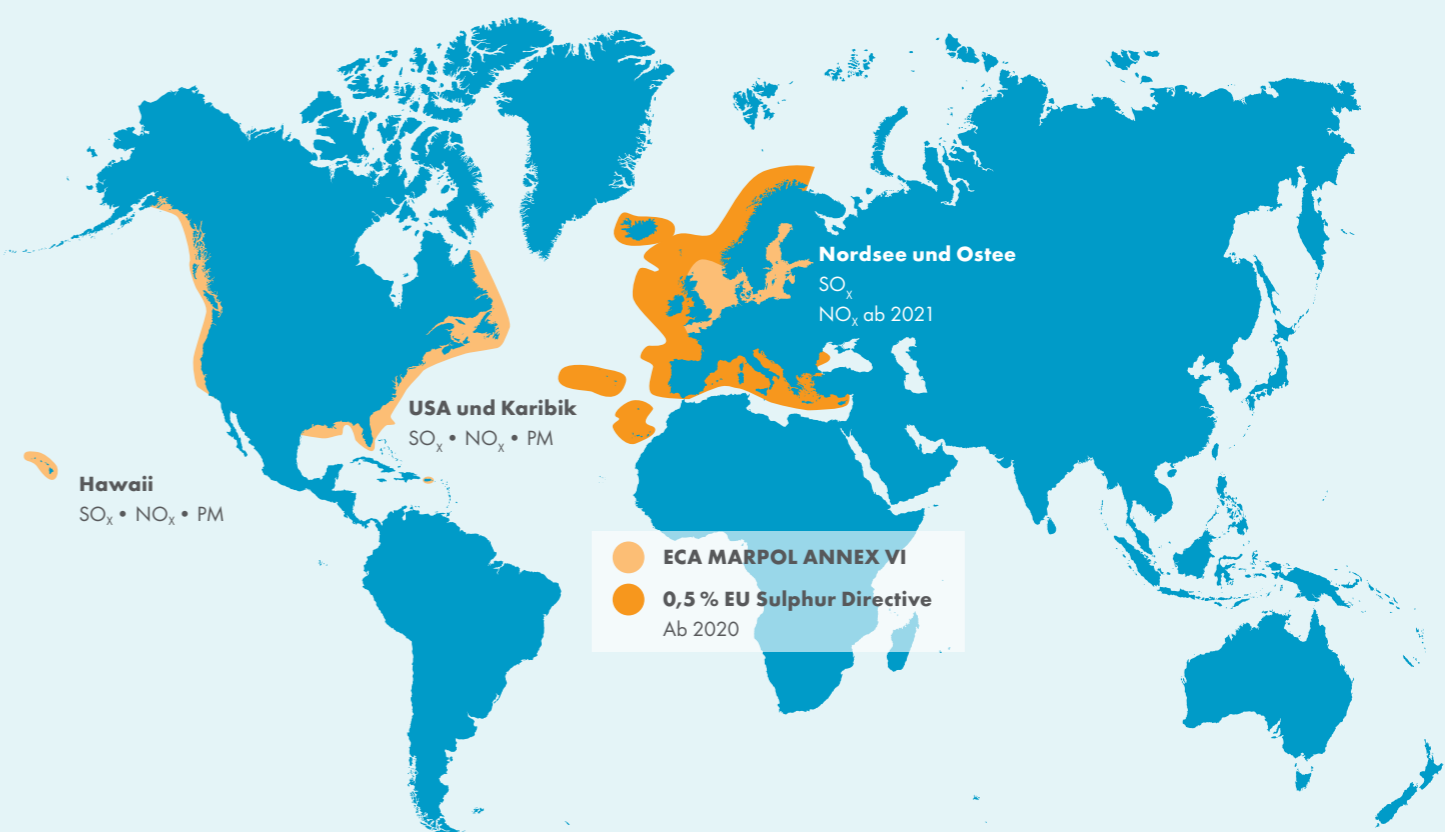
Im Niederdruck-Verfahren betriebene Zweitaktmotoren werden erst seit kurzem auf Schiffen eingesetzt. Sie bieten jedoch, genau wie im Hochdruckverfahren betriebene Zweitaktmotoren, für große Containerschiffe eine gute Antriebslösung.

Die Anwendung von Gasturbinen stellt eine Ausnahme bei erdgasbetriebenen Schiffen dar. Angesichts der noch lückenhaften Infrastruktur für die Versorgung mit flüssigem Erdgas wird es für den Schiffsbetrieb bis auf weiteres unverzichtbar sein, auch herkömmliche Flüssigkraftstoffe einsetzen zu können.

### 4.3 EMISSIONEN

Schiffe werden hauptsächlich von Verbrennungsmotoren angetrieben. Sie tragen zu einem wesentlichen Teil zur Emission verkehrsbedingter Luftschadstoffe bei. Besonders die Rußpartikelemissionen von Schiffsmotoren sind außerordentlich hoch, da die Anwesenheit von Schwefel die Bildung von großen (und damit massereichen) Partikeln begünstigt und derzeit keine Partikelfilter existieren, die in diesem Bereich eingesetzt werden können. Aber auch andere Luftschadstoffemissionen fallen in der Schifffahrt heute noch deutlich höher aus als etwa im Straßenverkehr oder in stationären Anwendungen an Land; denn technische Einrichtungen zur Abgasreinigung, wie sie in Kraftwerken sowie im Straßenverkehr existieren, werden erst seit einigen Jahren in der Schifffahrt forciert und umgesetzt.

### 33 MARITIME EMISSIONSSCHUTZGEBIETE





Bei der Verbrennung hauptsächlich fossiler Energieträger fallen durch die Schifffahrt zudem Treibhausgasemissionen an. Der durch den internationalen Seeverkehr verursachte Anteil am weltweiten CO<sub>2</sub>-Ausstoß wird mit 2,8 bis 3,1 % angegeben (IMO 2015). Im Folgenden werden aktuelle Trends der wichtigsten schifffahrtsbedingten Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen sowie einschlägiger Regulierungen diskutiert.

### Luftschadstoffe

Seit Ende der 1990er Jahre hat der Umweltausschuss (Marine Environment Protection Committee oder MEPC) der Internationalen Seeschiffahrtsorganisation (IMO) stufenweise verpflichtende Grenzwerte für die Emissionen von Seeschiffen eingeführt. Die ersten verbindlichen Richtlinien zur Begrenzung der im Abgas enthaltenen Schadstoffe wurden 1997 im Rahmen des **Internationalen Übereinkommens zur Verhütung der Meeresverschmutzung** durch Schiffe (MARPOL) in Anhang VI festgelegt; im Jahre 2008 wurden die Abgasregelungen nochmals verschärft. Zu den international limitierten Abgasemissionen gehören die Stickoxidemissionen (NO<sub>x</sub>), Partikel (PM) und die Schwefeloxidemissionen (SO<sub>x</sub>).

Insbesondere dicht besiedelte, küstennahe Gebiete sollen in Bezug auf die Luftschadstoffe geschützt werden. Daher gibt es bereits unterschiedliche global und lokal geltende Emissionsgrenzwerte. Die sogenannten **Emission Control Areas (ECA)** wurden von der IMO als Sonderzonen mit verschärften Umweltrichtlinien ausgewiesen, wodurch in küstennahen Gebieten besonders strenge Beschränkungen für die Emission von Schwefeloxiden (Sulphur ECA), Stickoxiden (Nitrous Oxide ECA) und zum Teil auch von Rußpartikeln gelten. Zu den Gebieten der ECA zählen derzeit der gesamte Nord- und Ostseeraum (inklusive Ärmelkanal), die Gewässer der Ost- und Westküste Nordamerikas inklusive Hawaii und der Großen Seen Kanadas sowie die Küstengewässer Mittelamerikas.

Die jeweiligen Beschränkungen weisen signifikante Unterschiede auf: Während die

Grenzwerte bezüglich der Schwefeloxide über den Gehalt von Schwefel im Kraftstoff festgelegt werden und für alle Schiffe innerhalb des Beschränkungsgebietes gelten, werden die Stickoxid-Grenzwerte in Bezug auf die erzeugte Energieeinheit festgelegt und gelten nur für Neubauten, die nach dem Inkrafttreten des Grenzwertes auf Kiel gelegt werden und innerhalb des Beschränkungsgebietes fahren. Die Partikelgrenzwerte wiederum gelten zurzeit nur innerhalb der durch die U.S. Environmental Protection Agency (EPA) beschränkten Küstengewässer der Vereinigten Staaten und gelten für alle Schiffe, die sich darin befinden.

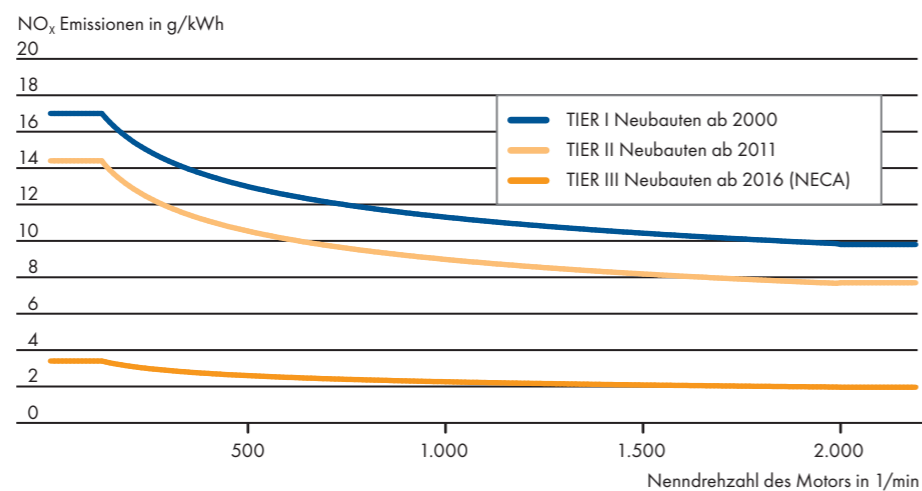
Während Nord- und Ostsee derzeit und ab 2020 noch stärkeren Grenzwerten für Schwefel- und Stickoxidemissionen unterliegen, ist die Emission von Rußpartikeln hier bislang nicht reguliert. Einer der Gründe dafür ist die anhaltende Uneinigkeit darüber, ob in dieser Emissionsgruppe eher die Partikelmasse oder die Anzahl der

Schiffsbrennstoffen von 3,5 auf 0,5 % bis Januar 2020.

Die Stickoxidemissionen von Schiffshaupt- und -hilfsmotoren werden spezifisch in Bezug auf die erzeugte Energieeinheit begrenzt. Stickoxide entstehen in der motorischen Verbrennung aus Sauerstoff und Stickstoff, die über die Verbrennungsluft zugeführt werden. Grundsätzlich gilt: Je besser die Verbrennung, desto höher die Temperaturen und desto stärker die NO<sub>x</sub>-Bildung.

Die Stickoxidemissionen sind stark von der Temperatur und der Homogenität des Gemisches im Brennraum abhängig. Bei der direkten Hochdruckeinspritzung (Dieselprozess) kommt es im Vergleich zum Einsatz von Dieselmotoren bei Erdgas zu keiner signifikanten Reduktion von NO<sub>x</sub>-Emissionen. Bei der Verdichtung eines homogenen Erdgas-Luft-Gemisches (Ottoprozess) hingegen können die Stickoxidemissionen erheblich reduziert werden. Je nach Motorkonzept sind folglich

### 34 GRENZWERTE FÜR STICKOXIDEMISSIONEN



besonders kleinen Partikel zu begrenzen ist und welche Messverfahren dafür vorzusehen sind.

Zusätzlich zu den Vorgaben der IMO gemäß MARPOL Annex VI gilt in den übrigen europäischen Küstengewässern bisher die 2012 von der Europäischen Kommission verabschiedete **Sulphur Directive** (Schwefelrichtlinie) 2016/802/EU zur Reduzierung des Schwefelgehalts in

zusätzliche Maßnahmen wie katalytische Entstickung oder Abgasrückführung notwendig, um NO<sub>x</sub>-Grenzwerte einzuhalten. Da in Motoren mit niedrigen Drehzahlen (weniger Verbrennungsprozesse je Zeiteinheit) der Verbrennung und damit der Stickoxidbildung mehr Zeit zur Verfügung steht, hat man solchen Motoren höhere spezifische Grenzwerte eingeräumt; der Grenzwert hängt folglich von der Nenndrehzahl eines

Motors ab (siehe Abbildung 34). Außerdem gibt es, abhängig vom Fahrtgebiet und dem Datum des Inkrafttretens bzw. dem Baudatum zwei relevante Stufen der Grenzwerte: Der IMO Emissionsstandard TIER II (seit 2011) ist in Regulation 13 von MARPOL Annex VI geregelt und ist global einzuhalten; die Emissionsvorgaben können durch verbrennungstechnische Primärmaßnahmen erreicht werden.

Hingegen gelten für die Gebiete der ECA seit 2016 und ab 2021 auch für die Nord- und Ostsee strengere Grenzen für den Ausstoß von Stickoxiden. Die in TIER III geregelten Grenzwerte liegen bis zu 70% unter TIER II und erfordern eine Abgasrückführung, besondere Maßnahmen der Abgasnachbehandlung oder alternative Motorkonzepte. Hierbei bietet sich insbesondere Erdgas an, da die nach der ottomotorischen Verbrennung von Erdgas erzielten Emissionswerte den strengen Vorschriften der TIER III entsprechen.

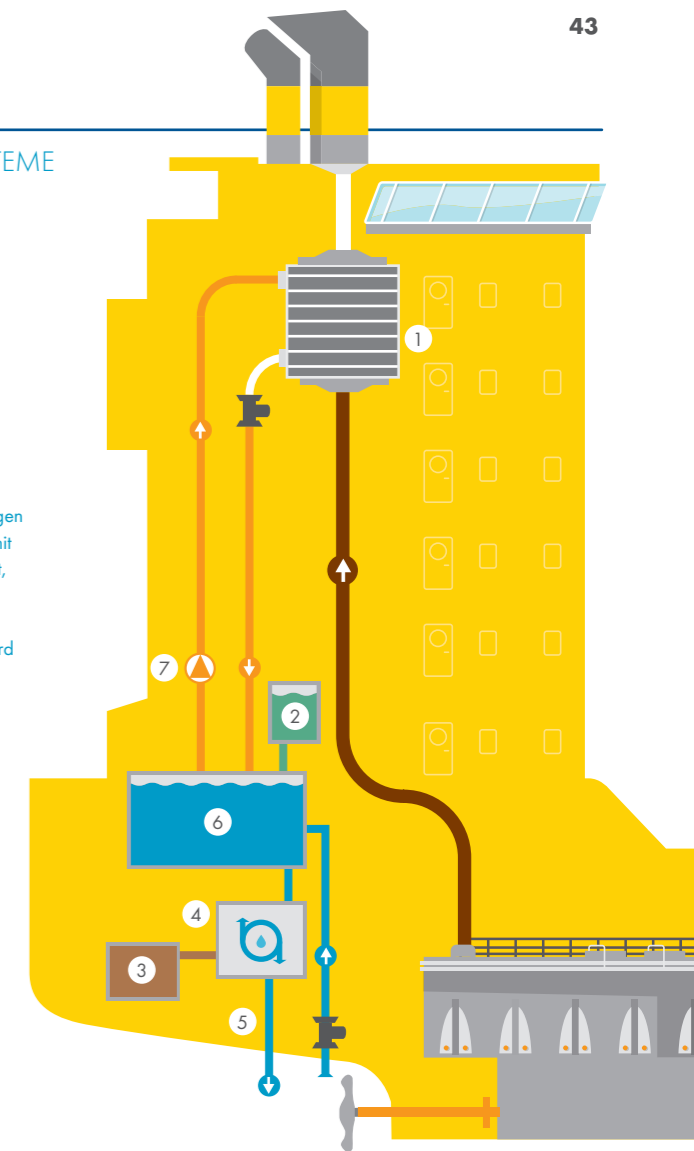
Eine weitere relevante Art von schifffahrtsbedingten Luftschadstoffemissionen sind die Schwefeldioxidemissionen: Weltweit generieren Schiffe schätzungsweise zwischen 5 bis 10% der vom Menschen verursachten Schwefeldioxidemissionen, dies entspricht 7 bis 15 Mio. t SO<sub>2</sub> im Jahresdurchschnitt. Obgleich es viel mehr Kraftfahrzeuge als Schiffe gibt, ist das zwei bis dreimal so viel wie die globalen Schwefeldioxidemissionen des Straßenverkehrs (ITF 2016).

Anders als die Stickoxidemissionen werden die Schwefeloxidemissionen durch Vorschriften über die Kraftstoffinhaltsstoffe begrenzt, denn Schwefeloxide entstehen während der Verbrennung in dem Maße, in dem Schwefel im Kraftstoff vorhanden ist. So sehen die Regularien der MARPOL Annex VI ab 2020 weltweit eine Reduzierung des Schwefelmassenanteils im Schiffsbrennstoff von heute maximal 3,5% auf nur noch 0,5% vor. Bereits seit dem 1. Januar 2015 gelten für die ECA-Gebiete Grenzwerte für den zulässigen Anteil von Schwefel im Kraftstoff von 0,1%. Diese Vorgaben machen die Verwendung von schwefelarmen Kraftstoffen notwendig.

### 35 NASS-SCRUBBER-SYSTEME

- 1 Scrubber
- 2 Tank Natronlauge
- 3 Schlammfang
- 4 Abwasserreinigung
- 5 Abgabe gereinigtes und neutralisiertes Wasser
- 6 Umlauftank
- 7 Umlaufpumpe

Der Scrubber wird mit Frischwasser betrieben. Das mit Schwefelverbindungen beladene Wasser wird anschließend mit Natronlauge neutralisiert und gereinigt, bevor es im Kreislauf wieder dem Scrubber zugeführt wird. Wenn die Aufnahmefähigkeit überschritten ist, wird ein Teil des Wassers abgeführt und ersetzt, weiter gereinigt und in einem Tank zwischengelagert, bevor es in entsprechenden Gewässern oder an Land entsorgt werden kann.



Alternativ können Rauchgaswäscher, sogenannte **Scrubber**, zum Einsatz kommen. Bei diesem sekundären Verfahren wird ein Gemisch aus Wasser und Natriumhydroxid oder Magnesiumoxid in den Abgastrakt gesprüht. Das nach oben steigende Abgas kann so eine Schwefeloxidreduzierung bis zu 95% erfahren. Die verunreinigte Waschlösung wird aufgefangen und gereinigt, sodass das Wasser wiederverwendet werden kann. Die schwefelhaltigen Rückstände werden entweder stark verdünnt in das Seewasser entlassen oder an Bord gespeichert und an Land fachgerecht entsorgt (Abbildung 35).

Ein positiver Nebeneffekt der Scrubber besteht in der wirksamen Entfernung von Partikeln. Hingegen verlässt das Abgas den Scrubber kalt und feucht, so dass eine anschließende Nutzung der Abgaswärme ausgeschlossen ist.

### Treibhausgase

Eine direkte Begrenzung der schifffahrtsbedingten Treibhausgasemissionen gibt es bislang nicht. Jedoch wird durch die IMO Regulations on Energy Efficiency of Ships bereits die Energieeffizienz von Schiffen reguliert, womit sich auch eine Verringerung der Treibhausgasemissionen erzielen lässt.

Dieses THG-Reduktionspotenzial wird seit 2011 durch den Energy Efficiency Design Index (EEDI) für Schiffsneubauten abgerufen (Abbildung 36). Zusätzlich zum EEDI soll der Energy Efficiency Operational Index (EEOI) als Überwachungstool die Bewertung der Kraftstoffeffizienz und das Management der Flotte vereinfachen und Anhaltspunkte für effizienzsteigernde Maßnahmen liefern. Aufgrund der Gültigkeit des EEDI ausschließlich für Schiffsneubauten wird sich der Effekt dieser effizienzsteigernden Regelung jedoch erst langfristig



bemerkbar machen, außerdem gilt der EEDI nur für ausgewählte Schiffstypen.

Auf Grundlage der von der IMO herausgegebenen Treibhausgas-Studie von 2014 (IMO 2015) wird eine **Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von mindestens 40% bis 2030 und mindestens 50% bis 2050** im Vergleich zu 2008 in Aussicht gestellt (Abbildung 37, IMO 2018a). Seit dem 1. Januar 2019 sind alle größeren Schiffe (über 5000 BRZ) dazu verpflichtet, Verbrauch und Emissionswerte zu dokumentieren. Die aufgezeichneten Daten werden jährlich von der IMO ausgewertet. Im Frühjahr 2023 soll eine Strategie mit kurz-, mittel- und langfristigen Maßnahmen, wie zum Beispiel der Entwicklung von CO<sub>2</sub>-armen Kraftstoffen, veröffentlicht werden. Damit sollen die im Jahr 2014 gesteckten Treibhausgasziele für die Schifffahrt bestätigt oder korrigiert werden.

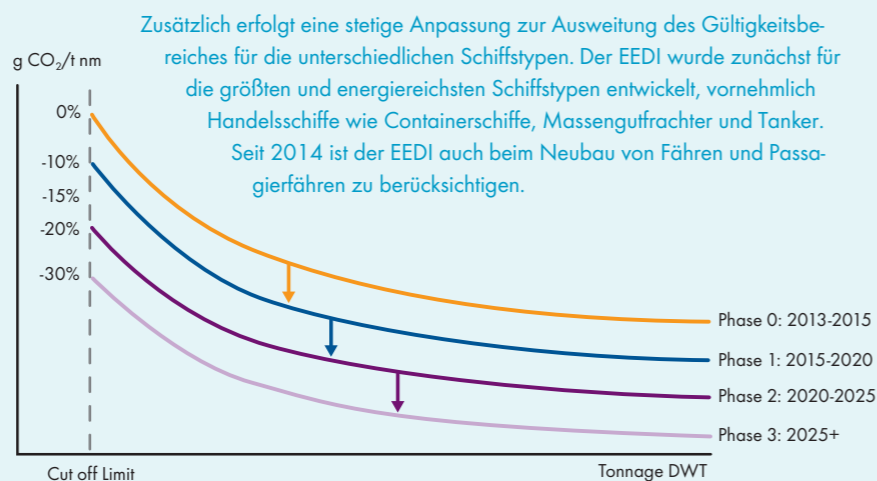
Unterstützend wirkt zudem die ab 2018 geltende EU-Verordnung 2015/757/EU (EU/Council 2015b) zur Überwachung und Aufzeichnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der in europäischen Gewässern verkehrenden Schiffe.

Im Zusammenhang mit den schiffahrtsbedingten Treibhausgasemissionen finden diejenigen von Gasmotoren besondere Beachtung. Bei der Verbrennung weist Methan als Hauptbestandteil des Erdgases bis zu 32% geringere direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen auf. Diese Vorteile werden allerdings teilweise durch den innermotorischen **Methanschlupf** zunichte gemacht. Der Methanschlupf beschreibt den Methananteil im Abgas, welcher nicht an der Verbrennung teilgenommen hat. Während der Verdichtung im Zylinder wird ein Teil

### 36 ENERGY EFFICIENCY DESIGN INDEX (EEDI)

Der Energy Efficiency Design Index dient der Bewertung der Energieeffizienz eines Schiffes auf Grundlage einer komplexen Berechnungsformel, die die installierte Motorleistung, den spezifischen Kraftstoffverbrauch, die Kraftstoffart, die Ladekapazität und die Geschwindigkeit berücksichtigt. Der Index setzt die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Schiffes, berechnet aus der Antriebsleistung und dem Kraftstoffverbrauch, ins Verhältnis zur Transportkapazität. Je niedriger der EEDI eines Schiffes, desto energieeffizienter ist es und desto geringer sein negativer Einfluss auf die Umwelt.

Ein von der IMO vorgeschriebener EEDI-Wert darf dabei von einem Neubau nicht überschritten werden. Je größer die Transportkapazität eines Schiffes, desto höher ist der zugelassene Wert des EEDI. Diese Grenze wurde und wird sukzessiv in vier Phasen verschärft: Das CO<sub>2</sub>-Reduktionslevel der ersten Phase ist auf 10% angesetzt und soll alle fünf Jahre angepasst werden, um mit den technologischen Entwicklungen mitzuhalten. Die Reduktionsraten wurden bis 2025 festgelegt, danach soll diese 30% erreichen. Dies bedeutet, dass Schiffsneubauten ab 2020 und 2025 immer höhere Energieeffizienz-Standards erfüllen als jene von 2015.



des Gemisches in kleine Spalte zwischen Kolben und Kolbenwand gedrückt, in denen es zu keiner Verbrennung kommt. Sobald sich der Zylinderdruck entspannt, strömt das Gemisch aus den Spalten heraus und vermischt sich mit dem allgemeinen Abgasmassenstrom. Gegenüber dem Ottoprozess fällt der Methanschlupf bei der Direkteinspritzung (Dieselprozess) geringer aus: Hier werden diese Spalte nur durch Luft ausgefüllt, sodass der Methan-

schlupf identisch zu dem, im Flüssigbetrieb üblichen, sehr geringen Kraftstoffschlupf ist.

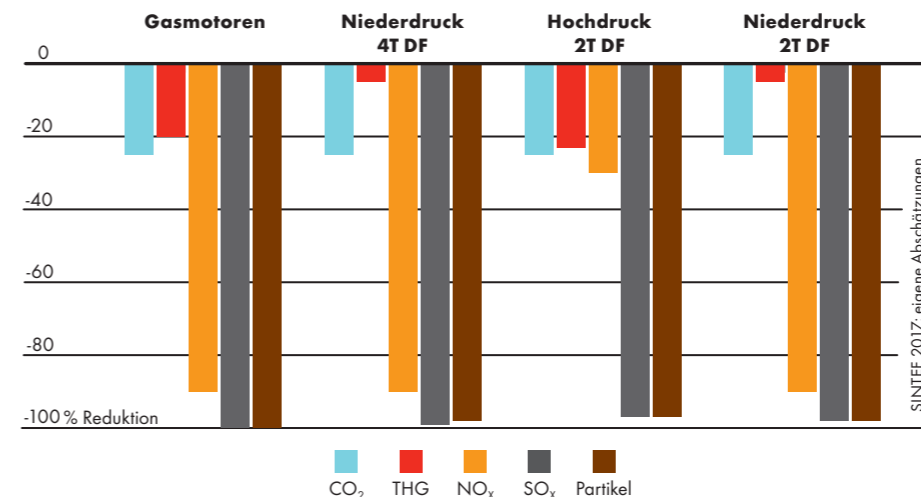
Der vor allem bei der ottomotorischen Verbrennung auftretende Methanschlupf muss allerdings mithilfe des Global Warming-Potentialfaktors für Methan umgerechnet werden, der bislang mit 25 angenommen wurde und neuerdings 30 beträgt (IPCC 2013). Die zusätzlichen Methanemissionen müssen mit dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß summiert

### 37 HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER IMO-TREIBHAUSGASREGULIERUNG



IMO 2018b

### 38 EMISSIONEN GAS- VS. DIESELMOTOREN



werden. Die gesamten Treibhausgasemissionen ergeben sich dementsprechend zu:  $THG = CO_2 + F \cdot CH_4$ . Ein Methanschlupf von 1% reduziert den Vorteil der Erdgasverbrennung durch die geringere direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen also um etwa ein Viertel.

Um den Methananteil im Abgasstrom zu minimieren, wird zwischen primären und sekundären Maßnahmen unterschieden. Zu den primären zählt die innermotorische Optimierung, auf die bisherige Verringerungen des Methanschlupfes und entsprechend der globalen Methanemissionen zurückzuführen sind. Für sekundäre Verringerungsmaßnahmen kann ein Oxidationskatalysator eingesetzt werden. Bei mit Luftüberschuss betriebenen Motoren kann der im Abgas auftretende Sauerstoff dazu verwendet werden, die Kohlenwasserstoffketten, insbesondere aber Methan, zu weniger klimaschädlichen Stoffen zu oxidieren. Methan reagiert dabei an mit Edelmetallen besetzten Katalysatoroberflächen mit Sauerstoff zu Wasser und Kohlenstoffdioxid. Diese Katalysatoren sind beim aktuellen Stand der Technik in der Schifffahrt noch nicht realisiert und auf keinem Schiff verbaut (SINTEF 2017).

Einen abschließenden Überblick über die Emissionsperformance von Gasmotoren gibt die Abbildung 38: Die sich in ihren Arbeitsverfahren (Nieder- und Hochdruckverfahren, Zwei- und Viertaktverfahren) unterscheidenden Motorkonzepte für den

Gastbetrieb auf Schiffen eint die nahezu vollständige Reduktion der Partikel- und Schwefeloxidemissionen. Wesentlicher Vorteil der im Hochdruckverfahren arbeitenden Zweitakt-Dual-Fuel-Motoren ist die mögliche Verbesserung der Treibhausgasemissionen. Eine positive Bilanz in allen Schadstoffklassen für die Mehrheit der Antriebskonzepte kann aber grundsätzlich nur mithilfe spezifischer Systeme zur Abgasreinigung erreicht werden. Der Zwiespalt zwischen der Reduktion der Mehrheit der Abgasemissionen und der möglichen Erhöhung der Treibhausgasemissionen erfordert in Zukunft weitere Entwicklungen.

#### Binnenschifffahrt

Global ist die Binnenschifffahrt nur ein kleiner Emittent von Luftschadstoffen- und Treibhausgasen. Lokal, in Hafengebieten und an Schifffahrtswegen kann sie jedoch wesentlicher Verursacher speziell von

Luftschadstoffemissionen sein (CE Delft 2017). Emissionsgrenzwerte in der Binnenschifffahrt sind je nach Fahrtgebiet unterschiedlich. Durch die Europäische Union (EP/Council 2016b) werden die Schadstoffemissionen aus Dieselmotoren von Binnenschiffen reguliert. Regulation 2016/1628/EU umspannt bisher fünf Stufen: Die ersten beiden Stufen wurden 1999 und 2001 eingeführt und richteten sich nach der Motorleistung. Die Stufen III und IV traten 2004 in Kraft und galten lediglich für alle Neu- und Umbauten. Mit Stufe V werden ab 2019 strikte Grenzwerte für die europäische Binnenschifffahrt vorgegeben, die sich im Wesentlichen nach der Motorleistung richtet und für alle Motoren mit einer Leistung von mehr als 19 kW gilt (Tabelle 39).

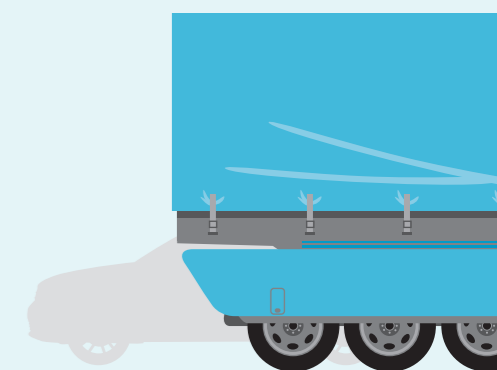
Zu den begrenzten Emissionen gehören Kohlenmonoxid (CO), die Summe der Kohlenwasserstoffe und Stickstoffoxide (HC + NO<sub>x</sub>) und Rußpartikel. Eine Nachrüstung der Binnenschiffe mit SCR-Anlagen ist eine Möglichkeit, um die NO<sub>x</sub>-Emission aus Binnenschiffen deutlich zu senken. Eine schnelle Nachrüstung der Schiffe ist aber aufgrund individueller Einzelanpassungen nicht flächendeckend umsetzbar.

Zu einer wesentlichen Reduzierung der Schwefeloxidemissionen von Binnenschiffen trug schließlich die Einführung von schwefelfreiem Dieselmotorkraftstoff mit max. 10 mg/kg Schwefel durch die EU-Kraftstoffqualitätsrichtlinie 2009/30/EC (EP/Council 2009a) im Jahre 2011 bei. Bis dahin durften Binnenschiffe in Europa/Deutschland Heizöl mit bis zu 1.000 mg/kg Schwefelanteil nutzen.

### 39 EMISSIONSGRENZWERTE FÜR BINNENSCHIFFE STUFE V AB 2019

EP/Council 2016b

Leistung kw	CO g/kWh	HC g/kWh	NO <sub>x</sub> g/kWh	PM mass g/kWh	PN #/kWh
19 - 75	5,00	HC + NO <sub>x</sub> max 4,70		0,30	-
75 - 130	5,00	HC + NO <sub>x</sub> max 5,40		0,14	-
130 - 300	5,00	1,00	2,10	0,10	-
300+	5,00	0,19	1,80	0,015	1x10 <sup>12</sup>



Neben der Seeschifffahrt gehört der Straßengüterverkehr, insbesondere der Straßengüterfernverkehr zu den potenziellen Hauptanwendungsfeldern von LNG. Die im Straßengüterfernverkehr eingesetzten Lkw sind schwere Lkw und Sattelzugmaschinen mit hohen bis sehr hohen Jahresfahrleistungen. Ihre Elektrifizierung fällt deutlich schwerer als diejenige von Pkw, von leichten Nutzfahrzeugen oder leichten bis mittleren Lkw.

Aufgrund der hohen Nutzeranforderungen werden Fernverkehrs-Lkw fast ausschließlich mit effizienten Dieselmotoren ausgerüstet (Shell 2016). Getrieben von dem Wunsch nach Diversifizierung der Kraftstoffversorgung und der Reduktion von Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen zeichnet sich der Einsatz von LNG als neue Antriebs- und Kraftstoffoption für schwere Nutzfahrzeuge auch in Europa ab.

Im Folgenden wird zunächst der Bestand an schweren Straßengüterfahrzeugen in der EU im Hinblick auf potenzielle LNG-Anwendungen für schwere Lkw analysiert. Es folgt eine Darstellung von aktuellen LNG-Motorenkonzepten für Lkw bevor schließlich der Stand von antriebsbedingten Lkw-Emissionen, ihre Regulierung sowie mögliche Auswirkungen von LNG-Antrieben auf die Emissionen diskutiert werden.

## 5.1 LKW-BESTAND

### Definitionen

Ein Commercial Vehicle (CV) ist nach der Definition der Europäischen Union (Council 1985) jede Art von Kraftfahrzeug, das nach seiner Bauart und Ausstattung zur Beförderung von Gütern (Fahrzeugkategorie N) oder von mehr als neun Personen mit Fahrer (Fahrzeugkategorie M) bestimmt und geeignet ist. In Deutschland werden diese Fahrzeuge umfassend als Nutzfahrzeuge bezeichnet (KBA 2018a). In Abhängigkeit vom zulässigen Gesamtgewicht und der Anzahl der Sitzplätze werden nach der Rahmenrichtlinie 2007/46/EC (EP/Council 2007) - aufgehoben durch die aktuell

gültige Verordnung 2018/858/EU (EP/Council 2018b) - die Nutzfahrzeuge in drei Größenklassen unterschieden.

In der **Fahrzeugkategorie N** werden die Lkw bis 3,5 Tonnen (t) (N1), 3,5 bis 12 Tonnen (N2) und über 12 Tonnen (N3) zulässiges Gesamtgewicht (zGG) unterschieden. Im Sprachgebrauch wird uneinheitlich nur in zwei Klassen unterschieden (light bis 3,5t und Heavy über 3,5 t zGG) oder für die Kategorie N2 (über 3,5 bis 12 t zGG) die Bezeichnung Medium genutzt, so dass die Klassenbezeichnung Heavy nur für die tatsächlich schweren Fahrzeuge über 12 t Bedeutung hat. Teilweise, beispielsweise in den Statistiken des europäischen Automobilverbandes

ACEA, beginnt die Klasse der schweren Lkw (Heavy) erst über 16 t zGG.

Bestandteil der Fahrzeugkategorie N sind auch die **Sattelzugmaschinen** (SZM) zum Mitführen von Sattelanhängern, wobei ein wesentlicher Teil des Gewichts von der Zugmaschine getragen wird. Die übrigen Zugmaschinen, wie Straßenzugmaschinen (gewöhnliche Zugmaschinen) und die land- und forstwirtschaftlichen Zugmaschinen auf Rädern gelten nicht als Kfz zur Güterbeförderung der Kategorie N (KBA 2018a).

Der häufig anzutreffende Begriff **Duty Vehicle** wird einerseits im Sprachgebrauch synonym zu Goods Vehicle (Lkw zum Transport von Gütern) verwendet,

andererseits werden hierunter auch Fahrzeuge verstanden, die als Nutzfahrzeuge bezeichnet werden, weil sie auf der gleichen Plattform aufbauen wie der Lkw zum Gütertransport.

Für die Beschreibung von Fahrzeugen für den Gütertransport erscheint der Begriff **Goods Vehicle** die genaueste Bezeichnung zu sein, wobei unter die Lkw im Folgenden auch die Sattelzugmaschinen subsumiert werden. Die folgenden Ausführungen fokussieren vor allem auf die potenziellen Hauptanwendungsgebiete für LNG, nämlich Sattelzugmaschinen und schwere Lkw des Fernverkehrs.

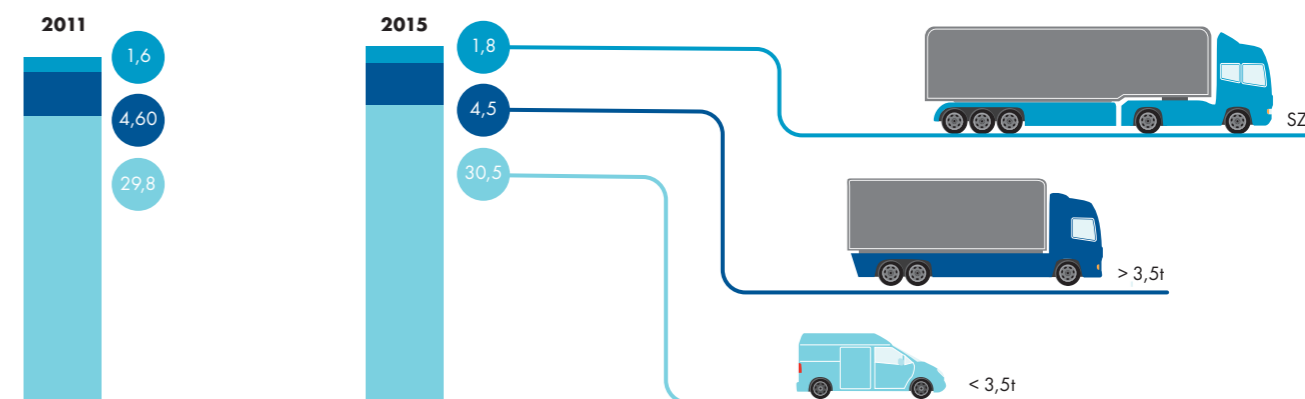
### Lkw-Flotten

Der weltweite Bestand an Nutzfahrzeugen betrug im Jahr 2016 mehr als 206,5 Mio. Einheiten. Darunter befinden sich sowohl Straßengüterfahrzeuge als auch - zu einem geringen Anteil - Busse und andere Nutzfahrzeuge. Weltweit die größten Nutzfahrzeugflotten fahren in China (80,1 Mio.), Japan (14,6 Mio.), Indien (11,3 Mio.) und Mexiko (11,0 Mio.) (VDA 2017). In Europa wird mit 7,1 Mio. Fahrzeugen die größte Flotte in der Russischen Föderation betrieben, gefolgt von Frankreich und Spanien mit 6,7 Mio. und 5,2 Mio. Fahrzeugen. Deutschland

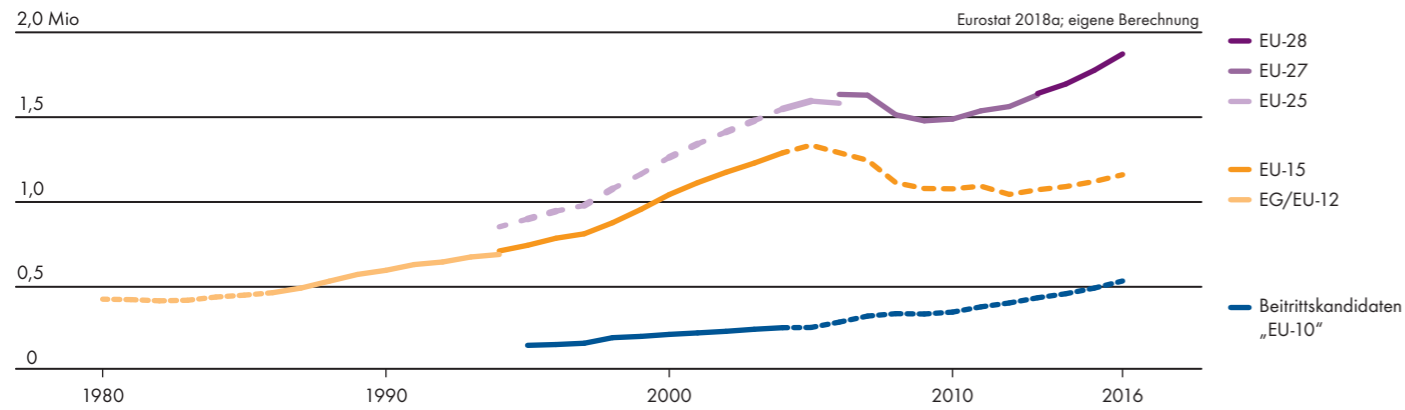
liegt mit 3,5 Mio. Fahrzeugen hinter Polen an achter Stelle (VDA 2017).

Die Europäische Union kommt im Jahr 2016 auf einen Gesamtbestand von mehr als 73 Mio. Nutzfahrzeugen (VDA 2017, EU-COM 2018a). Hiervon machen die Goods Vehicles (GV) 2016 einen Anteil von 37,6 Mio. Fahrzeugen aus (EU-COM 2018a). Die GV umfassen hier Lastkraftwagen zum Transport von Gütern und Sattelzugmaschinen zum Mitführen von Sattelanhängern. Sonstige Kraftfahrzeuge, das heißt Fahrzeuge und Aufbauarten, die aufgrund ihrer Beschaffenheit nicht den Pkw, Kraftomnibussen oder Lkw zugeordnet

## 40 GRÖSSENKLASSEN IM BESTAND DER EU 2011 bis 2015, in Mio.



41 BESTANDSENTWICKLUNG VON SATTELZUGMASCHINEN IN DER EU 1980 - 2016



werden können, zählen nicht hierzu. Zu den Sonstigen zählen beispielsweise auch Kraftfahrzeuge von Feuerwehr, Polizei und Zivilschutz. Im Folgenden wird in Bezug auf den Güterverkehr allgemein von Lkw und Sattelzugmaschinen gesprochen.

Die europäische Bestandsstatistik ist sehr lückenhaft, sowohl in der zeitlichen Folge als auch in der länderspezifischen Abdeckung. Einzig die Bestände und Neuzulassungen von Sattelzugmaschinen sind größtenteils gut geführt. Datenlücken wurden für die Darstellung durch Interpolation geschlossen und offensichtlich fehlerhafte Ausreißer nicht berücksichtigt.

Daneben werden Bestandsstatistiken vom Verband Europäischer Automobilhersteller (ACEA) geführt und in Ermangelung geeigneter eigener Statistiken auch von der EU veröffentlicht. In diesen Statistiken werden die Fahrzeuge der Größenklasse über 3,5 t (N2 und N3) jedoch nicht bei 12 t zGG, sondern erst bei 16 t zGG

unterschieden. Außerdem werden vor allem die Neuzulassungen und nicht der Bestand dieser Klassen veröffentlicht.

Mit über 80% und 30,8 Mio. Fahrzeugen stellen die leichten Nutzfahrzeuge bis 3,5 t zGG den größten Anteil der Fahrzeugflotte für den Gütertransport (Klasse N) (Abbildung 40). Lkw über 3,5 t zGG stellen mit etwa 12% und 4,5 Mio. Fahrzeugen einen kleineren Anteil der Flotte (ACEA 2017).

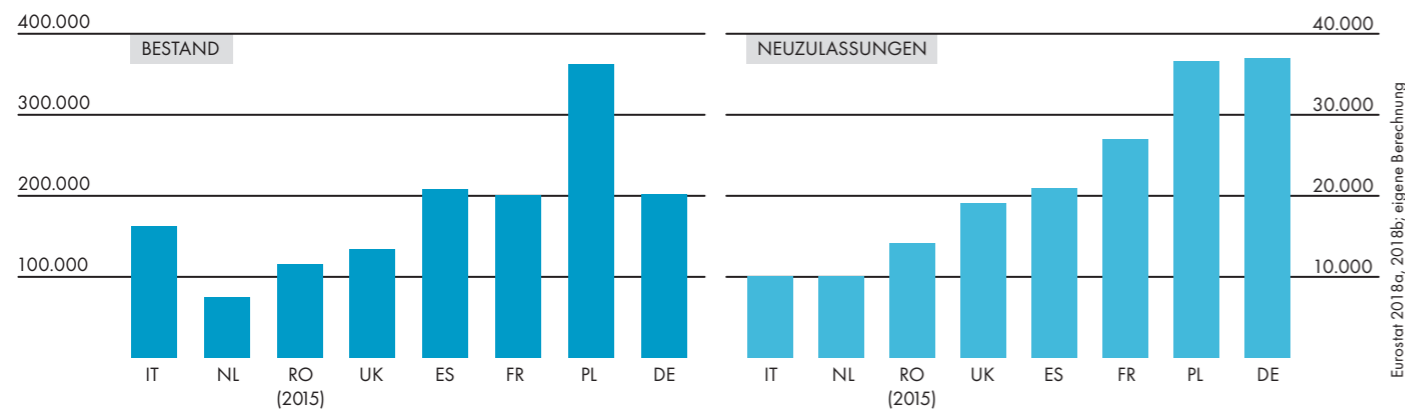
Lkw unterteilen sich in den zugänglichen Statistiken in mittelschwere (3,5 - 16 t zGG) und schwere (über 16 t zGG) Lkw. Das Verhältnis beträgt - werden die Anteile der Neuzulassungen zu Grunde gelegt - näherungsweise eins zu fünf. Anders ausgedrückt: 6,3 Mio. oder 17% der Lkw sind der Größenklasse über 16 t zGG zuzuordnen. Gerade diese Lkw sind durch eine hohe durchschnittliche Fahrleistung und einem vergleichsweise hohen durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch gekennzeichnet. Im Folgenden wird aufgrund der Datenlage

vor allem auf die Sattelzugmaschinen eingegangen, deren Bestand mit über 1,8 Mio. Einheiten im Jahr 2015 einen Anteil von 4,8% an der Fahrzeugflotte der Klasse N hatte (Eurostat 2018a).

Seit 2015 ist der Bestand an Sattelzugmaschinen in der EU weiter angewachsen und beträgt heute 1,9 Mio. Einheiten. Hiervon fallen ungefähr zwei Drittel des Bestandes auf die alten EU-Mitglieder (EU-12 bzw. EU-15) und ein Drittel auf die neuen Beitrittsländer in Ost- und Südosteuropa. Das jährliche Bestandswachstum liegt seit 2010 bei durchschnittlich 3,8% und findet hauptsächlich in den östlichen und neuen Beitrittsländern statt, deren Sattelzugmaschinen-Bestand jährlich um über 7% zunimmt. Der Anstieg in den Ländern der EU-12/ EU-15 beträgt hingegen nur 2,4% und ist zuletzt noch bis 2012 gefallen.

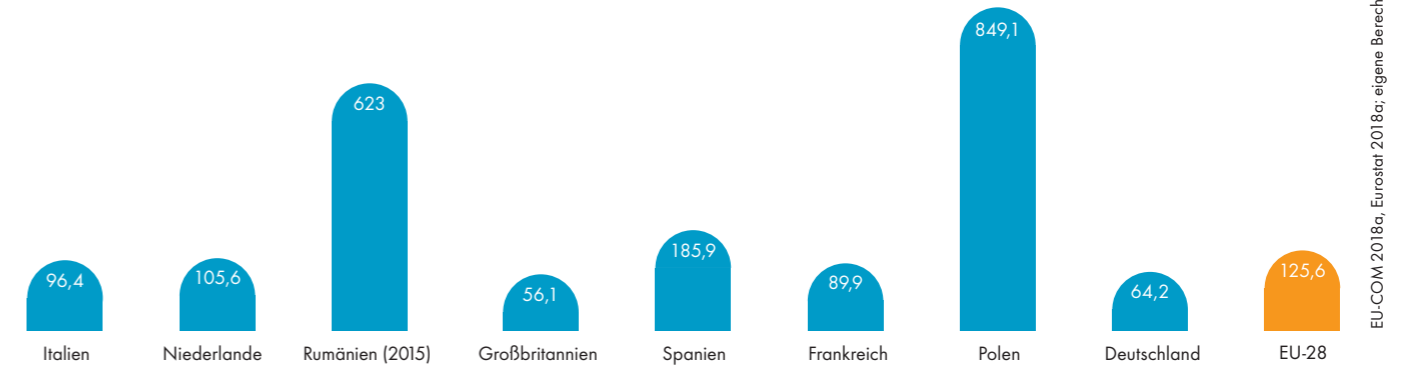
Die historischen amtlichen Datenbestände zu den europäischen Fahrzeugzulassungen von Eurostat erscheinen nicht plausibel

42 BESTAND UND NEUZULASSUNGEN VON SATTELZUGMASCHINEN IN AUSGEWÄHLTEN EU-LÄNDERN, 2016



Eurostat 2018a, 2018b; eigene Berechnung

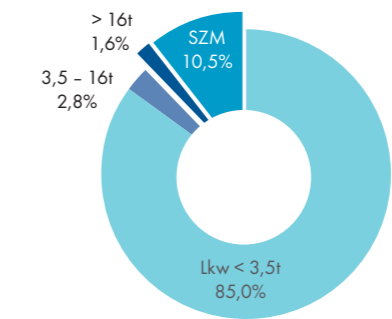
43 BESTAND AN SATTELZUGMASCHINEN IM VERHÄLTNIS ZUM BRUTTOINLANDSPRODUKT 2016, je Mrd. EUR BIP



und sind deshalb nur unter Vorbehalt zu betrachten. Tatsächlich lag der Bestand in Europa in den Jahren 1980 bis 1994 um bis zu 350.000 niedriger als in den amtlichen europäischen Statistiken ausgewiesen. Nach einer Berichtigung entwickelt sich der europäische Sattelzugbestand in der Zeit von 1980 bis 2016 wie in Abbildung 41 gezeigt.

Seit 2010 ist Polen das Land in der EU mit der größten Flotte an Sattelzugmaschinen. Sie wuchs seit 1990 jährlich im Schnitt um 9,3%. Auch nach der Wirtschafts- und Finanzkrise 2008 wuchs die Flotte mit niedrigen 1,6% weiter, während in den überwiegenden Ländern der EU die Sattelzugmaschinen-Flotte schrumpfte. Im Jahr 2016 (Abbildung 42) betrug der Bestand in Polen über 360.000 Fahrzeuge. Mit etwas über 200.000 folgen Spanien, Deutschland und Frankreich, danach Italien mit 162.000, Großbritannien mit 134.000, Rumänien mit 106.000 (2015) und die Niederlande mit 74.000 Fahrzeugen.

44 ANTEIL DER GRÖSSENKLASSEN AN DEN NEUZULASSUNGEN 2016



Die hohe Bestandsanzahl an Fahrzeugen erscheint jedoch in einem anderen Licht, wenn die Fahrzeuganzahl ins Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt der einzelnen Länder gesetzt wird (Abbildung 43). Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist ein Maß für die wirtschaftliche Leistung einer Volkswirtschaft. Bezogen auf das BIP weisen gerade die Länder der Osterweiterungen wie Bulgarien, Lettland, Litauen, Ungarn,

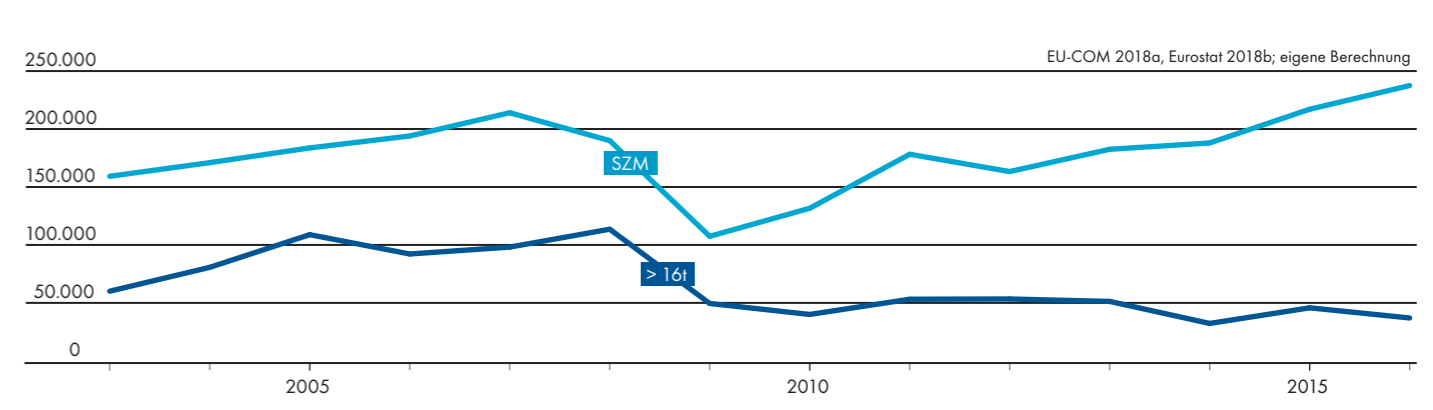
Polen, Rumänien, Slowenien und die Slowakei, aber auch Griechenland mit über 300 Fahrzeugen je Mrd. Euro BIP Werte auf, die weit über dem Verhältnis der wirtschaftlich höher entwickelten Staaten der EU-12/EU-15 liegen.

In den alten EU-Ländern liegen die Lkw-BIP-Werte bei weit unter 100 Fahrzeugen je Mrd. Euro BIP. Den niedrigsten Wert weist Schweden mit 19 Fahrzeugen je Mrd. Euro BIP auf. Den höchsten Wert Bulgarien mit über 1.000 Fahrzeugen. Es ist offensichtlich, dass die Fahrzeugflotte der östlichen Beitrittsländer damit nicht nur Transporte in ihren Heimatländern, sondern auch in den Ländern der alten EU-15 durchführen.

Neuzulassungen

Der Bestand einer Flotte erneuert sich jährlich um die Anzahl der Neuzulassungen, die viel eher auf konjunkturelle Veränderungen reagieren und demnach viel mehr schwanken als die Bestandsentwicklungen.

45 NEUZULASSUNGEN VON LKW >16t UND SATTELZUGMASCHINEN IN DER EU-27/EU-28



EU-COM 2018a, Eurostat 2018b; eigene Berechnung



Die Anzahl der Neuzulassungen von Lkw und Sattelzugmaschinen in der EU betrug im Jahr 2016 2,3 Mio. Fahrzeuge mit einem Wachstum von derzeit 10% (EU-COM 2017). Die leichten Nutzfahrzeuge machen mit 85% und 1,9 Mio. Fahrzeugen den größten Anteil aus. Fahrzeuge mit einem zulässigen Gesamtgewicht zwischen 3,5 und 16 t erreichen weniger als 3%. Die schweren Nutzfahrzeuge über 16 t zGG liegen mit 12% bei etwas mehr als einem Zehntel der Neuzulassungen (Abbildung 44).

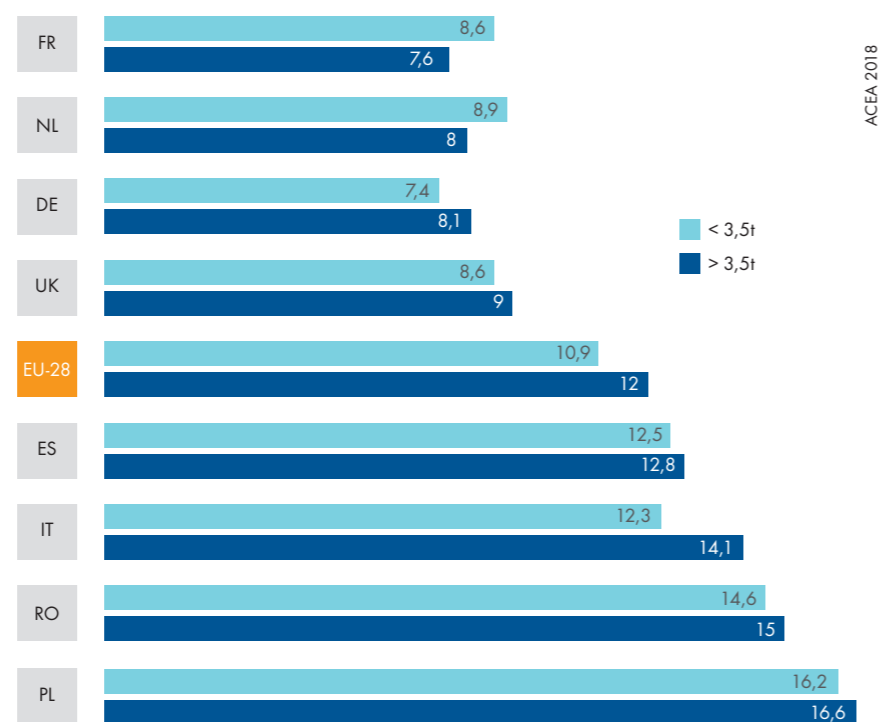
Der Verlauf der Neuzulassungen der schweren Lkw (über 16 t zGG) und Sattelzugmaschinen ist durch ein starkes Absinken im Jahr 2009 in Folge der Wirtschafts- und Finanzkrise gekennzeichnet (Abbildung 45). Damals sanken die Neuzulassungen um fast die Hälfte (48,3%) auf 157.000 Einheiten. Langfristig weisen die Neuzulassungen jedoch ein jährliches Wachstum von durchschnittlich 1,9% auf und umfassen 2016 274.000 Fahrzeuge.

Völlig unterschiedliche Entwicklungen der Neuzulassungen weisen die einzelnen Fahrzeugklassen auf. Langfristig sank der Anteil der schweren Lkw von 27,4% im Jahr 2003 auf 13,5% 2016 und somit von 60.000 auf 37.000 Neuzulassungen. Der Anteil der neu zugelassenen Sattelzugmaschinen steigt entsprechend von 72,6% auf 86,5%. Dies entspricht 237.000 Sattelzugmaschinen im Jahr 2016 gegenüber 159.000 im Jahr 2003.

Diese Entwicklung entspricht einerseits der Entwicklung der Transportleistung des Straßengüterverkehrs in der EU, der im Jahr 2016 mit 1.804 Mrd. Tonnenkilometern noch nicht wieder das Vorkrisenniveau des Jahres 2007 von 1.876 Mrd. Tonnenkilometern erreicht hat (EU-COM 2017). Andererseits verdeutlicht die abnehmende Entwicklung der Neuzulassungen der schweren Lkw die zunehmende Dominanz der Kombination von Sattelzugmaschine und Sattelaufleger im europäischen Straßengüterverkehr.

In acht Ländern der EU-28 werden 55% der Sattelzugmaschinen neu zugelassen.

#### 46 DURCHSCHNITTsalter LEICHTER UND SCHWERER NUTZFAHRZEUGE 2016, in Jahren



Die größten Märkte für Sattelzugmaschinen mit einem Anteil von jeweils über 11% liegen in Deutschland und Polen mit jeweils über 36.000 Neuzulassungen. Es folgen die Länder Frankreich (8,4%), Spanien (6,5%) mit über 20.000 Neuzulassungen, Großbritannien (5,9%), Rumänien (5,2%) sowie die Niederlande und Italien mit jeweils 3,1% (Abbildung 42).

#### Fahrzeugalter

Die im Vergleich zum Bestand hohe Neuzulassungsanzahl an Sattelzugmaschinen in Deutschland ist ein Abbild der mit einem Durchschnittsalter von 4,3 Jahren jungen Sattelzugmaschinenflotte. Die im Fernverkehr vorwiegend eingesetzten leistungsstarken Sattelzugmaschinen mit mehr als 300 oder 350 kW sind in Deutschland mit 3,9 oder 3,3 Jahren sogar noch jünger (KBA 2018b).

Während sich rechnerisch der Sattelzugmaschinenbestand in Deutschland alle 5,5 Jahre erneuert, liegt der Wert für Polen bei 9,9 Jahren. Eine noch seltenere Erneuerung haben nur Spanien mit rechnerisch 10 Jahren und Italien mit 16,1 Jahren.

Das Durchschnittsalter der schweren Nutzfahrzeuge (Lkw über 3,5 t zGG, Sattelzugmaschinen und Busse) in Europa beträgt 2016 12 Jahre und ist damit im Vergleich um 0,3 Jahre höher als 2015 (ACEA 2018) (Abbildung 46). Die jüngste Lkw-Flotte ist mit 6,6 Jahren in Luxemburg beheimatet, gefolgt von Frankreich, Dänemark, den Niederlanden, Deutschland, Österreich, Schweden, Großbritannien und Belgien. Ebenfalls unterhalb des europäischen Durchschnitts liegen Slowenien, Irland und Finnland. Oberhalb davon liegen neben Spanien, Portugal und Italien die übrigen östlichen Beitrittsländer. Polen und Griechenland sind die Schlusslichter. Die östlichen Beitrittsländer und die Länder Südeuropas liegen oberhalb des Durchschnitts. Bei den östlichen Beitrittsländern muss beachtet werden, dass für Transporte in Länder außerhalb der EU bevorzugt ältere Fahrzeuge eingesetzt werden.

#### LNG-Fahrzeuge

Über die Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge mit LNG-Antrieb liegen nur sehr lückenhafte Informationen vor. Die

Hauptquellen für statistische Angaben zu LNG-Fahrzeugen sind Eurostat, Natural Gas Vehicle Association (NGVA) Europe sowie das EU Blue Corridors Projekt.

Bei Eurostat sind die Zulassungszahlen für Sattelzugmaschinen nicht verfügbar. Für schwere Lkw über 3,5 t zGG werden Werte nur für zehn Länder aufgeführt. Frankreich hat 2016 den größten Bestand mit 349 LNG-Fahrzeugen, gefolgt von Spanien mit 25. Im Jahr 2013 lag der LNG-Lkw in Frankreich noch bei 168. In acht Ländern gab es 2016 keine LNG-Fahrzeuge: Estland, Zypern, Ungarn, Malta, Polen, Portugal, Finnland und Schweden. Von den übrigen Ländern wurden keine Werte an Eurostat übermittelt (Eurostat 2018c).

Die aufgeführten Neuzulassungen entsprechen diesem Bild. In Frankreich stiegen die LNG-Neuzulassungen der Lkw größer 3,5 t zGG von drei Fahrzeugen 2013 auf 114 Fahrzeuge im Jahr 2016, Spanien verzeichnete 2016 20 LNG-Neuzulassungen (Eurostat 2018f). Die hilfsweise Betrachtung der deutschen nationalen Zulassungsstatistik gibt keinen weiteren Erkenntnisgewinn, da das KBA CNG- und LNG-Antriebe kumuliert als Erdgasfahrzeuge aus gibt.

NGVA Europe geht bei konservativer Schätzung insgesamt von einer europäischen Flottengröße von ca. 4.000 LNG-Fahrzeugen aus, hauptsächlich Lkw und Sattelzugmaschinen sowie einige Busse. Die jüngsten Neuzulassungen betragen mehr als 1.500 Fahrzeuge.

Führende LNG-Länder in der EU sind Spanien, Niederlande, Italien und Großbritannien. Für Großbritannien ist der Einsatz von 350 LNG-Lkw vorgesehen. Die italienische LNG-Flotte beträgt 2017 etwa 400 Fahrzeuge. Hinzu kommen ungefähr 100 Dual-fuel LNG/Diesel-Lkw. In Belgien wurden durch einen Spediteur 150 LNG-Lkw eingeführt und die Flotte soll bis 2020 um 350 auf 500 LNG-Fahrzeuge anwachsen. In Deutschland wurden mehr als 100 LNG-Lkw in Norddeutschland für einen Automobilhersteller eingesetzt. Teilweise werden die Flotten durch staatliche Programme gefördert.

Weitere Informationen liefert das EU Blue-Corridors-Projekt (EU-COM/DGM 2018). Die zurzeit 156 Lkw des Blue-Corridors-Projektes fahren in den Ländern Portugal (24), Spanien (21), Frankreich (15), Italien (24), Belgien (34), Schweden (4) und Deutschland (20).

Weitere relevante Flotten an LNG-Lkw existieren insbesondere in China sowie in Nordamerika. In China waren beispielsweise 2013 bereits 45.000 LNG-Lkw zugelassen; im Jahr 2017 betrug der Anteil der schweren Lkw mit LNG-Antrieb an den mehr als 6 Mio. schweren Lkw ungefähr 4%; das heißt die LNG-Flotte war etwa 250.000 Fahrzeuge stark. Die Zahl der Neuzulassungen von schweren LNG-Lkw in China betrug hochgerechnet auf das Jahr 2017 über 65.000 Fahrzeuge. In den USA wurden 2016 über 100 schwere Lkw mit LNG betrieben (EIA 2019). 2018

hatte die LNG-Flotte, bestehend aus Lkw und Müllfahrzeugen, eine Größe von über 4.000 Fahrzeugen.

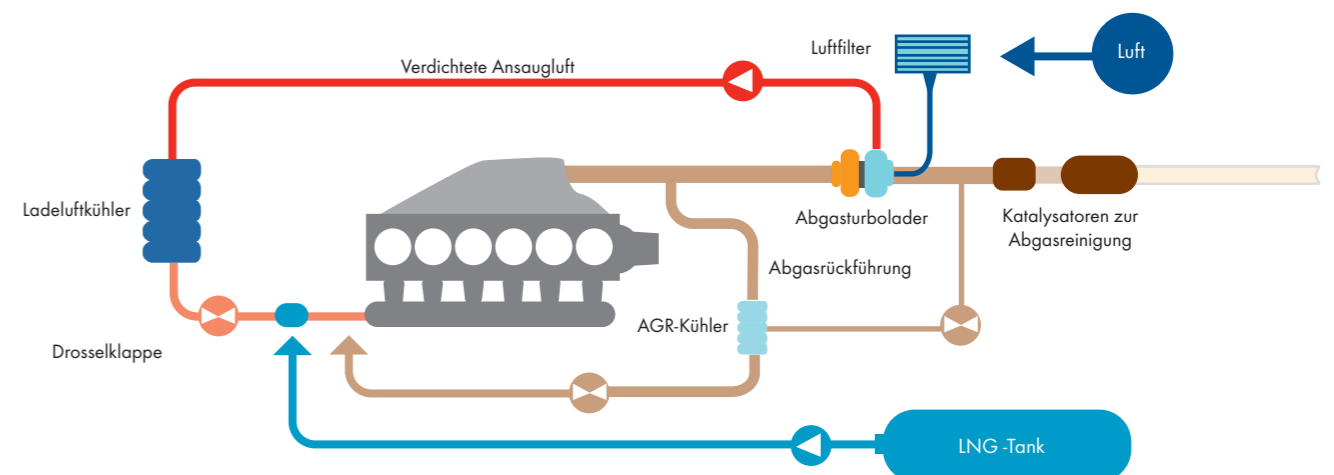
#### 5.2 ERDGASMOTOREN FÜR LKW

Für die schweren LNG-Nutzfahrzeuge gibt es derzeit zwei Arten von Motortechnologien, die die aktuellen Abgas-Emissionsstandards EURO VI entsprechend der Regulierung 595/2009/EC erfüllen (EP/Council 2009c). Diese Motortechnologien werden im Folgenden vorgestellt und hinsichtlich ihrer Eigenschaften mit dem Dieselmotor verglichen. Die beiden LNG-Motortechnologien sind der **stöchiometrische Ottomotor** und der Hochdruck-Direkteinspritzer (**High Pressure Direct Injection – HPDI**).

#### Lkw mit stöchiometrischen Ottomotoren

Ein typischer Otto-Motor ist gekennzeichnet durch eine Vormischung von Kraftstoff und Luft, die Verdichtung dieses Gemisches durch Kolbenhub und die Fremdzündung durch einen Zündfunken. Die Leistung wird durch eine Drossel im Ansaugbereich reguliert. Der Kraftstoff wird in das Saugrohr eingespritzt und soll möglichst zündunwillig sein, um eine unkontrollierte Verbrennung des Gemisches zu verhindern; es ist mit anderen Worten eine hohe Oktan- bzw. Methanzahl des Kraftstoffes erforderlich. Da Erdgas eine hohe Methanzahl hat, ist Erdgas ein für Otto-Motoren besonders geeigneter Kraftstoff.

#### 47 SCHEMA EINES LAMBDA = 1 GAS/OTTOMOTORS



Bei stöchiometrischen Otto-Gasmotoren (auch Spark Ignition oder SI-Motor) ist die Gemischbildung elektronisch so geregelt, dass eine vollständige Verbrennung des Treibstoffes erfolgt und gleichzeitig kein Luftüberschuss im Abgas auftritt (Abbildung 47). Das Abgas enthält keinen Sauerstoff mehr ( $\lambda = 1$ ). Zur Verringerung der Bildung von  $\text{NO}_x$  wird zudem wie beim Dieselmotor eine Abgasrückführung verwendet (AGR). Dies reduziert die Temperatur im Brennraum. Der Wirkungsgrad des SI-Motors ist durch Druckverluste an der Drosselklappe und durch die begrenzte maximale Verdichtung geringer als bei einem Dieselmotor. Das  $\lambda = 1$  Verbrennungskonzept ermöglicht aber den Einsatz von Drei-Wege-Katalysatoren zur Abgasnachbehandlung (3WK). Bei  $\lambda = 1$  und in Kombination mit der Abgasrückführung (AGR) enthält das Rohabgas die Schadstoffe Kohlenmonoxid (CO), Stickoxide ( $\text{NO}_x$ ) und unverbrannte Kohlenwasserstoffe in einer Menge, die durch Reaktion mit einem einzigen Abgaskatalysator abgebaut werden können. Dies macht das stöchiometrische Motorenkonzept kostengünstig. Es lässt sich nicht nur mit Benzin, wie bei den Pkw, sondern noch besser mit Erdgas bzw. LNG für Lkw realisieren.

**Kraftstoffverbrauch**

Der Wirkungsgrad und damit der Verbrauch eines Motors hängt vom Betriebspunkt (Drehmoment, Drehzahl) ab. Häufig befinden sich die Lkw-Motoren in einem Bereich mit hohem Drehmoment (bzw. hoher Last) und variierender Drehzahl (Beschleunigung). Ebenso gibt es Bereiche mit konstanter Drehzahl, aber variierender Last (Berg und Talfahrt). Zusätzlich treten Phasen auf, in denen die Motorbremskraft genutzt wird (negativer Drehmoment).

Ein SI-Motor kann bei gleichem Hubraum nicht das gleiche Drehmoment erzeugen wie ein konventioneller Dieselmotor, weil die maximalen Verbrennungsdrücke im Zylinder geringer sind. Um die gleiche Leistung bereitzustellen, muss ein größerer SI-Motor gewählt werden. Im Vergleich mit einem Dieselmotor verbraucht der SI-Ottomotor bei hohem Drehmoment etwa

15% mehr Energie. Je geringer das abgeforderte Drehmoment wird, desto größer ist der zusätzliche Energieverbrauch. Bei sehr geringer Last ist der Wirkungsgrad am schlechtesten (35% mehr Energiebedarf als bei einem Dieselmotor).

Wie der Energiebedarf eines LNG-Lkw mit stöchiometrischem Otto-Motor im Vergleich zum Dieselmotor genau ausfällt, hängt von weiteren Faktoren ab (z.B. Art des Getriebes). Ein aktueller LNG-Lkw mit Otto-Motor benötigt im Mittel etwa 18% mehr Energie als ein Dieselmotor. Der Hauptgrund ist der Unterschied im spezifischen Energieverbrauch des Motors. Die Tabelle 48 weist aus wie sich dies im Kraftstoffverbrauch widerspiegelt. Ein Dieselmotor mit 30l/100km Kraftstoffverbrauch würde als LNG-Lkw mit SI-Motor 27 kg LNG/100 km verbrauchen.

**48 KRAFTSTOFFVERBRAUCH - DIESEL VS LNG MIT SI-MOTOR**

Diesel	LNG SI-Motor
30l/100km	59l/100km
25 kg/100km	27 kg/100km
1.070 MJ/100km	1.328 MJ/100km

Otto-Erdgasmotoren mit höherem  $\lambda$  (**Lean Burn Engines**) hätten einen höheren Wirkungsgrad und etwas geringere Energiebedarfe. Solange die Euro V-Emissionsgrenzwerte galten, waren diese Otto-Erdgasmotoren erlaubt. Bisher steht aber kein Abgasbehandlungssystem für diese Lean Burn SI-Motoren zur Verfügung, das den Emissionsstandard Euro VI erfüllt.

**Verfügbare Lkw**

Schwere LNG-Nutzfahrzeuge mit SI-Motoren werden in Europa von zwei

**49 VERFÜGBARE SI-GASMOTOREN FÜR SCHWERE NUTZFAHRZEUGE**

Hubraum Liter	Leistung PS	Drehmoment Nm	Maximale Reichweite
9	280 - 400	1.500	Bis zu 1.600 km
13	410 - 460	2.000	Bis zu 1.600 km

Herstellern angeboten. Beide Hersteller bieten unterschiedlichste Chassis (z.B. Sattelzugmaschine oder Gliederzüge) mit auch variierenden Tankkonfigurationen an.

Die für die Fahrzeuge verfügbaren Motoren sind in Tabelle 49 aufgeführt. Die 13 Liter-Klasse kann für die schwersten Lkw eingesetzt werden. Alle Motoren können in LNG-Fahrzeugen wie auch in CNG-Fahrzeugen verwendet werden. Die angegebene Reichweiten werden allerdings nur mit LNG erreicht, wobei sich die maximale Reichweite aus der größtmöglichen installierten Tankkapazität ergibt.

**LNG-Lkw mit HPDI-Motor**

Dieselmotoren sind effizient, weil die Verbrennungsluft ungedrosselt angesaugt wird und der Motor mit maximalem Verdichtungsverhältnis betrieben werden kann. Der Kraftstoff wird erst in der Phase maximaler Kompression eingespritzt und entzündet sich erst dann. Dieses Konzept funktioniert nur, weil Dieselmotor zündwillig ist. LNG, beziehungsweise Methan hat nicht die notwendigen Selbstzündungseigenschaften.

Die Idee des HPDI-Motors ist es, mit einer kleinen Menge Dieselmotor die Selbstzündung zu initiieren und dann in die entstehende Flamme das Methan einzudüsen (Abbildung 51). Man verwendet somit zwei unterschiedliche Kraftstoffe - Diesel und LNG - sequenziell, um den Motor zu betreiben. Die Dieselmotor ist so gewählt, dass gerade eben ausreichend Energie freigesetzt wird, um die Zündung der nachfolgend eingedüsten Methanmenge zu ermöglichen.

Der Diesel wird hierbei vor der maximalen Kompression injiziert (ca. -15° Kurbelwinkel). Zusammen mit der Kompression bewirkt dies eine weitere deutliche Erhöhung des Druckes und der Temperatur. Die

**50 KRAFTSTOFFVERBRAUCH - DIESEL VS. LNG MIT HPDI-MOTOR**

Diesel-Motor	HPDI-Motor	
	LNG-Verbrauch	Diesel-Verbrauch
30 l/100km	48 l/100km	21 l/100km
25 kg/100km	22 kg/100km	1,7 kg/100km
1.070 MJ/100km	1.082 MJ/100km	71 MJ/100km

Gasmenge wird folgend so eingedüst, dass sich nach Erreichen des 0°-Kurbelwinkels die Hauptgasmenge entzünden kann. Dies bewirkt ein Maximum an Drehmoment.

Der Aufbau des Kraftstoffsystems ist in Abbildung 51 dargestellt. LNG (flüssig) wird durch eine im Tank integrierte Hochdruckpumpe auf ca. 300 bar Druck gebracht und unmittelbar danach verdampft. Die dazu notwendige Wärme wird dem Motorkühlkreislauf entnommen. Dies ist ein sehr effizienter Weg Methangas mit hohen Drücken bereitzustellen.

Der Motor wird also nicht mit flüssigem LNG betrieben, sondern mit dem Vergasungsprodukt (Methangas). Ohne den hohen Druck wäre es nicht möglich, Methangas in den Brennraum des Motors zu düsen. Die kleine Menge Diesel wird im Prinzip genau wie bei einem normalen Dieselmotor zum Motor geführt. Der Einspritzdruck ist aber geringer (ca. 300 bar versus 2000 bar beim normalen Dieselmotor). Eine weitere Besonderheit: es wird ein integrierter Injektor verwendet,

über den sowohl der Diesel als auch das Methangas kontrolliert in den Brennraum injiziert wird.

**Kraftstoffverbrauch**

Da ein HPDI-Motor wie ein Dieselmotor arbeitet, ist es nicht verwunderlich, dass er im Prinzip auch genau so effizient ist. Bei aktuellen Versionen des HPDI-Motors ist der Energiebedarf über einen weiten Betriebsbereich nur maximal 5% höher. Lediglich im sehr geringen Lastbereich ist auch hier der Energiebedarf 15% höher. Dieser Bereich ist aber nahezu irrelevant für den Betrieb eines Lkw. Allgemein wird angenommen, dass ein Lkw mit HPDI-Motor lediglich ca. 3 - 4% mehr Energie benötigt als ein konventioneller Dieselmotor. Der Kraftstoffverbrauch eines HPDI-Lkw liegt im Vergleich mit einem auf 100 km 30l Diesel verbrauchenden Lkw dann bei 22 kg LNG/100 km plus 21 Diesel/100 km.

**Verfügbare Lkw**

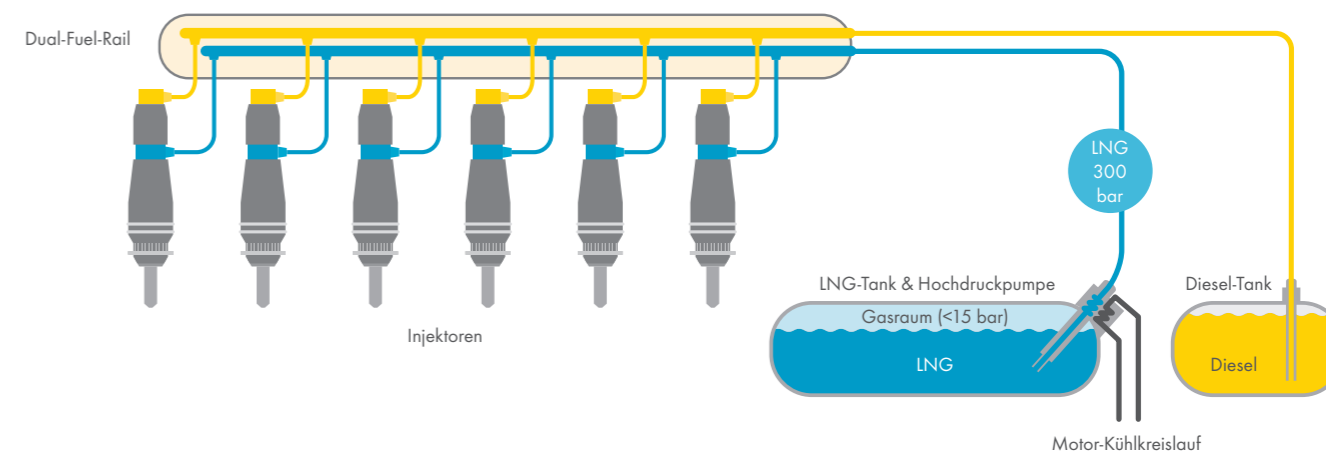
Die Entwicklung des HPDI-Motors ist verbunden mit einer kanadischen Firma, die sich auf die Entwicklung von Fahrzeugen

für gasförmige Kraftstoffe konzentriert. Diese Firma besitzt zahlreiche Patente zur HPDI-Technologie. 2006 wurde von dieser Firma ein schwerer 15 Liter HPDI-LNG-Motor in den amerikanischen Markt eingeführt, dessen Produktion aber 2013 wieder eingestellt wurde. Im Maximum hatte dieser Motor 550 PS und ein maximales Drehmoment von 2.500 Nm. Unterschiedliche Firmen aus Europa und China haben seitdem an der Entwicklung verbesserter HPDI-Motoren gearbeitet.

2018 wurde der einzige derzeit verfügbare HPDI-Lkw auf den Markt gebracht. Auch diesen Lkw gibt es in unterschiedlichen Konfigurationen. Der HPDI-Motor hat einen Hubraum von 13 Liter und erreicht eine Leistung von 420 PS oder 460 PS sowie ein maximales Drehmoment von 2.100 bzw. 2.300 Nm (ca. 10% mehr als die stärksten SI-Motoren). Die Tankkapazität erlaubt eine Reichweite von bis zu 1.000 km. Der Dieselanteil am Kraftstoffverbrauch liegt zwischen 5% und 10% des Gesamtverbrauchs. Die Abgasnachbehandlung erfolgt in gleicher Weise wie bei einem normalen Dieselmotor (SCR mit Harnstoff und Partikelfilter).

Es wird erwartet, dass andere Hersteller ebenfalls HPDI-Motoren für LNG-Lkw auf den Markt bringen, zum Beispiel in China (WFS 2018).

**51 SCHEMA EINES KRAFTSTOFFSYSTEMS FÜR EINEN HPDI-MOTOR**





## TOTAL COST OF OWNERSHIP

LNG bietet zwar eine alternative Energieversorgung und Umweltvorteile. Spediteure und andere Betreiber von Lkw-Flotten werden letztendlich aber nur dann breites Interesse an LNG haben, wenn die Antriebs-Kraftstoff-Kombination LNG gegenüber der dominanten Antriebs-Kraftstoff-Kombination Diesel wirtschaftlich wettbewerbsfähig ist. Die Wirtschaftlichkeit eines LNG-Lkw im Verhältnis zu einem Referenzfahrzeug kann durch die „**Total Cost of Ownership**“ (TCO) beschrieben werden.



Die TCO-Elemente setzen sich zusammen aus den Kraftstoffkosten, der Abschreibung für das Fahrzeug, Straßenbenutzungsgebühren, Wartung, Reifen, Reparaturen, Steuern und Versicherung sowie Fahrerkosten. Die Eckdaten der TCO-Rechnung hängen von etlichen weiteren Faktoren wie dem gewählten Finanzierungsmodell (Leasing versus Anschaffung mit Abschreibung) ab.

Fahrerkosten sind für beide Antriebe (LNG und Diesel) identisch und beeinflussen den Kostenvergleich somit nicht. Neben den Fahrerkosten sind die Abschreibungen und die Kraftstoffkosten die größten Blöcke. LNG-Lkw sind heute noch deutlich teurer als Diesel-Lkw, was an der aktuell geringeren produzierten Stückzahl und an der zum Teil aufwendigeren Technik liegt (z.B. Vakuum-Tanks für LNG, spezielle Kraftstoffeinspritzung). Wieviel mehr für einen LNG-Lkw bezahlt werden muss, hängt auch vom Fahrzeugtyp und der Ausstattung ab. An dieser Stelle kann nur eine ungefähre Größenordnung genannt werden, die bei + 25% bis + 50% gegenüber einem vergleichbaren Dieselfahrzeug liegt.

Den Mehrkosten bei der Fahrzeuganschaffung sind Einsparungen bei den Kraftstoffkosten und weitere finanzielle

Anreize gegenüberzustellen. Den größten Einfluss haben die Kraftstoffkosten, die für den Spediteur bei LNG in der Regel geringer sind; denn meist wird LNG günstiger angeboten als Dieselmotorkraftstoff. Die Preisdifferenz zwischen LNG und Diesel wird insbesondere durch die Energiesteuer auf Kraftstoffe stark beeinflusst. In vielen Ländern der EU genießen Erdgaskraftstoffe bei der Energiesteuer steuerliche Ermäßigungen (CE Delft et al. 2017). Weitere Einflussfaktoren auf das TCO-Ergebnis sind Anschaffungssubventionen, fahrzeugbezogene Abgaben wie die Kfz-Steuer oder aber Mautgebühren für die Fernstraßennutzung.

Der Spediteur muss sich vor einer Entscheidung für oder gegen LNG darüber in Abhängigkeit vom Einsatz des Fahrzeuges genau informieren. Die Preisdifferenzen sind nicht immer gleich groß. Finanzielle Anreize – meist nur zum Markthochlauf gedacht – sind zudem nicht von Dauer und variieren von Land zu Land. In Deutschland gibt es etwa aktuell eine befristete Ermäßigung der Energiesteuer auf Erdgaskraftstoffe, ein befristetes Förderprogramm für die Anschaffung von emissionsärmeren Lkw (12.000 EUR/Fahrzeug, Stand 2019) und bis 2020 eine auf den Emissionsanteil begrenzte Befreiung von der Bundesfernstraßen-Maut.

An dieser Stelle wird in eine beispielhafte Business-Case-Betrachtung für einen schweren LNG-Lkw im Straßengüterfernverkehr entwickelt. Hierbei werden mögliche Kraftstoffpreise den möglichen Mehrkosten für LNG-Lkw gegenübergestellt und in Abhängigkeit von den Fahrleistungen betrachtet. Es wird angenommen, dass ein LNG-Lkw mit SI-Motor heute 30.000 EUR mehr in der Anschaffung gegenüber einem vergleichbaren Lkw mit Dieselantrieb kostet und zukünftig 20.000 EUR mehr. Für die HPDI-Variante wurde angenommen, dass diese heute in der Anschaffung 40.000 EUR mehr kostet und zukünftig 30.000 EUR mehr.

Betrachtet man einen Nutzungszeitraum von fünf Jahren, ist ungefähr eine Preisdifferenz bei den Kraftstoffkosten je Energieeinheit Megajoule von 30% zwischen dem Preis für LNG und dem für Diesel erforderlich, um einen „Break-Even“ zu erreichen (HPDI etwas weniger, SI etwas mehr).

Durch den zukünftig geringeren Mehrpreis und den verbesserten Wirkungsgrad könnte der Break-Even bei etwa 20% Preisdifferenz zwischen LNG und Diesel liegen. Diese Angaben beziehen sich auf einen hypothetischen Dieselpreis von 1 EUR/l. Ein 30% niedriger LNG-Preis – bezogen

## 5.3 EMISSIONEN

Lkw, insbesondere schwere Lkw nutzen heute zu nahezu 100% Dieselmotoren als Antrieb. Bei der Verbrennung von Dieselmotorkraftstoff entstehen sowohl Luftschadstoffe als auch Treibhausgase. Im Zeitraum 1990 bis 2016 konnten die spezifischen Luftschadstoffemissionen des Straßenverkehrs in der EU signifikant verringert werden, unter anderem bei Kohlenmonoxid um etwa 86%, bei Schwefeloxiden um 99% und bei Stickoxiden um 60%.

Stickoxide aus dem Straßenverkehr tragen zu etwa 30% an den gesamten Stickoxidemissionen in der EU bei. Seit dem Jahr 2000 erhöhte sich der Anteil der Partikelmissionen des Straßenverkehrs von 17% auf zuletzt (2016) 42% bei PM<sub>2.5</sub> sowie von 30% auf 60% bei PM<sub>10</sub> (EEA 2018a).

Nur geringfügig reduziert wurden hingegen die Treibhausgasemissionen des gesamten Verkehrssektors – und dies auch erst seit 2008/09. Bei den verkehrsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind Lkw für rund 5%

der gesamten EU-Treibhausgasemissionen bzw. einem Fünftel der Treibhausgasemissionen des Verkehrs verantwortlich. Zwischen 1990 und 2016 wuchsen die Treibhausgasemissionen aller schweren Nutzfahrzeuge in der EU um ein Viertel (EEA 2018b).

Die Regulierungen für nutzfahrzeugbedingte Luftschadstoffemissionen wurden in den vergangenen Jahren nicht weiter verschärft, denn Nutzfahrzeuge mussten mit den letzten Anpassungen der Emissionsstandards (Euro-Normen) bereits anspruchsvollere Anforderungen als Pkw erfüllen. Aufgrund der dynamischen Entwicklung des Straßengüterverkehrs wird nun eine CO<sub>2</sub>-Regulierung für schwere Lkw – ähnlich derjenigen für Pkw-Neuzulassungen – umgesetzt.

Im Folgenden wird der letzte Stand der einschlägigen EU-Regulierungen für Luftschadstoffemissionen und Treibhausgasemissionen von schweren Lkw zusammengefasst.

## Luftschadstoffe

Verbindliche, EU-weite Abgasvorschriften für schwere Lkw und Sattelzugmaschinen (Fahrzeugklasse N3) wurden im Jahre 1993 durch die Euro I-Norm eingeführt. Seit 2012 gilt die Stufe Euro VI. Dabei wurden die Abgasvorschriften im Zeitverlauf immer strenger. Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich die Prüfbedingungen kontinuierlich weiterentwickelt haben. Im Vergleich zu Euro I wurden die Grenzwerte für Abgasemissionen einzelner Luftschadstoffe mit Euro VI um bis zu 97% reduziert (Tabelle 52). Zu den gesetzlich limitierten Abgasemissionen gehören insbesondere Kohlenmonoxid (CO), Kohlenwasserstoffe (HC), Partikelmasse (PM) und Partikelanzahl (PN) sowie Stickoxide (NO<sub>x</sub>).

Für schwere Lkw und Sattelzugmaschinen (N3) gelten Abgasgrenzwerte pro Kilowattstunde Motorarbeit (g/kWh). Zudem beruht die Methodik der Abgasmessung bei Euro-VI-Fahrzyklen für schwere Nutzfahrzeuge auf global harmonisierten Fahrzyklen, namentlich der stationäre World

Harmonised Stationary Cycle (WHSC) und der instationäre World Harmonized Transient Cycle (WHTC). Der WHSC ist ein Motorprüfstandtest unter definierten Bedingungen; der transiente WHTC orientiert sich an realen Fahrzyklen und normalen Fahrbedingungen für Nutzfahrzeuge.

Außerdem müssen schwere Lkw und Sattelzugmaschinen die geltenden Abgasemissionsvorschriften im Praxisbetrieb erfüllen. Dazu werden die Abgasemissionen im Praxisbetrieb mit mobilen Messvorrichtungen, auch Portable Emission Measurement System (PEMS) genannt, ermittelt. Darüber hinaus ist die Dauerhaltbarkeit emissionsmindernder Einrichtungen über typische Fahrzeuglebensdauern nachzuweisen; die Euro VI-Anforderungen sind dabei bis zu sieben Jahre bzw. 700.000 km für schwere Lkw und Sattelzugmaschinen.

Die Luftschadstoffemissionen für schwere Euro VI-Nutzfahrzeuge weisen inzwischen nur noch geringe Abweichungen der Abgasemissionen im Praxisbetrieb von den

## 52 ABGASGRENZWERTE FÜR NUTZFahrZEUGE MIT DIESELANTRIEB

Fahrzeugtyp	Ab 2.610 kg Bezugsmasse			
Rechtsgrundlage	EU-Verordnungen 595/2009 sowie 582/2011			
Emissionsmetrik	g/kWh			
Abgas-Norm	Euro I	Euro VI WHSC 2012	Euro VI WHTC 2012	Veränderung in %
Testverfahren	1993			
Gilt seit				
Kohlenmonoxid CO	4,5	1,5	4	-67/-11
Kohlenwasserstoffe HC	1,1	0,13	0,16	-88/-85
HC + NO <sub>x</sub>	-	-	-	-
Stickoxide NO <sub>x</sub>	8	0,4	0,46	-95/-94
Ammoniak NH <sub>3</sub> in ppm	-	10	10	-
Partikelmasse PM	0,36	0,01	0,01	-97
Partikelzahl PN/kWh bzw. PN/km	-	8 * 10 <sup>11</sup>	6 * 10 <sup>11</sup>	-
Methan g CH <sub>4</sub> /kWh (Gasmotoren)	-	-	0,5	-

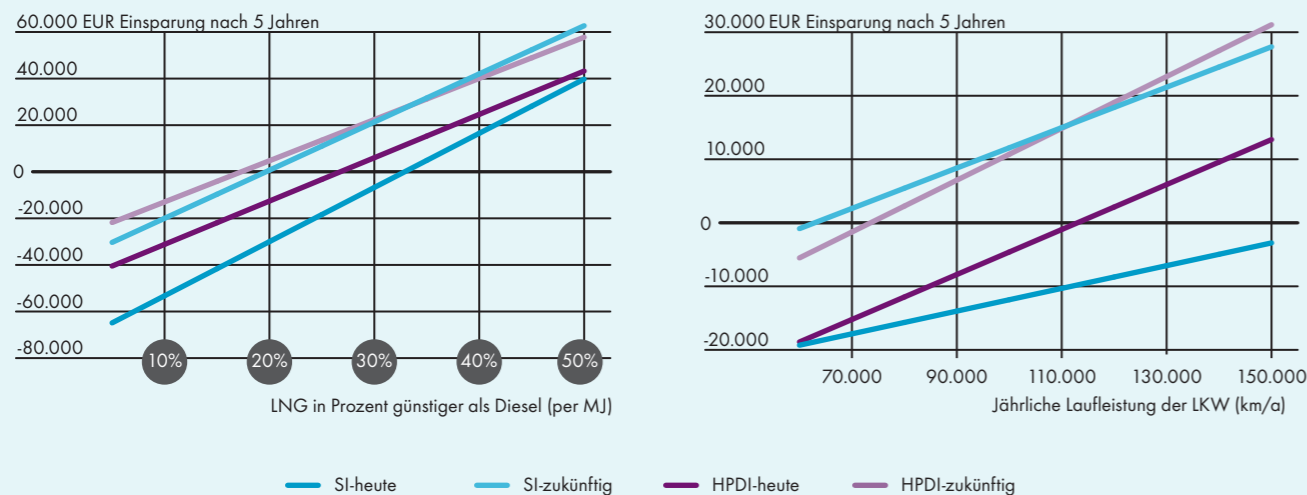
Motorenprüfstandtests der Euro VI-Norm auf (ICCT 2015). Alle LNG-Lkw, sowohl mit High Pressure Direct Injection (HPDI) als auch mit stöchiometrischen Otto-Motoren (SI), erfüllen die sehr ambitionierte Euro VI-Norm. Darüber hinaus weisen die

Hersteller von LNG-Lkw mit SI-Motoren sogar weitere signifikante Emissionsreduzierungen gegenüber der Euro VI-Norm nach: NO<sub>x</sub> -40%, PM -70%, CO -90% (Stojanovic 2015). In den USA wird sogar ein stöchiometrischer Erdgas-Ottomotor

auf den Energieinhalt – entspräche einem Tankstellenpreis von 0,96 EUR/kg. Dabei zu berücksichtigen ist, wie sich die Kilometerleistung auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Unter den getroffenen Annahmen benötigt ein LNG-Lkw eine durchschnittliche Fahrleistung von 110.000 bis 150.000 km/a, um den Break-Even gegenüber einem Dieselfahrzeug zu erreichen. Zukünftige LNG-Lkw werden weniger Fahrleistung benötigen, wenn einerseits die Motoreffizienz speziell beim

SI-Motor steigt und andererseits die Anschaffungskosten sinken. In jedem Falle ist LNG für Spediteure wirtschaftlich interessant, deren Lkw intensiv – also vorzugsweise im Straßengüterfernverkehr – genutzt werden. Wo der Break-Even genau liegt, hängt vom individuellen Einsatz der Lkw ab. Die Abbildung 53 zeigt die Einsparungen eines LNG-Lkw gegenüber einem Diesel-Antrieb nach fünf Jahren Nutzungsdauer bei günstigerem Dieselpreis und in Abhängigkeit der

### 53 SENSITIVITÄT DER WIRTSCHAFTLICHKEIT VON LNG: PREISDIFFERENZ UND JÄHRLICHE KILOMETERLEISTUNG



Annahmen: 7 % Zins; 130.000 km/a, Laufzeit 5 Jahre, Diesel 1 EUR/Liter. LNG-Lkw (SI): heute 20 % schlechterer Wirkungsgrad als Diesel, zukünftig 10 % schlechterer Wirkungsgrad als Diesel; heute 5 % schlechterer Wirkungsgrad und 5 % Pilotdiesel, zukünftig gleicher Wirkungsgrad wie Diesel und 5 % Pilotdieseleinsatz.

für schwere Lkw angeboten, der extrem geringe NO<sub>x</sub>-Emissionen ausweist (CARB 2015). Damit wären die SI-Motoren in der Lage, eine weitere Verschärfung der Emissionslimits zu erfüllen.

LNG-Lkw mit SI-Motor sind zudem deutlich leiser als Diesellkw (3 bis 6 Dezibel). Lkw mit diesen Motoren können deshalb Vorteile für Logistiker bieten, die in den Abend-, Nacht- oder Morgenstunden in Innenstädten Waren liefern oder zur Entsorgung eingesetzt werden.

#### Treibhausgas

Bei den Treibhausgasemissionen ist in erster Linie CO<sub>2</sub> relevant. Neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen werden auch die Treibhausgase Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O) berücksichtigt; allerdings besitzen beide bei Lkw nur geringen Einfluss auf die Gesamtbilanz. Analog zur CO<sub>2</sub>-Emissionsregulierung von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen

bereitet die EU-Kommission eine verbindliche Regulierung für Nutzfahrzeuge über 3,5 t zGG vor. In den USA, Kanada, Japan oder China gibt es bereits Verbrauchs- bzw. CO<sub>2</sub>-Emissionsstandards für Nutzfahrzeuge.

Aufgrund ihres hohen Anteils an den CO<sub>2</sub>-Emissionen des Transportsektors in der EU stehen die schweren Lkw und Sattelzüge über 16 t zGG im Fokus der europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionsregulierung – diese machen 65 bis 70 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Nutzfahrzeuge in der EU aus. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsregulierung soll später ebenfalls auf leichtere bzw. mittelschwere Lkw sowie Stadt- und Reisebusse ausgeweitet werden (EU-COM 2018b).

Bislang wurden die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen in der EU weder durch ein standardisiertes Messverfahren ermittelt noch gibt es valide

Angaben zu durchschnittlichen Kraftstoffverbräuchen für Nutzfahrzeuge unter den verschiedenen Einsatzbedingungen. Zudem werden schwere Nutzfahrzeuge nicht in Großserien gefertigt. Vielmehr gibt es bei schweren Nutzfahrzeugen eine große Variantenvielfalt mit funktionalen Ausstattungen für unterschiedliche Einsatzgebiete. So beeinflussen etwa Variationen bei Antriebstechnik, Achszahl oder spezielle Aufbauten den spezifischen Kraftstoffverbrauch und die fahrzeugspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Von daher stellt bereits die Messung und der Vergleich fahrzeugspezifischer Verbräuche und CO<sub>2</sub>-Emissionen eine große Herausforderung dar.

Zur Berechnung von CO<sub>2</sub>-Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge hat die EU-Kommission deshalb das Simulationstool VECTO (Vehicle Energy Consumption Tool) entwickeln lassen (JRC 2014). Mit Hilfe von VECTO können nun für beliebige

jährlichen Fahrleistung des Fahrzeugs. Die geringsten Einsparungen erbringen erwartungsgemäß der SI-heute und HPDI-heute. Bei 5 % günstigerem LNG-Kraftstoff gegenüber dem Diesel und einer festen Jahresfahrleistung von 130.000 km/a kann auch zukünftig kein LNG-Lkw wirtschaftlicher betrieben werden als ein Diesellkw. Die Rentabilität des SI-heute liegt nach fünf Jahren bei einem Verlust von ungefähr 65.000 EUR, der HPDI-heute bei 40.000 EUR, der SI-zukünftig bei 30.000 EUR und der HPDI-zukünftig bei 20.000 Euro.

Die heutigen LNG-Lkw erfordern einen um über 25 % und 30 % günstigeren LNG-Kraftstoffpreis gegenüber dem Dieselpreis, um die Rentabilitätsschwelle zu erreichen. Demgegenüber werden die zukünftigen Antriebe bereits bei einer Kraftstoffpreisdifferenz von 17 % (HPDI-zukünftig) und 19 % (SI-zukünftig) wirtschaftlich sein. Die Einsparungen der LNG-Lkw entwickeln sich aber auch unterschiedlich mit zunehmender Preisdifferenz. Der HPDI-zukünftig nimmt nicht so stark zu wie der SI-zukünftig. Dies führt dazu, dass ab einem Unterschied der Kraftstoffpreise von 35 % der SI-zukünftig eine höhere Ersparnis erbringt als HPDI-zukünftig.

Anders sieht die Einsparungsentwicklung in Abhängigkeit der jährlichen Fahrleistung bei einer festen Differenz der Kraftstoffpreise aus. Bei einer jährlichen Fahrleistung von 60.000 km liegen SI-heute und HPDI-heute mit einem etwa gleich hohen Verlust von 20.000 Euro unterhalb der Wirtschaftlichkeit. Der HPDI-zukünftig führt nur noch zu einem Verlust von 5.000

EUR, während SI-zukünftig knapp unter der Rentabilitätsschwelle liegt. Bei etwas mehr als 80.000 km/a wird auch der HPDI-zukünftig wirtschaftlich. Der HPDI-heute erreicht die Wirtschaftlichkeit erst bei 110.000 km/a, SI-heute muss eine Fahrleistung von weit über 150.000 km/a hinter sich bringen, um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Bei mehr als 110.000 km/a erwirtschaftet der HPDI-zukünftig eine höhere Ersparnis als der SI-zukünftig.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass alle LNG-Antriebe wirtschaftlich betrieben werden können. Bei der heutigen Preisdifferenz der Anschaffungskosten wird eine hohe Differenz des Preises zum Dieselpreis von 25 % bis 30 % benötigt, um wirtschaftlich zu werden. Die neuen Antriebe werden ab einer Differenz von weniger als 20 % wirtschaftlich. Erwartungsgemäß werden mit zunehmender Preisdifferenz des LNG-Kraftstoffes die Antriebe wirtschaftlicher und zwar um 10.000 bis 15.000 EUR für jede zusätzliche Differenz des LNG-Preises um 10 %. Ebenso steigt die Wirtschaftlichkeit der Antriebe mit zunehmender jährlicher Fahrleistung. Die Wirtschaftlichkeit nimmt je zusätzlicher 10.000 km/a Fahrleistung um 5.000 bis 10.000 EUR zu. Bei einer hohen jährlichen Fahrleistung über 110.000 km ist heute und zukünftig der HPDI wirtschaftlicher, bei einer niedrigen Fahrleistung ist es nur der zukünftige SI-Antrieb.

Nutzfahrzeugkonfigurationen und definierte Einsatzbereiche ein spezifischer Kraftstoffverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet werden. Das Simulationsprogramm berechnet dabei die Verbrauchswerte für das Gesamtfahrzeug aus gemessenen Daten der wichtigsten verbrauchsrelevanten Komponenten, nämlich Motor, Reifen und Karosserie des Fahrzeugs, Getriebe, Achsen und die Nebenaggregate (EU-COM 2018b).

In einem zweiten Schritt sollen nun die CO<sub>2</sub>-Emissionen für neuzugelassene schwere Nutzfahrzeuge reguliert werden. Konkret sollen nach Vorschlag der Europäischen Kommission die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Basis der im Jahr 2019 für neue schwere Nutzfahrzeuge obligatorisch durchzuführenden Berechnung mit VECTO bis 2025 um 15 % sinken; dabei wird dieses Ziel auf die einzelnen Hersteller in Gramm CO<sub>2</sub> je Tonnenkilometer bzw. in Gramm CO<sub>2</sub> je

Volumenkilometer heruntergebrochen. Für das Jahr 2030 wird gegenüber 2019 eine spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion um 30 % angestrebt, die vorher (2022) noch einmal überprüft werden soll. In den Verfahren zur herstellereigenen CO<sub>2</sub>-Emissionsberechnung werden Nutzfahrzeuge mit sehr niedrigen oder Null-Emissionen besonders berücksichtigt.

Die Verwendung von LNG bzw. Erdgas wird in VECTO (Stand 3.3.0.1250) berücksichtigt. Derzeit ist noch unsicher, welcher Emissionsfaktor für LNG verwendet wird. Aktuell ist Erdgas allgemein berücksichtigt und weist einen energetischen CO<sub>2</sub>-Emissionsvorteil von ca. 23 % gegenüber Diesel auf. Das heißt, bei gleicher Motoreffizienz könnten 23 % CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Verwendung von Erdgas gespart werden, was einen Großteil des CO<sub>2</sub>-Einsparziels auf relativ einfachem Weg ermöglichen würde (JRC 2016). Der Emissionsfaktor

für LNG wird eventuell noch günstiger ausfallen. Diesen Vorteil kann man aber nur bei Verwendung eines ähnlich effizienten Motors erzielen, wie dem dieselähnlichen HPDI-Motor. Bei Verwendung eines aktuellen SI-Motors mit einem Effizienznachteil im Mittel von 18 % verbleiben von den möglichen 23 % lediglich etwa 5 % Einsparung. Dies zeigt, welchen großen Vorteil HPDI-Motoren potenziell haben können.

Häufig wird befürchtet, dass LNG-Lkw einen zu hohen „Methanschlupf“ aufweisen. Methanschlupf ist das mit dem Abgas emittierte unverbrannte Methan. Euro VI verlangt von Gasmotoren einen Grenzwert von 0,5 g/kWh einzuhalten. Dadurch ist Methanschlupf für die Treibhausgasbilanz nahezu unbedeutend. Der Methanschlupf wird in VECTO nicht berücksichtigt.

# PRO-LNG-SZENARIEN FÜR SCHIFFE UND LKW



Im folgenden Kapitel wird aufgezeigt, wie sich LNG im Rahmen eines ambitionierten „Pro-LNG-Szenarios“ als Kraftstoff für Seeschiffe und schwere Lkw bis zum Jahr 2040 im Gütertransportmarkt etablieren könnte. In Bezug auf die Schifffahrt wird die globale Handelsschiffsflotte betrachtet, bei den Lkw die schweren Fahrzeuge für den Straßengüterfernverkehr in der EU.

Binnenschiffe werden in der Szenarioanalyse nicht weiter betrachtet. Zum einen ist ihr Bestand gering – es gibt in nur wenigen europäischen Ländern überhaupt eine nennenswerte Binnenschiffsflotte. Zum anderen ist auch der Kraftstoffverbrauch aufgrund der geringen Motorleistung im Vergleich zu Seeschiffen gering. Außerdem sind Daten zu Binnenschiffen für eine zumindest europäische Modellierung nicht ausreichend verfügbar.

Das Pro-LNG-Szenario beschreibt mögliche, künftige Entwicklungen, bei der LNG durch die Schaffung teilweise notwendiger Voraussetzungen Marktanteile als Kraftstoff für schwere Lkw und Schiffe gewinnt. Insofern die beschleunigte Einphasung einer neuen Energie- und Antriebstechnik betrachtet wird, handelt es sich nicht um ein Trendszenario, welches Trends der jüngeren Vergangenheit lediglich fortschreibt; das für LNG entwickelte Szenario geht vielmehr deutlich darüber hinaus.

Es ist insofern als ein antriebs- und kraftstoffspezifisches Alternativszenario zu sehen, welches optimistische Annahmen für die Etablierung und Marktdurchdringung von LNG trifft. Die Ergebnisse dieses **Pro-LNG-Szenarios** werden mit einer Entwicklung verglichen, bei der LNG keine Rolle gespielt hätte.

Obgleich sich der Anteil von LNG-Schiffen und LNG-Lkw im Pro-LNG-Szenario stetig erhöht, ist nicht davon auszugehen, dass im Betrachtungszeitraum die führende Antriebstechnik – der Dieselantrieb – überwiegend oder gar vollständig ersetzt werden kann. Vielmehr soll ein substantieller Anteil der bestehenden Flotte durch LNG-Fahrzeuge und -Schiffe ausgetauscht werden, um so die potenziellen Auswirkungen von LNG-Technik auf Kraftstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen zu ermit-

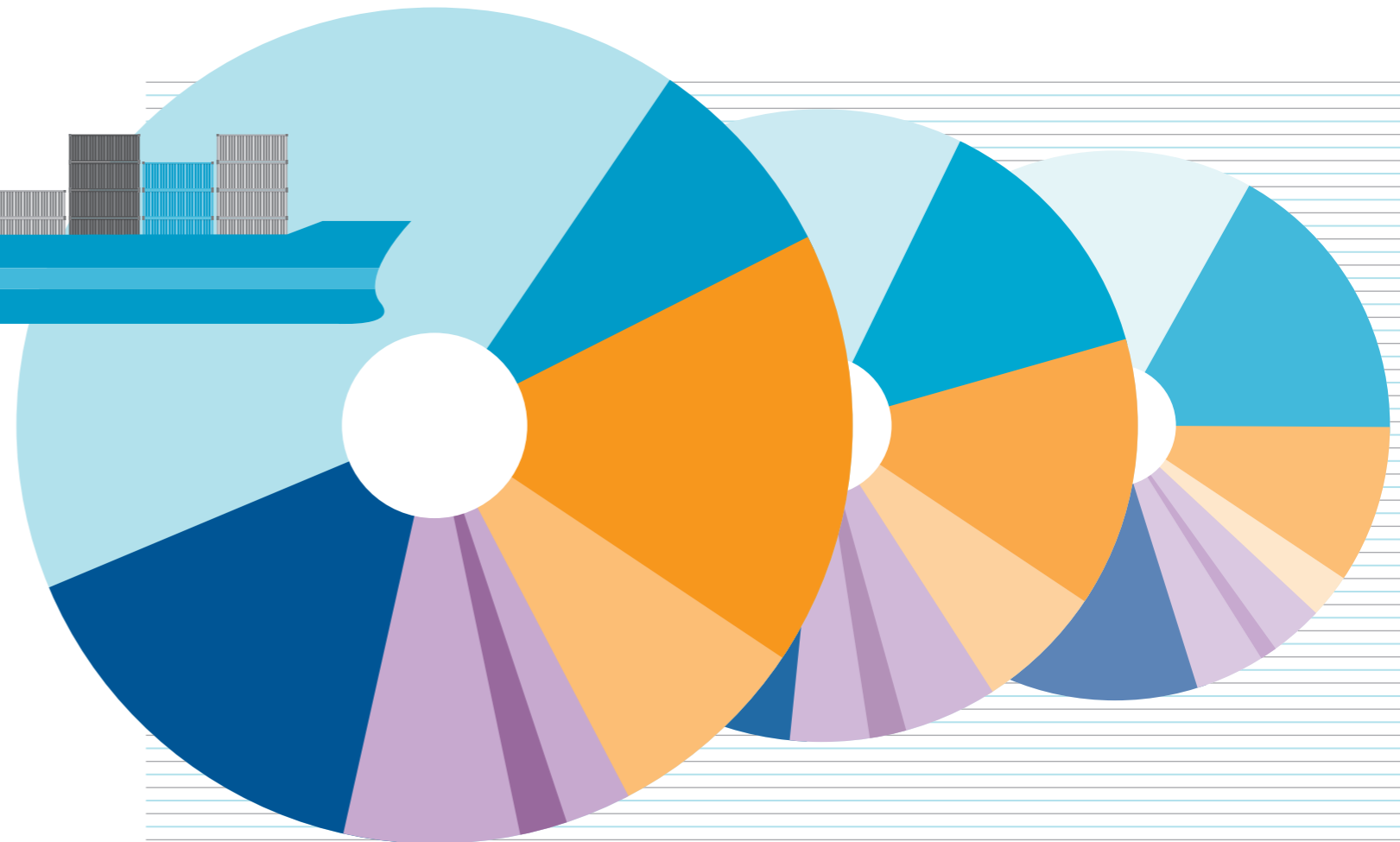
eln. Die aufgezeigten LNG-Implementierungspfade sind dabei in den Beständen im Rahmen des regulären Flottenumschlags realisierbar.

Andere alternative Antriebe und Kraftstoffe – wie Biokraftstoffe, elektrische Antriebe einschließlich mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen – werden hierbei nicht gesondert untersucht. Im Fokus steht im Folgenden ausschließlich die **differenzielle Auswirkung** von LNG-Antriebstechnik und LNG-Kraftstoff auf die dominante Technologie – und das sind Dieselantrieb und Dieselmotorkraftstoff.

Zuletzt ist darauf hinzuweisen, dass die hier entwickelte Projektion möglicher LNG-Zukünfte für Schiff und schwere Lkw ein Szenario ist – und Szenarien sind keine Prognosen. Noch weniger handelt es sich beim Pro-LNG-Szenario um ein Zielszenario. Es soll vielmehr künftige Antriebs-Kraftstoff-Entwicklungen **„explorieren“** und eine mögliche und plausible Entwicklung von LNG im Schiffs- und Straßengüterverkehr darstellen.

Im ersten Schritt werden zunächst die Methode und das Vorgehen der folgenden quantitativen Szenarioanalyse dargelegt. Anschließend werden die wesentlichen Rahmenbedingungen und Treiber für das Pro-LNG-Szenario qualitativ beschrieben. Im dritten Schritt wird die Entwicklung der künftigen Transportnachfrage und Transportleistung von Schiff und schweren Lkw anhand einschlägiger internationaler bzw. europäischer Verkehrsszenarien aufgezeigt. Auf Basis der getroffenen Annahmen und erwarteten Verkehrstrends werden Pro-LNG-Szenarien für die Seeschifffahrt und die schweren Lkw entwickelt und die wichtigsten quantitativen Szenarioergebnisse dargestellt.

Im Sinne einer differenziellen Analyse gehören dazu die mögliche Substitution von Dieselantrieben bei Schiffen und Lkw durch LNG-Antriebe im jeweiligen Schiffs-/Fahrzeugbestand, der jeweilige LNG-Kraftstoffverbrauch und der durch LNG-Kraftstoffe ersetzte Diesel- bzw. Schwerölverbrauch sowie mögliche Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen von Seeschiffen und schweren Lkw durch den Einsatz von LNG-Kraftstoff.



## 6.1 METHODIK UND VORGEHEN

Die angewandte Szenariomethodik ist für die beiden Teilszenarien Schiffe und schwere Lkw über 16 t zGG und Sattelzugmaschinen ähnlich. Das gilt im Besonderen für die gewünschten Outputgrößen (LNG-Flotten 2040, LNG-Verbrauch und Auswirkungen auf Treibhausgasemissionen). Sie unterscheiden sich jedoch aufgrund der Daten- und Quellenlage sowie wegen ihrer jeweiligen Transportbedingungen. Deshalb werden Methodik und szenarisches Vorgehen für Lkw und Schiffe in zwei separaten Abschnitten skizziert.

### Schiffe

Als Quelle zur Entwicklung von Schiffsneubauten wurden die Analysen und Prog-

nosen von SEA Europe, der Shipyards' and Maritime Equipment Association (SEA 2017, 2018) herangezogen. Als Datenquelle für den globalen Handelsschiffsbestand – Anzahl, Zusammensetzung, Alter etc. – wurden die Datenbanken der UN-Handelskonferenz UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Tariffs) konsultiert (UNCTAD 2017, UNCTADstat 2018); ergänzend wurde der Jahresbericht des Deutschen Marinekommandos (DM 2018) hinzugezogen.

Aus den vorgenannten Quellen wurden für die bedeutendsten Schiffsklassen Annahmen über den Zusammenhang von Neubauten und Verschrottungen abgeleitet. Je nach Eignung oder Affinität der jeweiligen Schiffskategorie zu LNG-Antrieben und

LNG als Kraftstoff werden LNG-Antriebe in die jeweiligen Schiffskategorien eingepasst. Aus der Summe der betrachteten Schiffskategorien ergibt sich eine Vorstellung über die Entwicklung des gesamten Schiffsbestands und des Anteils von LNG-Schiffen daran. Da Seeschiffe eine lange Nutzungsdauer aufweisen, spielen Verschrottungen von Schiffen für Bestandsveränderungen in einem Szenariohorizont bis 2040 eine eher geringere Rolle.

Der Kraftstoffverbrauch von Schiffen wird bestimmt durch die im jeweiligen Fahrzeugzustand erforderliche Leistung und den spezifischen Kraftstoffverbrauch. Letzterer ist gleichbedeutend mit dem Wirkungsgrad und der Effizienz der Antriebe.



Schiffsmotoren sind die mit Abstand effizientesten Kraftmaschinen; das Potenzial zur Steigerung der Effizienz ist nur noch gering. Hinzu kommt, dass eine weitere Effizienzsteigerung im Zielkonflikt zu Emissionen wie Stickoxiden steht. Es wird daher im Szenario davon ausgegangen, dass die Effizienz nicht weiter gesteigert wird bzw. Steigerungen vernachlässigbar sind. Das betrifft auch die Motoren bzw. Antriebe mit LNG als Kraftstoff. Ein wesentlicher Unterschied in der Effizienz zwischen Erdgas- (LNG) und Dieselmotoren besteht außerdem nicht.

Die erforderliche Leistung eines Schiffes wird wesentlich durch seine Geschwindigkeit beeinflusst, denn sie wächst in dritter bis vierter Potenz mit der Geschwindigkeit. Daraus lässt sich ableiten, dass schnelle Schiffe deutlich mehr Leistung benötigen als langsamere Schiffe gleicher Größe. Somit benötigen beispielsweise Container- und Kreuzfahrtschiffe deutlich mehr Leistung als Massengutfrachter und Öltanker. Zudem beeinflussen Tiefgang und Verdrängung des Schiffes, Wetterbedingungen (einschl. Wind- und Strömungsrichtung) sowie der Zustand (Rauheit) von Außenhaut und Propeller den Energieverbrauch (Bialystocki/Konovessis 2016).

Zusätzlich zum Leistungsbedarf für den Antrieb eines Schiffes ist der Bedarf an elektrischer Leistung für den Bordbetrieb zu berücksichtigen, denn diese Energie wird ebenfalls durch Motoren erzeugt. Sie ist beispielsweise auf Kreuzfahrtschiffen durch den komplexen Hotelbetrieb fast genauso groß wie die Antriebsleistung und wird zudem auch während der Liegezeiten benötigt. Als letzte Einflussgröße ist noch die Effizienz des Gesamtsystems zu nennen. Dazu zählen die Effizienz des Schiffsentwurfes (also wie viel Antriebsleistung gebraucht wird, um eine bestimmte Geschwindigkeit zu erreichen) sowie des Bordbetriebes (also wie Stromsparmaßnahmen im Hotelbetrieb umgesetzt werden).

Die Abschätzung der Kraftstoffverbräuche der betrachteten Schiffstypen erfolgt auf Basis von Erfahrungswerten für die erforderliche durchschnittliche Antriebs- und

Bordleistung der betrachteten Schiffstypen. Dabei wird über vereinfachte Fahr- bzw. Leistungsprofile differenziert zwischen Seezeit (Antriebs- und Bordleistung werden benötigt) und Liegezeit (nur Bordleistung wird benötigt); zusätzlich werden die jährlichen Einsatztage abgeschätzt (ähnlich auch IMO 2015). Effizienzsteigerungen seitens der Schiffsentwürfe und der Bordstromverbräuche werden gemäß den Vorgaben des Energy Efficiency Design Index (EEDI) berücksichtigt.

Die Wirkungsgrade und spezifischen Kraftstoffverbräuche nach heutigem Stand werden über den gesamten Szenariozeitraum zu Grunde gelegt. Die jährlich verbrauchten Mengen an LNG ergeben sich letztlich aus den Leistungsanteilen von See- und Liegezeit, und dem spezifischen Kraftstoffverbrauch. Letzterer wird über die Annahme der Energieäquivalenz (gleicher spezifischer Energieverbrauch bei Diesel- und Erdgasmotoren) und die Heizwerte von Erdgas bzw. Flüssigkraftstoff in die jeweiligen Kraftstoffmengen umgerechnet. In der Summe werden die Mengen von benötigtem LNG und verdrängtem Flüssigkraftstoff ermittelt.

Die Treibhausgasemissionen der betrachteten LNG-Teilflotte von Schiffen werden mit Hilfe von energieträgerspezifischen THG-Faktoren berechnet. Hierbei werden auch die möglichen Auswirkungen von Methanschlupf berücksichtigt. Die für die LNG-Schiffe resultierenden Treibhausgasemissionen werden mit denen von dieselangetriebenen Schiffen verglichen.

## Lkw

Mit Hilfe eines Modells erfolgt die Abbildung von Lkw über 16 t zGG und Sattelzugmaschinen der EU-28, um die jahrgangsfine Zusammensetzung des Bestandes zu bestimmen und bis zum Jahr 2040 fortzuschreiben. Dies geschieht auf der Datengrundlage länderfeiner (EU-28) langfristiger Datenreihen des Statistischen Amtes der Europäischen Union zu Neuzulassungen (Eurostat 2018b) und Beständen (Eurostat 2018a) von Sattelzugmaschinen ab 1979 sowie länderfeiner Statistiken ab

dem Jahr 2003 des Verbandes Europäischer Automobilhersteller (ACEA) zu Neuzulassungen von Lkw über 16 t zGG (ACEA 2017). Die Bestände der schweren Lkw werden vereinfacht als Differenz aus dem Bestand aller Nutzfahrzeuge mit mehr als 16 t zGG (Heavy Commercial Vehicle: HCV) und den Sattelzugmaschinen gebildet.

In einem ersten Modellschritt werden aus den Jahrgangsbeständen für schwere Lkw Sterbekurven gebildet, mit denen für jede Fahrzeugklasse das jährliche Abschmelzen der Jahrgangsbestände bestimmt wird. Aufsummiert ergeben diese Jahrgangsbestände den aktuellen Gesamtbestand des jeweiligen Jahres an schweren Lkw. In einem zweiten Modellschritt werden die Fahrzeugbestände für die beiden betrachteten Fahrzeugklassen mit LNG-Antrieb gebildet. Die Durchdringung des untersuchten Fahrzeugbestands mit LNG-Antrieben wird anhand jahresfeiner Differenz der Bestände der gesamten Fahrzeugklassen und der Bestände mit LNG-Antrieb dargestellt.

Im nächsten Rechenschritt wird aufbauend auf der Anzahl von Neuzulassungen von schweren Lkw im Jahr 2016 ein kontinuierlich bis 2040 anwachsender Neuzulassungsanteil von LNG-Lkw angenommen. Dadurch bildet sich ein Flottenbestand, der sowohl schwere Lkw mit Dieselantrieb als auch mit Gasmotor und LNG als Kraftstoff beinhaltet. Eingephasst werden sowohl schwere Lkw mit einem Gasmotor mit stöchiometrischem Verbrennungsluftverhältnis von  $\lambda = 1$  (Ottomotor mit Fremdzündung, SI-Motor) als auch schwere Lkw mit HPDI (High Pressure Direct Injection)-Gasmotoren. Da beide LNG-Motorvarianten unterschiedlich effizient sind, können sich aus der angenommenen Marktdurchdringung dieser beiden Varianten Unterschiede bei der erwarteten LNG-Kraftstoffnachfrage ergeben.

Auf Basis der sich ergebenden Zusammensetzung der Lkw-Bestandsflotte wird ein spezifischer, durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch für das jeweilige Jahr abgeleitet.

Grundlage dafür ist ein spezifischer, durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch für die drei betrachteten Lkw-Antriebe – Diesel und zwei alternative Gasantriebsvarianten – im Basisjahr 2016. Daraus wird jahresfein ein spezifischer, durchschnittlicher Verbrauchswert für Diesel (in Litern) und für LNG (in kg) eines Flottenfahrzeuges pro 100 km ermittelt. In dieser Berechnung wird berücksichtigt, dass infolge technologischer Weiterentwicklungen Lkw-Neufahrzeuge sowohl mit Diesel- als auch mit Gasantrieb von Jahr zu Jahr effizienter werden, der spezifische Kraftstoffverbrauch für neu zugelassene schwere Lkw also kontinuierlich sinkt.

Mit Hilfe des spezifischen, durchschnittlichen Verbrauchswertes eines Lkw wird der jährliche Kraftstoffbedarf von LNG-Lkw und der durch sie ersetzte Dieselmotorkraftstoffverbrauch berechnet. Dazu werden der jeweilige Lkw-Bestand pro Jahr, die durchschnittliche Jahresfahrleistung pro Lkw und der spezifische, durchschnittliche Kraftstoffverbrauch multipliziert. Für die durchschnittliche Jahresfahrleistung basiert die Annahme auf der Fahrleistungserhebung für Deutschland (IVT 2017). Als Ergebnis dieses Bottom-up Rechenansatzes ergibt sich der absolute Bedarf an LNG-Kraftstoff sowie die gleichzeitig eingesparte Menge an Dieselmotorkraftstoff für schwere Lkw im Pro-LNG-Szenario. Dieser kann wiederum dem substituierten Dieselmotorkraftstoff gegenüber gestellt werden.

Abschließend werden aus dem absoluten LNG-Verbrauch mit Hilfe von energieträgerspezifischen Treibhausgasfaktoren die absoluten Treibhausgasemissionen der Lkw-Flotte pro Jahr ermittelt. Dabei werden für LNG je nach Erzeugungspfad – fossil oder erneuerbar (bio) – unterschiedliche Treibhausgasfaktoren verwendet. Die Treibhausgasberechnung berücksichtigt auch das Auftreten von Methanschlupf. Die für die LNG-Lkw-Flotte resultierenden Treibhausgasemissionen werden mit denjenigen verglichen, die sich ergäben, wenn die schweren Lkw anstatt mit LNG mit Dieselmotorkraftstoff (B7) betrieben worden wären.

## 6.2 RAHMENBEDINGUNGEN UND TREIBER

Bevor es zu den quantitativen Szenarien geht, werden im Rahmen einer Umfeldanalyse die wichtigsten Rahmenbedingungen und Bestimmungsfaktoren für den Markthochlauf von LNG beschrieben. Die Einflussfaktoren werden dabei in vier Kategorien zusammengefasst: Gesellschaft und Politik, Nutzer und Betreiber, Technik und Antriebe sowie Energie und Kraftstoffe.

Zunächst werden von Gesellschaft und Politik wichtige Rahmenbedingungen gesetzt, welche die Auswahl und die Nutzung von Fahrzeugen, Antrieben und Kraftstoffen beeinflussen. Zum Teil kommen Politik- und Gesellschaftstrends auch über die Nachfrage der Kunden zur Geltung. Letztendlich müssen Transportdienstleister die Anforderungen und Erwartungen von Kunden abbilden, wodurch die Auswahl der Verkehrsträger oder die Wahl des Antriebes sowie des Energieträgers beeinflusst werden.

Die Entscheidung, bestimmte Antriebs-Kraftstoff-Konfigurationen zu nutzen, wird von den Betreibern von schweren Lkw und Schiffen getroffen. Sowohl die Akteure des Straßengüterverkehrs als auch der Schifffahrt orientieren sich dabei in erster Linie an technischen und betriebswirtschaftlichen Kriterien; das sind im Besonderen die Haltungs- und Nutzungskosten (Total Cost of Ownership), um Transportdienstleistungen effizient erbringen zu können. Teilweise kommen noch weitere „weiche“ Nutzerpräferenzen, die nicht betriebswirtschaftlich-technische Parameter betreffen, ergänzend hinzu.

Die Gesamtkosten für schwere Lkw und Schiffe werden zum einen beeinflusst durch die Investition in die Technik, zum anderen durch die Verfügbarkeit und den Preis des Kraftstoffs inklusive der Kosten für Infrastruktur und Logistik für die Kraftstoffbereitstellung. Dabei wird unterstellt, dass die Nutzung von LNG bei Personalkosten, Versicherungskosten sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten keine wesentlichen

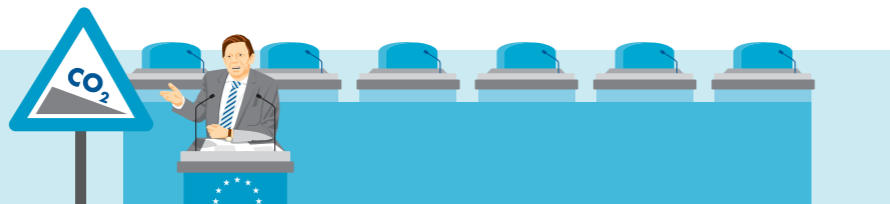
Nachteile gegenüber den bisherigen Hauptwettbewerbern (Diesel, Marinegasöl und Schweröl) aufweist, sodass diese hier nicht berücksichtigt werden.

Letztendlich stellen die Nutzer von LNG als alternativen Kraftstoff die Anforderung, dass heute noch vorhandene Unterschiede von LNG bei einer Entwicklung der Kraftstoffinfrastruktur und der Technik sich ausgleichen lassen. Ebenso wird davon ausgegangen, dass keine Einschränkungen für den Nutzer hinsichtlich von zu transportierenden Gütermengen auftreten werden. Zudem sollte sich die Attraktivität von LNG gegenüber erdölbasierten Kraftstoffen insbesondere bei Schiffen aus einer Differenz der laufenden Energiekosten und Kosten zur Abgasnachbehandlung für den Nutzer zugunsten von LNG dauerhaft einstellen.

Die vier Kategorien mit Einflussfaktoren werden jeweils getrennt für die Schifffahrt und den Straßengüterverkehr beschrieben. Allerdings gibt es für beide Verkehrsträger gemeinsame notwendige Rahmenseetzungen. So sind für die Verbreitung von LNG eine ausreichende Verfügbarkeit und dessen preisliche Wettbewerbsfähigkeit unabdingbar.

Als Mindestannahme kann unterstellt werden, dass sich die LNG-Infrastruktur mindestens entsprechend den Vorgaben der EU AFID-Richtlinie (EP/Council 2014) entwickelt, in einem LNG-spezifischen Szenario hingegen noch darüber hinaus geht.

Ein ausgebautes Netz großer LNG-Importterminals, von denen aus kleine Speicherterminals mit Tankschiffen oder per Lkw versorgt werden können, von denen wiederum Bunkerbargen oder Tanklastzüge kleinere Schiffe und Tankstellen mit LNG beliefern können, erscheint gesamtwirtschaftlich optimal. Eine individuelle Belieferung pro Schiff durch Einzelverträge mit LNG-Lieferanten aufgrund einer unzureichend ausgebauten Infrastruktur erhöht hingegen die Bunkerkosten und die Logistikkosten für die Verteilung von LNG an die Endnutzer.



## SCHIFFE

Ambitionierte nationale und internationale Energie-, Umwelt- und Verkehrspolitik führen zu erhöhten Ansprüchen an die Schifffahrt. Der öffentliche Druck auf die Betreiber von Passagierschiffen, insbesondere Kreuzfahrtschiffen ist am größten; er erreicht jedoch über die Häfen und küstennahen Siedlungsgebiete zunehmend auch die Seeschifffahrt.

An erster Stelle der politischen Aufmerksamkeit stehen dabei die Luftschadstoffemissionen der Schifffahrt ( $SO_x$  / Feinstaub /  $NO_x$ ), insbesondere in der Nähe von Siedlungsgebieten. Durch ihren zunehmenden Anteil an den globalen Klimagasemissionen kommt die Schifffahrt außerdem in den Fokus der internationalen Klimapolitik. Angesichts eines prognostizierten Wachstums im Seeverkehr kommt es zuvörderst darauf an, eine Trendumkehr bei den schiffahrtsbedingten Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Zur Erreichung ihrer Umweltziele setzt die internationale und nationale Politik auf ein Bündel schiffs-, antriebs- und kraftstoffbezogener Maßnahmen. Der Energieeffizienzindex für Seeschiffe (EEID) wird weiterentwickelt – und trägt so zu einer Reduktion der spezifischen Treibhausgasemissionen von Schiffen bei. Regional wird der internationale Schiffssektor in den regionalen Emissionshandel mit einbezogen, wodurch sich zusätzliche Anreize ergeben, Treibhausgase durch Effizienz, Fahrweise und/oder Kraftstoffe einzusparen. Aufgrund des steigenden Flottenanteils von LNG-Schiffen werden schließlich auch die antriebsbedingten Methanemissionen vom Gesetzgeber reguliert.

Eine immer striktere Luftreinhaltepolitik führt zu noch strengeren Emissionsstandards für See- und Binnenschiffe. Zudem werden weltweit die Emission Control Areas (ECA) für die internationale Schifffahrt immer weiter ausgeweitet, woraus eine erhöhte globale Nachfrage nach emissionsarmen Antrieben und Kraftstoffen (wie LNG) resultiert.

In der internationalen Seeschifffahrt, und hier vor allem in den wichtigsten tragenden Schiffsklassen Containerschiffe, Massengutfrachter und Tanker dominiert die Dieseltechnik. Die einzige Antriebs- bzw. Kraftstoffalternative zu Diesel ist in der Seeschifffahrt bislang LNG. Für eine raschere Marktdurchdringung müssen allerdings höhere Investitions- und Betriebskosten für Betreiber von LNG-Flotten kompensiert werden. In der Folge werden LNG-Schiffe, LNG-Infrastruktur und auch LNG-Kraftstoffe national oder auch regional (EU) finanziell gefördert. Im Vergleich zum Straßenverkehr bieten sich für die internationale Schifffahrt allerdings keine fiskalischen Optionen (Kraftstoffsteuern) an, da Bunkertreibstoffe international nicht besteuert werden. Die Binnenschifffahrt kann dagegen ähnlich wie der Straßengüterverkehr gefördert werden.

## LKW

Staatliche Akteure und internationale Akteure verfolgen ambitionierte Energie-, Umwelt- und Klimaziele für den Straßenverkehr. Die Treibhausgasemissionen des Straßengüterverkehrs steigen aufgrund der wachsenden internationalen Arbeitsteilung und des damit verbundenen globalen Logistikbooms überproportional an. Der Nutzfahrzeugsektor gerät in der Folge stärker in das Visier der Umweltpolitik; und hier im Besonderen die schweren Lkw, die vorwiegend im Fernverkehr unterwegs sind und mit Abstand den größten Anteil des Endenergieverbrauchs im Straßengüterverkehr ausmachen.

Gegen den bisherigen Trend muss der Straßengüterverkehr seine Treibhausgasemissionen in Zukunft weltweit reduzieren. Zudem soll der Lkw einen weiteren Beitrag zu Luftqualitätsverbesserungen und Lärminderungen im Straßenverkehr leisten. Um diese Politikziele zu erreichen, werden eine Reihe von regulatorischen und Fördermaßnahmen implementiert.

Die gegen Ende der 2010er Jahre eingeführten  $CO_2$ -Grenzwerte für schwere Lkw werden bis 2040 stetig weiter entwickelt. Die Vorgaben der EU zur Reduktion von  $CO_2$ -Emissionen bei Nutzfahrzeugen machen LNG als Kraftstoff aufgrund seines geringeren Kohlenstoffgehaltes gegenüber Diesel sowohl für die Fahrzeugindustrie als auch für die Nutzer attraktiv. Außerdem bieten regionale  $CO_2$ - und Erneuerbare-Energien-Regulierungen Anreize, treibhausgasarme Kraftstoffkomponenten wie Biogas oder synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien einzuphasen.

Parallel zur Klimapolitik wird auch die Luftreinhalte- und Lärmpolitik – vor allem in den Ballungszentren – weiter verschärft. Hierdurch werden sauberere und leisere Technologien und Kraftstoffe für schwere Lkw wie LNG bzw. ottomotorische LNG-Antriebe begünstigt.

Grundsätzlich bleibt es gerade im Straßengüterfernverkehr jedoch besonders schwierig, neben der Dieseltechnik alternative Antriebe und Kraftstoffe zu etablieren. Flankierend betreibt die Politik daher für schwere Lkw eine weitgehend technologieoffene Förderpolitik für alternative Antriebs- und Kraftstoffoptionen. Hiervon profitieren auch LNG-Lkw, deren Investitionskosten weiter über denen von Diesel-Lkw liegen. Durch gezielte finanzielle Förderungen von LNG-Fahrzeugen in der Markthochlaufphase lässt sich die kommerzielle Wettbewerbsfähigkeit von LNG-Lkw jedoch nachhaltig verbessern, da hierdurch Kostendegressionen erreicht werden können. Fördermaßnahmen für den LNG-Infrastrukturausbau und LNG-Fahrzeuge werden durch energiesteuerliche Maßnahmen wie vorübergehend ermäßigte Kraftstoffsteuern oder geringere Mautabgaben unterstützt.

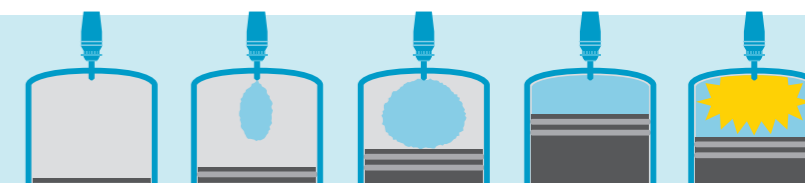


## SCHIFFE

Aus Sicht der Schiffseigner ist der Dieselmotor mit seiner Wirtschaftlichkeit weiterhin die ökonomische Messlatte im maritimen Transport. Allerdings wird die Einhaltung von internationalen Emissionsgrenzwerten bei ausgeweiteten ECA-Zonen mit Dieseltechnik immer aufwändiger: entweder durch Investition und Handling von Abgasreinigungstechnik (Scrubber, Katalysatoren) oder durch das Management unterschiedlicher Kraftstoffmixturen (verschiedene Schwerölsorten und Marinegasöl). Vor allem aber Scrubber als Tail-Pipe-Reinigungstechnik können sich nicht ausreichend durchsetzen.

Angetrieben von den Early Adoptern Kreuzfahrtreedereien und Fährbetrieben breitet sich LNG allmählich auf Seeschiffe und Binnenschiffe aus. Dual-Fuel-Motoren kommen zuerst als Antriebsalternative bei den Schiffsneubauten zum Zuge; anschließend werden vermehrt Umrüstungen (Retrofits) von Dieselschiffen in Auftrag gegeben. Nicht zuletzt dank regionaler Förderungen von Neubauten und Retrofits werden für Schiffbauer und Betreiber auch finanzielle Anreize geschaffen, erdgasbetriebene Antriebskonzepte für ihre Flotten in Betracht zu ziehen.

## TECHNIK UND ANTRIEBE



Beim Rückgrat des internationalen Seeverkehrs, dem langsamlaufenden Zweitaktmotor, sind nur noch geringe weitere Effizienzreserven zu heben. Andere alternative Antriebe und Kraftstoffe kommen insbesondere in der Seeschifffahrt vorerst nicht zum Zuge. Internationale, aber auch vermehrt regionale Regulierungen mit erheblichen Nutzungseinschränkungen forcieren folglich die Entwicklung erdgasbetriebener Schiffsantriebe.

Dual-Fuel-Motoren schließen in der Seeschifffahrt hinsichtlich Effizienz und Verlässlichkeit zum Dieselantrieb weitgehend auf. Darüber hinaus emittieren solche Motoren im Gasbetrieb deutlich weniger Luftschadstoffe; dies erweist sich für die Schiffsbetreiber angesichts hoher Luftschadstoffbelastungen in den ECA-Zonen sowie in See- und Binnenhäfen als echter Wettbewerbsvorteil.

Zusätzlich weist der Gasantrieb aufgrund des geringeren Kohlenstoffgehaltes des Kraftstoffes gegenüber dem Dieselmotor weniger verbrennungsbedingte  $CO_2$ -Emissionen auf. Für die betriebsbedingten Methanemissionen werden mittelfristig aufgrund fahrzeugtechnischer regulatorischer Anreize technische Minderungslösungen entwickelt und implementiert.

## LKW

Im Straßengüterverkehr, insbesondere im Straßengüterfernverkehr, ist die Dieseltechnik in puncto Wirtschaftlichkeit und Effizienz auch weiterhin der Standardantrieb. Allerdings erfahren Transportunternehmen und Flottenbetreiber im Werkverkehr vermehrt Druck von ihren Auftraggebern, Treibhausgasemissionen, Luftschadstoffe und Lärmemissionen weiter zu reduzieren. Nicht zuletzt aufgrund noch strengerer Emissionsregulierungen reicht die weitere Optimierung des Dieselantriebs dafür allein nicht mehr aus.

Elektrische Antriebe können sich bei schweren Lkw bis auf Weiteres nur bei geringen täglichen Fahrleistungen etablieren. Ein Teil der Lkw-Nutzer und -Flottenbetreiber sieht daher geringere Schadstoff- und Lärmemissionen bei Lkw mit LNG als Kraftstoff als Vorteil an. Staatliche Förderung macht den Einsatz von LNG-Technik zusätzlich ökonomisch attraktiv. So können die Transportunternehmen die Vorteile von LNG-Technik gegenüber den Verladern und den zu beliefernden Kunden als Wettbewerbsvorteil einsetzen.

Zwar schreitet der technische Fortschritt auch beim Dieselantrieb weiter voran. Europäische Regulierungen zu Kraftstoffverbrauch,  $CO_2$ - und Abgasemissionen sowie Lärmschutzvorgaben ziehen immer weiter an. Jedoch steigt der technische Aufwand für zusätzliche Effizienzmaßnahmen und Abgasreinigung am Fahrzeug mittelfristig an.

Angesichts immer höherer Entwicklungs- und Produktionskosten wird es für den Dieselantrieb schwieriger, seine Alleinstellung als Antriebstechnik für alle Nutzfahrzeuge und Nutzfahrzeuganwendungen zu behaupten. Während sich in den leichteren Nutzfahrzeuganwendungen vermehrt elektrische Antriebe etablieren, wird im Schwerlastsegment zu einem wachsenden Anteil LNG-Erdgas-technik eingesetzt.

So macht die technische Entwicklung von Gasmotoren insbesondere für schwere Nutzfahrzeuge große Fortschritte. Ottomotorische Gasantriebe können ihren Effizienznachteil gegenüber Dieselfahrzeugen reduzieren. Zusätzlich bieten Erdgasantriebe bei der Neuzulassung im Vergleich zu Dieselfahrzeugen den Vorteil geringerer direkter Treibhausgasemissionen.

## ENERGIE UND KRAFTSTOFFE



## SCHIFFE

Die globalen Erdgasvorkommen erweisen sich als noch größer als heute erwartet. Die stark steigende Erzeugung und der wachsende internationale Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG) sorgt – dank eines starken Ausbaus von LNG-Terminals – für eine hohe Verfügbarkeit von LNG. Die Zahl der LNG-Bunkerstationen steigt mit Hilfe staatlicher Förderung rasch an. An allen wichtigen internationalen Seehäfen und in ECA-Zonen kann LNG gebunkert werden.

Hohe Verfügbarkeit und preisliche Wettbewerbsfähigkeit von LNG machen den Einsatz von LNG in der Schifffahrt attraktiv; das gilt insbesondere gegenüber den anderen Compliance Optionen in den ECA-Gebieten. So wird LNG in ECA-Zonen überdurchschnittlich häufig eingesetzt. Die Binnenschifffahrt profitiert vom Ausbau der LNG-Infrastruktur für den Straßengüterverkehr.

Zwar erhöht sich auch der Druck verschärfter Treibhausgasregulierung für die Seeschifffahrt zunehmend. Gleichwohl zeichnet sich für den Einsatz anderer alternativer Kraftstoffe außer LNG in der Seeschifffahrt mittelfristig noch keine materielle Option ab. Von daher werden hier nur fossile Varianten von Schiffskraftstoffen betrachtet.

## LKW

Die globalen Erdgasvorkommen erweisen sich als noch größer als heute erwartet. Durch die stark steigende Erzeugung und den wachsenden internationalen Handel mit verflüssigtem Erdgas aus Nordamerika, Afrika und dem Mittleren Osten steht dem Verkehrssektor ein neuer Energieträger zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung. Zusätzlich werden langfristig aus Hauswärme- und Stromerzeugung Erdgasmengen für den europäischen Verkehrssektor frei.

Da der Straßengüterfernverkehr in erster Linie auf Fernverkehrskorridoren stattfindet, wird eine vergleichsweise geringe Zahl von LNG-Tankstellen zur Netzabdeckung benötigt. So kann in nur kurzer Zeit eine bedarfsgerechte LNG-Infrastruktur an den wichtigsten Fernverkehrswegen für den Straßengüterfernverkehr errichtet werden.

Dem Druck der Treibhausgasregulierung nachgebend, wird dem fossilen LNG – wie heute schon bei CNG (Compressed Natural Gas) praktiziert – alternativ ein 30%iger Energieanteil Biogas beigemischt. Vereinzelt werden auch Power-to-Gas Projekte zur Emissionsminderung eingesetzt.

## 6.3 LANGFRISTIGE VERKEHRSPROGNOSEN

Ausgangspunkt für quantitative Szenarien zum Güterverkehr mit LNG-Schiffen und LNG-Lkw sind Projektionen zu den Güterverkehrsleistungen. Die Güterverkehrsleistung bestimmt wesentlich die Fahrzeug- bzw. Schiffsfahrleistung. Die Entwicklung der Güterverkehrsleistung korreliert eng mit der Entwicklung der Wirtschaftsaktivität. Wirtschaftswachstum und internationaler Handel bestimmen die Nachfrage nach zu erbringenden Transportdienstleistungen.

Globale Referenzszenarien für alle Verkehrsträger stellt das in der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit (OECD) organisierte International Transport Forum (ITF) bereit (OECD/ITF 2017); für die EU erarbeitet die EU-Kommission eine EU-Referenzprognose für den Verkehrsbereich (EU-COM 2016). Die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse werden im Folgenden mit Blick auf die primär LNG-relevanten

Verkehrsträger Seeschifffahrt, Binnenschiff und Straßengüterverkehr zusammengefasst.

## Globale Güterverkehrsprojektionen

Im Basisszenario des International Transport Forums wird ein deutlicher Zuwachs für die globale Güterverkehrsleistung von heute ca. 112.000 Mrd. tkm auf rund 329.000 Mrd. tkm 2050 erwartet (OECD/ITF 2017, Abbildung 54). Besondere Bedeutung kommt der Seeschifffahrt zu. Immerhin 71% der globalen Güterverkehrsleistung (in tkm) werden heute von ihr bestritten. Es folgen Lkw und Schiene mit 18% und 11%. Die wichtigsten globalen Routen sind der Nordpazifik, der Indische Ozean und der Nordatlantik.

Unter den landgebundenen Verkehrsträgern Lkw und Schiene (ohne Binnenschiff) verteilen sich die Verkehrsleistungsanteile etwa 2 zu 1 zugunsten des Lkw in den OECD Staaten (OECD/ITF 2017). Die

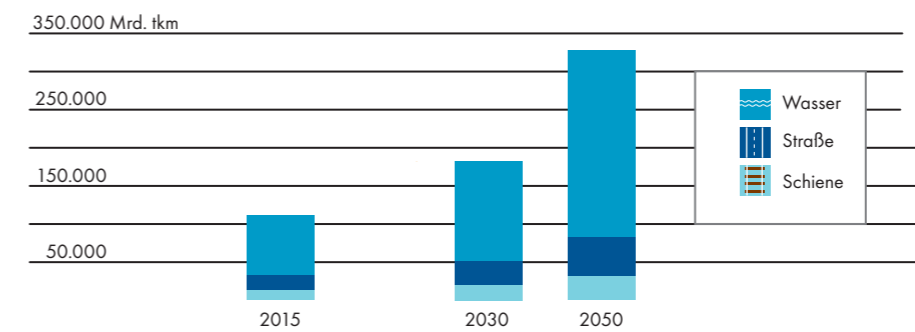
Binnenschifffahrt fällt international kaum ins Gewicht, da nur wenige Länder inländische Schifffahrtswege von Bedeutung besitzen; teilweise fehlen entsprechende Datengrundlagen. In der EU betrug der Anteil der Binnenschifffahrt an der inländischen Transportleistung zuletzt (2016) 6,1% (Eurostat 2018e). Die Güterverkehrsleistung der Luftfahrt (in tkm) ist vergleichsweise klein.

Bis 2050 wird erwartet, dass die Seeschifffahrt ihre Verkehrsleistung mehr als verdreifacht von rund 80.000 Mrd. tkm auf 245.000 Mrd. tkm. Aber auch Lkw und Bahn werden weltweit 2050 mehr als zweieinhalbmal so viel transportieren wie heute; der Straßengüterverkehr legt global von knapp 20.000 Mrd. tkm auf über 50.000 Mrd. tkm zu (OECD/ITF 2017).

## Europäische Güterverkehrsprojektion

Für die Europäische Union projiziert die aktuelle EU-Referenzprognose 2050

## 54 ENTWICKLUNG DER GLOBALEN GÜTERVERKEHRSLEISTUNG



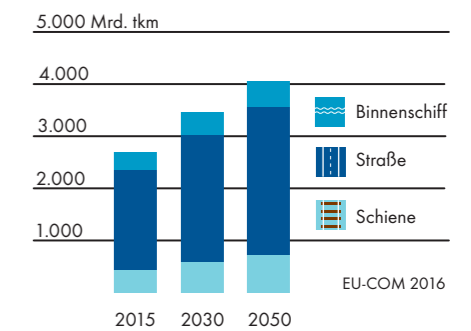
für den Zeitraum 2010 bis 2050 einen Anstieg der Güterverkehrsleistung von 2.600 Mrd. tkm auf gut 4.000 Mrd. tkm oder um 58% (EU-COM 2016, Abbildung 55). Verursacht wird das unter anderem durch ein höheres Wirtschaftswachstum und einen stetigen Ausbau der transeuropäischen Verkehrsnetze (TEN-V).

Der Straßengüterverkehr hat einen Anteil von ca. 75% am europäischen Modal Split (ohne Seeverkehr, Stand 2016, Eurostat 2018e). Die Straßentransportleistung wird von 2010 bis 2050 von rund 1.800 Mrd. tkm auf über 2.800 Mrd. tkm zulegen – ein Anstieg von 57%. Der Anteil des Lkw

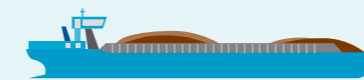
am Modal Split geht entsprechend nur minimal zurück (EU-COM 2016). Das aktuelle ITF-Basisszenario sieht für die landgebundenen Verkehrsträger in Europa eine Verdoppelung der Transportleistung über alle bodengebundenen Verkehrsträger bis 2050 (OECD/ITF 2017). Die Seeschifffahrt – Intra-EU-Schiffsverkehr und Extra-EU-Handel – wird bis 2050 um etwa 70% zulegen. Die Binnenschifffahrt (einschließlich küstennaher Seeschifffahrt) wird von etwa 361 Mrd. tkm auf 500 Mrd. tkm bzw. 39% wachsen (EU-COM 2016).

Auch wenn Unsicherheit über die langfristige wirtschaftliche Entwicklung besteht,

## 55 ENTWICKLUNG DER EU-GÜTERVERKEHRSLEISTUNG



gehen die meisten Wirtschafts- und Verkehrsprognosen bzw. -projektionen von wirtschaftlichem Wachstum, wachsendem Handel und entsprechend zunehmender Güterverkehrsnachfrage und Güterverkehrsleistung aus. Für die quantitative Abschätzung des künftigen LNG-Einsatzes auf Schiffen und Lkw können folglich weiter ansteigende Fahrleistungen unterstellt werden. Auch wenn weitere Effizienzfortschritte in der Logistik sowie bei Fahrzeugantrieben stattfinden, stellt sich die Frage, welche mögliche Nachfrageentwicklung ein alternativer Kraftstoff wie LNG bei diesem verkehrlichen Wachstum erzielen kann.



## LNG IN DER BINNENSCHIFFFAHRT

Die Binnenschifffahrt bietet ebenfalls Potenzial zur Nutzung von LNG als Kraftstoff. Allerdings ist ihr quantitatives LNG-Potenzial im Vergleich zur Seeschifffahrt und zum Straßengüterfernverkehr deutlich geringer: Der Anteil des Binnenschiffs am EU-Modal Split liegt bei nur 6,1%; über 70% der EU-Verkehrsleistung von Binnenschiffen erfolgen in nur zwei Ländern (Deutschland und Niederlande), und rund 85% der EU-Binnenschifffahrt erfolgen im Einzugsgebiet des Rheins (EU-COM/CCNR 2018).

Zudem entfalten die rund 13.500 EU-Binnenschiffe nur eine vergleichsweise geringe Kraftstoffnachfrage. Schließlich dauert die Einphasung von LNG-Antrieben angesichts geringer Flottenerneuerung lange. Gleichwohl könnte die EU-Binnenschifffahrt eine Pionierrolle in der mobilen LNG-Anwendung übernehmen. Wenn etwa die Umrüstung auf LNG-Antriebe oder der Neubau von LNG-Binnenschiffen mit dem Ziel der Luftqualitätsverbesserung oder der Ausbau der LNG-Infrastruktur gemäß EU-AFID-Richtlinie öffentlich gefördert wird.

Ein Projekt zur Exploration der LNG-Potenziale in der EU-Binnenschifffahrt ist der **LNG-Masterplan for Rhine-Main-Danube**. Im Rahmen dieses TEN-V-geförderten Projektes wurden quantitative Analysen zu LNG-Infrastruktur und LNG-Nachfrage der EU-Binnenschifffahrt für die Rhein- und die Donauregion durchgeführt.

In einem Referenz- sowie je einem Szenario für hohe und für geringe LNG-Nachfrage wurde die mögliche Entwicklung entlang des Rheins und der Donau untersucht. Hierbei wurde für die Jahre 2020 und 2035 der Bedarf an LNG für die Küstenschifffahrt, Binnenschiffe sowie Nutzfahrzeuge abgeschätzt (BCI et al. 2015). Im Ergebnis ergaben sich für die betrachteten Schifffahrtswege die in Tabelle 56 dargestellten Abschätzungen für den Binnenschiffsverkehr pro Jahr.

Die beiden für die LNG-Nachfrage zu Grunde gelegten Studien gehen in ihren Szenarien unter anderem davon aus, dass neben der Binnenschifffahrt sowohl die küstennahe Seeschifffahrt, der Straßenverkehr als auch die Industrie weitere LNG-Nachfrage generieren, die insbesondere beim Straßenverkehr etwa fünf Mal höher ermittelt wurde



## 56 LNG-NACHFRAGE DES EU-BINNENSCHIFFSVERKEHRS FÜR 2020 UND 2035

Wasserstraße	Entwicklung der LNG-Nachfrage (in 1.000 Tonnen)					
	Szenario gering		Referenzszenario		Szenario hoch	
	2020	2035	2020	2035	2020	2035
Unterer Rhein	9	379	126	1.149	360	2.147
Oberer Rhein	2	84	30	241	76	385
Donau		264		307		335

BCI et al. 2015; FHOÖ et al. 2015

als diejenige für die Binnenschifffahrt. Die LNG-Nachfrage der Binnenschifffahrt allein reicht mit anderen Worten nicht aus, um entlang der beiden Flusskorridore die notwendige LNG-Infrastruktur bereitzustellen. Es bedarf vielmehr einer breiteren LNG-Nachfrage, im Straßenverkehr, von Seiten der Industrie oder der Küstenschifffahrt. Im Referenzszenario werden insgesamt über 1,5 Mio. t LNG pro Jahr als Nachfrage der Binnenschifffahrt entlang der Rhein- und Donaukorridore

ausgewiesen. Die Region Unterer Rhein entfaltet dabei mit Abstand das größte LNG-Nachfragepotenzial.

Gleichzeitig bleibt festzustellen, dass die LNG-Szenarien eine hohe Spannweite aufweisen. Dies resultiert aus der hohen Unsicherheit in Bezug auf Preisentwicklungen und regulatorischen Rahmenbedingungen in den einzelnen Regionen.

## SZENARIO FÜR DIE SEESCHIFFFAHRT



Nachdem Rahmenbedingungen und Treiber für die Entwicklung des Schiffssektors diskutiert und Szenarien zu künftigen Transportleistungen von Schiffen bereits vorgestellt wurden, erfolgt eine quantitative Szenarioprognose für die globale Seeschifffahrt in drei Schritten:

Im ersten Schritt wird der Bestand der globalen Schiffsflotte anhand der wichtigsten Schiffsklassen bis 2040 fortgeschrieben. Zweitens wird der absolute LNG-Kraftstoffverbrauch und der durch LNG ersetzte Marinegasöl- und Schwerölverbrauch abgeschätzt. Und drittens werden mit Hilfe von energieträgerspezifischen Treibhausgasfaktoren die aus dem geschätzten Kraftstoffverbrauch resultierenden Treibhausgasemissionen für LNG ermittelt und den Treibhausgasemissionen des substituierten Marinegasöl- und Schwerölverbrauchs gegenüber gestellt.

Zur Binnenschifffahrt wurde keine eigene quantitative Analyse erstellt. Stattdessen werden verfügbare quantitative Szenarioprognosen zur möglichen Ausbreitung von

LNG in der europäischen Binnenschifffahrt entlang des Rheins und der Donau in einem Kasten auf S. 65 zusammengestellt.

### Bestandsprojektion

Die Bestandsprognose für die Schifffahrt bis 2040 wird differenziert nach den in Kapitel 4 beschriebenen Schiffstypen vorgenommen; das sind im Einzelnen Mehrzweckfrachter, Containerschiffe, Massengutfrachter, Öltanker sowie Passagier- und Kreuzfahrtschiffe.

Methodisch wird in Bezug auf die Anzahl an Schiffen eines Typs abgeschätzt, wie der relative Anteil an Verschrottungen und Neubauten ist. Die Größe der Typschiffe wird dabei im Mittel als konstant angenommen, da in den jeweiligen Klassen sowohl kleinere als auch immer größere Einheiten gebaut werden. So werden etwa kleinere Containerfeeder in größeren Stückzahlen benötigt, die großen Containerschiffe werden jedoch immer größer. Ähnlich bei Kreuzfahrtschiffen: Es werden zwar immer größere Kreuzfahrtschiffe für den Massentourismus gebaut, jedoch werden auch häufiger kleinere Einheiten für den Exklusivbereich und spezielle Zielgebiete benötigt. Die Annahmen zu den einzelnen Schiffstypen sind nachfolgend beschrieben.

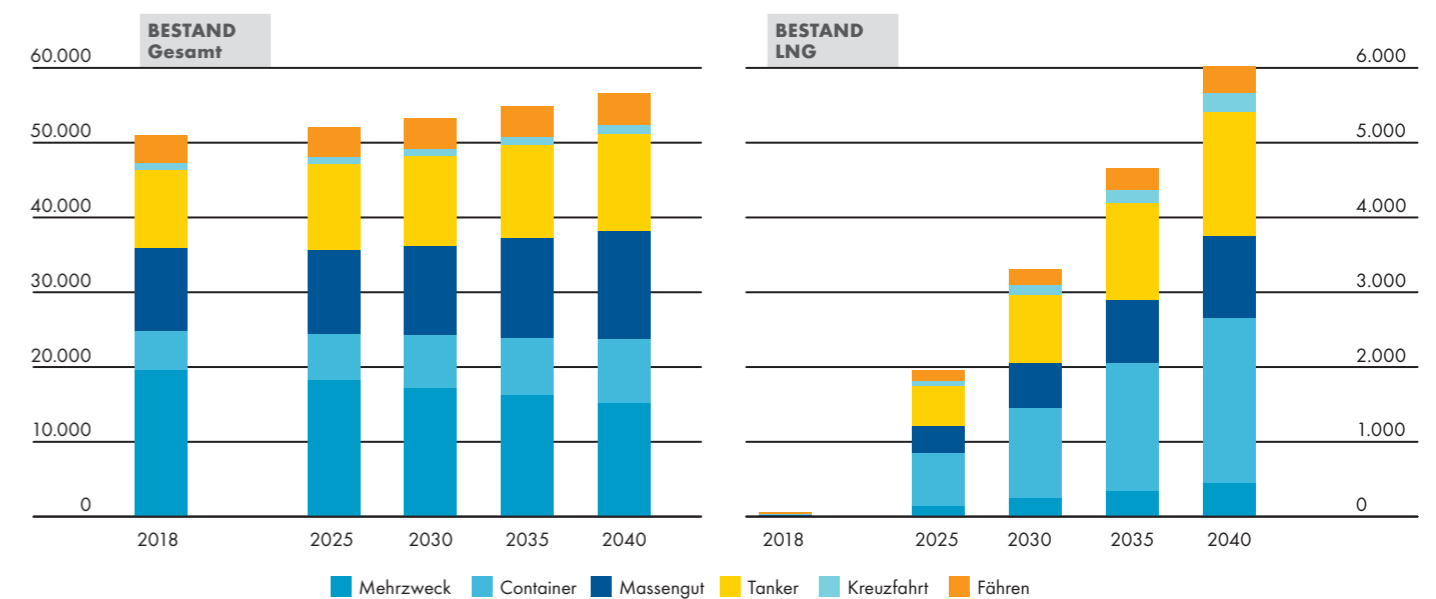
Für Mehrzweckfrachter wird angenommen, dass die Verschrottungsrate etwa der

Neubaureate entspricht. Die Erneuerungsrate nimmt jedoch leicht zu von 1,5 auf 3%, da derzeit mehr als die Hälfte der Schiffe älter ist als 20 Jahre (UNCTADstat 2018). Das Flottenwachstum der Mehrzweckfrachter stagniert wiederum, da immer mehr Fracht in Containern transportiert wird. Es wird angenommen, dass im betrachteten Zeitraum 100 neue Schiffe pro Jahr gebaut werden, von denen 20 Einheiten mit LNG-Antrieben ausgestattet werden (DNV GL 2018, SEA 2017).

Bei Containerschiffen übersteigt die Neubaureate die Verschrottungsrate. Derzeit werden jährlich 150 bis 200 Einheiten verschrottet (SEA 2017). Die Zahl ist verhältnismäßig niedrig, weil die Containerschiffsflotte aktuell mit einem Durchschnittsalter von 10 Jahren relativ jung ist. Ab 2025 ist wieder mit einer Zunahme der Verschrottungen zu rechnen, auch von verhältnismäßig jungen Einheiten (SEA 2017).

Nach heutigem Stand werden pro Jahr ca. 250 neue Einheiten gebaut. Diese Zahl wird in Zukunft jedoch steigen, da zu den größeren Carriern zahlreiche kleine und mittelgroße Verteilschiffe (Feeder) benötigt werden. Für den betrachteten Zeitraum wird folglich eine jährliche Neubauzahl von 300 Einheiten angenommen, von denen 100 mit LNG-Antrieben ausgestattet werden.

## 57 ENTWICKLUNG DER GLOBALEN SCHIFFSBESTÄNDE



Die Verschrottungsrate bei Massengutfrachtern wird mit 4% pro Jahr entsprechend einem Durchschnittsalter von 25 Jahren angenommen. Die Neubaureate liegt mit 5% etwas höher, was einem jährlichen Flottenwachstum von 1% entspricht. Dies folgt aus der Annahme, dass ab 2020 zusätzliche Massengüter verschifft werden (SEA 2017), denn mit einer steigenden Nachfrage an realen Produkten ist auch ein steigender Bedarf an Rohstoffen verbunden.

Die Zahl der Neubaufträge lag 2016 mit weltweit 48 Einheiten auf einem historischen Tief (SEA 2017). Es wird im vorliegenden Szenario angenommen, dass jährlich 500 neue Bulker gebaut werden, von denen 10% (also 50 Schiffe) mit LNG-Antrieben ausgestattet werden (DNGL 2018).

Aus dem Bestand der Öltanker wird, wie bei den Massengutfrachtern, eine jährliche Verschrottungsrate von 4% angenommen. Da in Zukunft jedoch weniger Ölprodukte transportiert werden, schrumpft die Flotte um 1% pro Jahr. Aktuell werden pro Jahr 250 Neubauten in Dienst gestellt (SEA 2017).

Langfristig ist mit jährlich 200 neuen Tankern zu rechnen, von denen 75 mit LNG-Antrieben ausgestattet werden (Basis DNGL 2018). Der hohe Anteil an LNG-Schiffen ist damit zu begründen, dass Betreiber von

Öltankern aufgrund des öffentlichen Drucks besonderes Augenmerk auf einen umweltfreundlicheren Betrieb ihrer Schiffe legen.

Bezüglich der Passagier- und Kreuzfahrtschiffe wird aufgrund des gesellschaftlichen Drucks zu niedrigeren Emissionen davon ausgegangen, dass 75% der Neubauten mit LNG als Kraftstoff fahren werden. Darüber hinaus wird im Speziellen bei Passagierfähren von einer geringen Verschrottungsrate ausgegangen, da alte Schiffe meist in Schwellen- und Entwicklungsländern weiter genutzt werden.

Die Neubaureate von Passagierschiffen ist moderat, da der Passagierverkehr mit Schiffen zugunsten des Luftverkehrs abnimmt. Es wird angenommen, dass die Flotte jährlich um 2% wächst, besonders auf dem europäischen und nordamerikanischen Markt (SEA 2017). In absoluten Zahlen wird mit 20 Neubauten pro Jahr gerechnet, von denen 15 Einheiten mit LNG-Antrieben ausgestattet werden (SEA 2017).

Hingegen wächst die Kreuzfahrtindustrie relativ schnell. Die Verschrottungsrate ist vernachlässigbar, da die Flotte vergleichsweise jung ist. Absolut sind die Zahlen von Neubau und Bestand jedoch gering; es wird mit 15 Neubauten pro Jahr gerechnet, von denen 12 mit LNG-Antrieben ausgestattet werden.

Die Entwicklung der Schiffsbestände der einzelnen Typen, insgesamt wie auch die mit LNG-Antrieb, ist in Abbildung 57 dargestellt. Der Gesamtbestand der betrachteten Schiffsklassen nimmt um gut ein Zehntel zu; die dynamischste Schiffsklasse sind die Containerschiffe. Der Bestand der LNG-Schiffe wächst deutlich rascher als der Gesamtbestand – allerdings auf niedriger Basis. Führend sind auch hier die Containerschiffe und Kreuzfahrtschiffe. In anderen Segmenten kommt es nur zu einer geringen LNG-Durchdringung, zum Beispiel bei den Mehrzweckfrachtern, die nur geringe Erneuerungsraten aufweisen.

### Kraftstoffverbrauch

Die Abschätzung des LNG-Verbrauchs je Schiff wird differenziert nach Schiffstypen vorgenommen. Dazu wird zunächst der schiffsspezifische Verbrauch anhand von Leistungsbedarf und Einsatzprofilen geschätzt. Dabei wird die Reihenfolge nach der Komplexität der Betriebsprofile gewählt.

Als Referenz- und Standardantriebe werden langsamlaufende Zweitakt-Dieselmotoren bei Containerschiffen, Massengutfrachtern, Öltankern und Mehrzweckfrachtern betrachtet; Passagierschiffe werden durch mehrere mittelschnelllaufende Viertakt-Dieselmotoren angetrieben. Für

beide Motortypen wird ein durchschnittlicher Wirkungsgrad (über den gesamten Leistungsbereich) von 45% angenommen. Dieser Wirkungsgrad wird auch im Erdgasbetrieb zu Grunde gelegt.

Unter Berücksichtigung des Heizwertes von LNG ergibt sich rechnerisch ein volumetrischer Bedarf von 8,7 m<sup>3</sup>/MWd (Kubikmeter LNG pro Megawatt abgerufener Motorleistung und Betriebstag). Um Schwankungen im Heizwert und eventuelle Mehrverbräuche einzubeziehen, wird nachfolgend mit einem Bedarf von 10 m<sup>3</sup>/MWd gerechnet. In ähnlicher Weise lässt sich der Verbrauch von Flüssigkraftstoff abschätzen; der Unterschied ergibt sich aus dem geringeren Heizwert und der deutlich höheren Dichte. Rechnerisch liegt der Bedarf an Schweröl bei 4,9 m<sup>3</sup>/MWd. Um hier den gleichen Sicherheitsaufschlag von ca. 15% einzubeziehen, wird nachfolgend mit einem volumetrischen Bedarf von 5,6 m<sup>3</sup>/MWd gerechnet.

Die schiffsseitige Effizienzsteigerung (Antrieb und Bordbetrieb) wird gemäß des EEDI berücksichtigt. Im Gegenzug wird aber davon ausgegangen, dass die Schiffe im Mittel in dem Maße wachsen, wie die

Effizienz gesteigert werden kann. Dieser Effekt hat sich in den letzten Jahren bei Container- und Kreuzfahrtschiffen gezeigt; die Motorleistungen sind in etwa konstant geblieben. Somit bleibt der Energie- und damit der Kraftstoffverbrauch pro Schiff im betrachteten Zeitraum in etwa gleich.

Ein Kreuzfahrtschiff moderner Größe (ca. 6.000 PAX) hat einen diesel- bzw. gaselektrischen Antrieb mit einer installierten elektrischen Leistung von ca. 60.000 kW, von denen während der Fahrt ca. 35.000 kW und während der Hafenziegezeit ca. 10.000 kW benötigt werden. Dabei wird angenommen, dass sämtliche bezogene Leistung durch den Schiffskraftstoff erzeugt wird – also zum Beispiel keine externe Landstromversorgung in Anspruch genommen wird. Bei einer hälftigen Aufteilung zwischen Hafen- und Seezeit ergibt sich damit ein täglicher Verbrauch von ca. 225 m<sup>3</sup>. Tankvolumina von 3.000 m<sup>3</sup> sind daher sinnvoll, um eine vierzehntägige Reichweite zu erzielen. Im Jahr verbraucht ein Kreuzfahrtschiff bei etwa 350 Betriebstagen knapp 80.000 m<sup>3</sup> LNG.

Ein Containerschiff moderner Größe mit einer Stellplatzzahl von ca. 20.000 TEU

hat eine installierte Antriebsleistung von etwa 55.000 kW. Bei einer durchschnittlich Antriebsleistung von 37.000 kW und einem Bordstrombedarf von 3.000 kW ergibt sich ein täglicher Verbrauch von 400 m<sup>3</sup> und bei 350 Betriebstagen ein jährlicher Verbrauch von 140.000 m<sup>3</sup> LNG. Um eine für Containerschiffe sinnvolle Reichweite zu erzielen, sollte ein Tankvolumen von mindestens 15.000 m<sup>3</sup> vorgesehen werden.

Analog wird der Jahresverbrauch für Massengutfrachter und Öltanker abgeschätzt: Beide Schiffstypen haben eine durchschnittlich erforderliche Antriebs- und Bordleistung von ca. 8.000 kW und sind etwa 250 Seetage im Einsatz. Die übrige Zeit verbringen sie liegend, derweil der Bordstrombedarf vernachlässigbar (<1.000 kW) ist. Daraus folgt ein jährlicher Bedarf von 20.000 m<sup>3</sup> LNG.

Mehrzweckfrachter benötigen ca. 15.000 kW Antriebs- und Bordleistung während der Fahrt und während der Liegezeiten 2.500 kW Bordleistung. Die Aufteilung zwischen See- und Liegezeit ist etwa hälftig. Es ergibt sich ein Bedarf von 30.000 m<sup>3</sup> LNG. Passagierfähren benötigen während der Seezeit ca. 10.000 kW Antriebs- und Bord-

leistung sowie ca. 1.000 kW Bordleistung während der Liegezeit. Bei der Annahme eines halbtägigen Fahrprofils während des gesamten Jahres folgt ein Bedarf von 20.000 m<sup>3</sup> LNG.

Schließlich werden durch Kombination mit der Bestandsprognose die absoluten Kraftstoffverbräuche der einzelnen Schiffskategorien berechnet und anschließend für die prognostizierte Schiffsflotte zusammengestellt:

Abbildung 58 zeigt, wie viel LNG im betrachteten Zeitraum jährlich von den Beständen der einzelnen Schiffstypen verbraucht wird. Insgesamt ist ein LNG-Verbrauch von ca. 180 Mio. t bis 2040 möglich. Dieser erscheint angesichts der aktuellen Menge an jährlich verbrauchtem Schiffskraftstoff von ca. 330 Mio. t, hauptsächlich Schweröl, (IMO 2016) recht hoch.

Gründe hierfür sind das Wachstum der Transportleistung des Seeverkehrs und des Bestandes. Die Hauptursache für den hohen LNG-Konsum sind die Containerschiffe. Sie weisen nicht nur aufgrund der verhältnismäßig großen Motorleistungen je Schiff die höchsten Verbräuche auf. Auch ist die

Anzahl an Containerschiffen mit LNG-Antrieb am größten. Und dieser Schiffstyp wächst am schnellsten.

Im Ergebnis konsumieren Containerschiffe mit rund 140 Mio. t im Jahr 2040 das meiste LNG. Mit großem Abstand folgen dann Tanker (15 Mio. t), Massengutfrachter (10 Mio. t) sowie Kreuzfahrtschiffe (9 Mio. t).

Durch den Einsatz von LNG als Schiffs-kraftstoff wird Marinegasöl und Schweröl (HFO) verdrängt. LNG dürfte vorzugsweise in solchen Regionen eingesetzt werden, wo die regulatorischen Emissionsanforderungen hoch sind (zum Beispiel in ECA-Zonen). Da das Angebot von Marinegasöl jedoch begrenzt ist (IMO 2016), wird durch LNG vor allem Schweröl substituiert.

Unter der Annahme, der LNG-Antrieb ist genauso effizient wie der Dieselantrieb, hätten die oben angeführten Schiffskategorien 2040 folgende Schwerölmengen verbraucht: Kreuzfahrtschiffe 11 Mio. t pro Jahr, Containerschiffe 173 Mio. t, Bulker 12 Mio. t, Öltanker 19 Mio. t, Mehrzweckfrachter 7 Mio. t sowie Passagierschiffe etwa 4 Mio. t Schweröl.

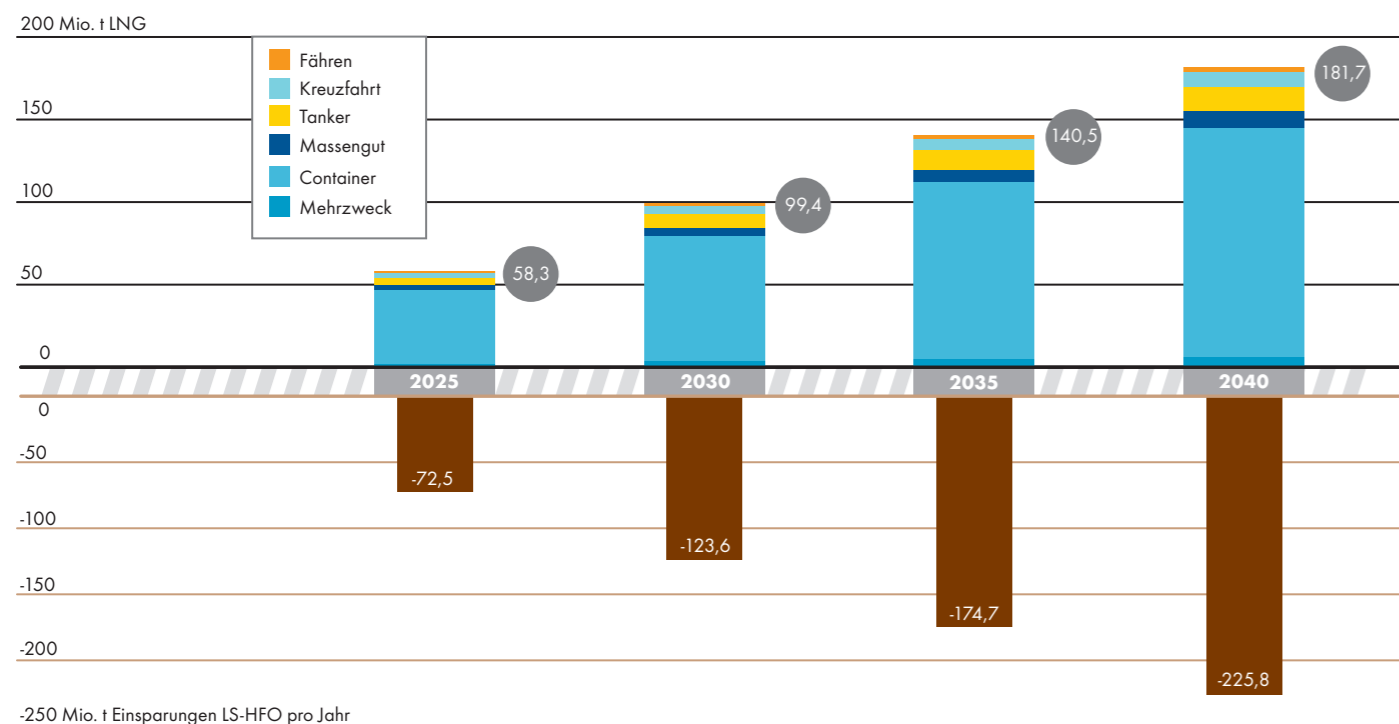
Insgesamt ersetzen die LNG-Schiffe in 2040 bis zu 226 Mio. t Schiffs-kraftstoffe pro Jahr. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Schiffe mit Dieselantrieb immer noch etwas effizienter als LNG-Schiffe sind, sodass diese Substitutionsmenge eher als obere Abschätzung zu sehen ist.

### Treibhausgasemissionen

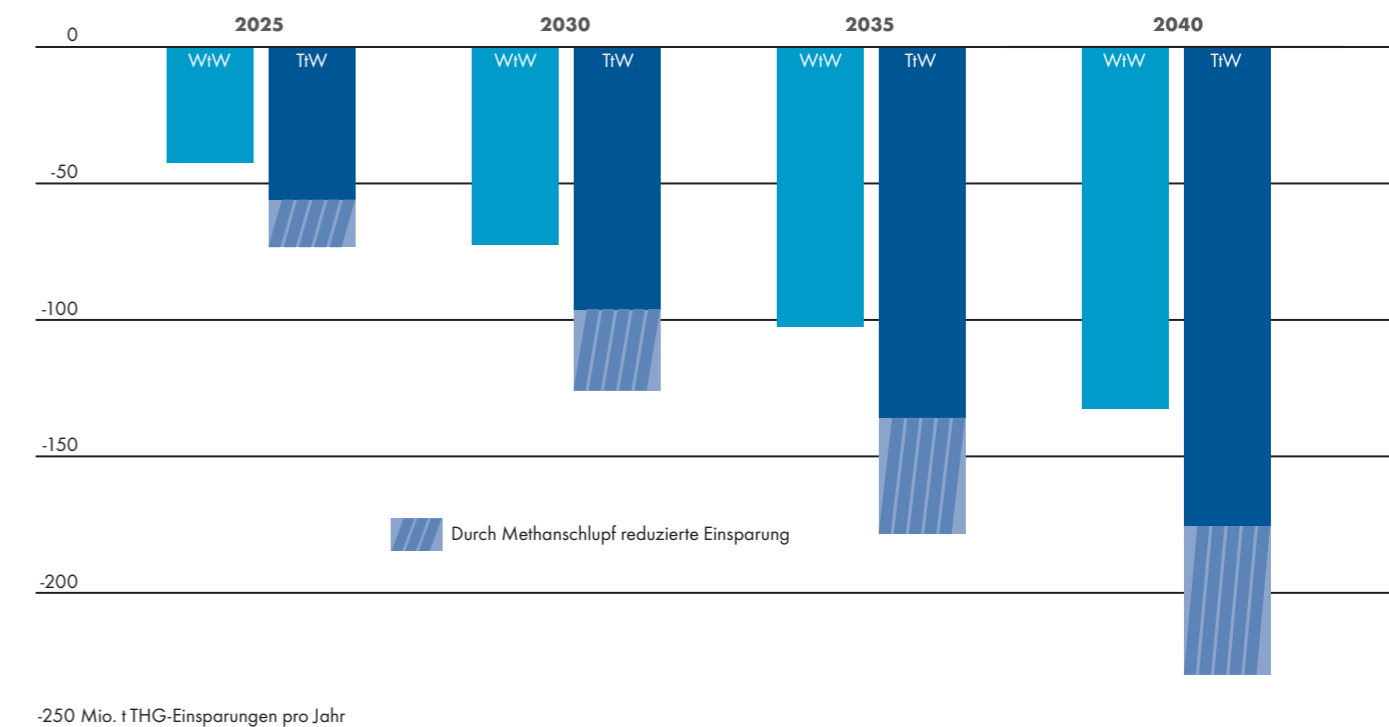
Aus den Verbrauchsdaten für LNG-Schiffe und die durch sie substituierten Mengen an Flüssigkraftstoff lassen sich die differenziellen Auswirkungen des LNG-Einsatzes auf die Treibhausgasemissionen der Schifffahrt ermitteln.

In Abbildung 59 ist die Einsparung der Treibhausgasemissionen aus der Verbrennung von LNG anstatt von Schweröl dargestellt. Dabei wird als Referenzkraftstoff ein stark entschwefeltes Schweröl (LSFO) angenommen, welches von der Mehrzahl der Seeschiffe ab 2020 genutzt werden müsste, um die IMO-Schwefelgrenzwerte einzuhalten. Es ergeben sich damit jährliche Einsparungen aus der Nutzung von LNG von rund 230 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2040 bei einer reinen Tank-to-Wheel-Betrachtungsweise.

## 58 ENTWICKLUNG DER KRAFTSTOFFVERBRÄUCHE



## 59 EINSPARUNGEN VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN BEI SCHIFFEN



Es wird dabei angenommen, dass der mittlere Methan- bzw. Erdgasschlupf etwa 1 % der eingesetzten LNG-Menge beträgt. Es zeigt sich, dass der Vorteil von LNG bezüglich des Treibhauspotenzials durch den Einfluss des Schlupfes um etwas weniger als ein Viertel, entsprechend etwa 54 Mio. t, auf dann 176 Mio. t reduziert wird. Erst ab einem Methanschlupfwert von 4 % könnte kein Vorteil der Treibhausgasemissionen gegenüber der Verbrennung von HFO mehr erreicht werden.

Gelingt es, etwa durch künftige IMO-Regulierungen und der forcierten Entwicklung entsprechender technischer Lösungen, den motorischen Methanschlupf noch weiter zu reduzieren, können die Treibhausgasemissionen noch weiter gesenkt werden. Das theoretische Potenzial, den Methanschlupf vollständig zu unterbinden, wird jedoch aus heutiger technischer Sicht nicht vollständig gehoben werden können.

Während bislang nur die direkten bzw. Tank-to-Wheel-Treibhausgasemissionen berücksichtigt wurden, werden im nächsten Schritt auch die Treibhausgasemissionen aus der Vorkette bzw. der Bereitstellung (Well-to-Tank) von LNG und LS-HFO berücksichtigt:

Da fossiles LNG in der Vorkette etwas höhere spezifische Treibhausgasemissionen verursacht als schwefelarmes Schweröl, reduzieren sich die absoluten THG-Einsparungen in der Gesamtbilanz (Well-to-Wheel) um rund 43 Mio. t von Tank-to-Wheel 230 Mio. t auf ca. 187 Mio. t Treibhausgase 2040.

Wird zusätzlich noch motorischer Methanschlupf in Höhe von 1 % berücksichtigt, lassen sich durch den Einsatz von LNG immer noch 132 Mio. t THG-Emissionen 2040 einsparen.

## SCENARIO FÜR SCHWERE LKW IN DER EU



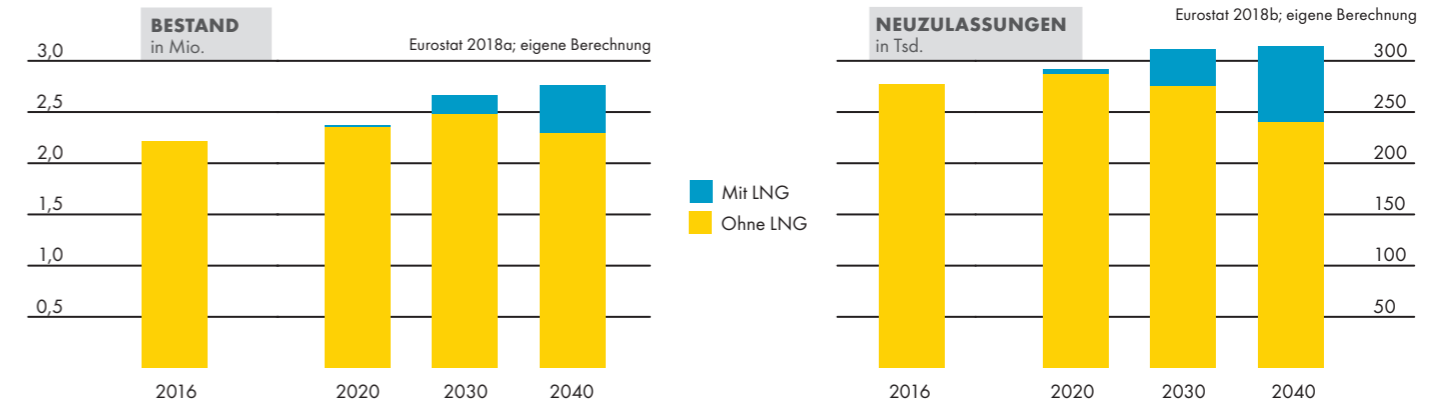
Nachdem Rahmenbedingungen und Treiber für die Entwicklung des Straßengüterverkehrs diskutiert und Szenarien zu künftigen Transportleistungen von Lkw bereits vorgestellt wurden, erfolgt eine quantitative Szenarioprognose für schwere Lkw in der Europäischen Union in drei Schritten: Erstens wird der Bestand der schweren Lkw bis in das Jahr 2040 fortgeschrieben. Dabei setzt sich der Bestand der schweren Lkw aus Gliederzügen (Lkw) über 16 t zGG und Sattelzugmaschinen (SZM) mit Auflieger zusammen. Teilweise wird dies in den folgenden Ausführungen nicht immer differenziert. Zwecks sprachlicher Verein-

sonstigen Treibhausgase (Methan und Lachgas) werden in den Treibhausgas-Gesamtbilanzen mit berücksichtigt. Wenn dort von CO<sub>2</sub> gesprochen wird, werden auch die übrigen Treibhausgase in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten mitgeführt. Im Folgenden werden daher die Begriffe Treibhausgasemissionen und CO<sub>2</sub>-Emissionen weitgehend synonym benutzt.

Die Zusammenstellung der spezifischen Treibhausgasemissionsfaktoren erfolgte auf Basis der Kraftstoff-Erzeugungspfade und kraftstoffspezifischen Verbrennungsfaktoren der letzten Ausgabe der Well-to-Wheel-Studie der europäischen Forschungsplattform Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC 2014a). Die Basisdaten der JEC-Studie wurden von der Europäischen Kommission auch bei der Festlegung der typischen und der Standardwerte für die Minderung von Treibhausgasemissionen für Biokraftstoffe in der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EP/Council 2009a, 2018b) sowie der EU-Kraftstoffqualitäten-Richtlinie (EP/Council 2009b) berücksichtigt (ICCT 2014a).

**Dieselmotoren/Marinegasöl:** Die WtT-Emissionsfaktoren der JEC-Studie (JEC 2014a) für Dieselmotoren wurden gemäß einer Neuberechnung der Treibhausgasintensität der Rohölimporte in die EU (ICCT 2014b) angepasst und die THG-Intensität des Dieselmotors einer durchschnittlichen

## 60 LKW-TREND FÜR BESTAND UND NEUZULASSUNGEN



fachung umfassen schwere Lkw dann auch die Sattelzugmaschinen.

Zweitens wird der absolute LNG-Kraftstoffverbrauch und der durch LNG ersetzte Verbrauch von Dieselmotoren abgeschätzt. Und drittens werden mit Hilfe von energie-trägerspezifischen Treibhausgasfaktoren die aus dem geschätzten Kraftstoffver-

brauch resultierenden Treibhausgasemissionen für LNG ermittelt und den Treibhausgasemissionen des substituierten Dieselmotors gegenüber gestellt.

### Bestandsprojektion

Die jährlichen Fahrzeugneuzulassungen resultieren aus der Notwendigkeit, den Fahrzeugbestand regelmäßig zu erneuern.

Zahl und Anteil der Neuzulassungen ergeben sich dabei aus der Entwicklung des Fahrzeugbestands, dem Fahrzeugalter und den Fahrzeugstilllegungen.

Für LNG als Kraftstoff kommen in erster Linie schwere Lkw und Sattelzugmaschinen in Frage. Somit werden im Pro-LNG-Szenario auch nur diese Fahrzeuge berücksichtigt.

## TREIBHAUSGASFaktoren FÜR KRAFTSTOFFE

Im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen ist zunächst zu unterscheiden zwischen Tank-to-Wheel- oder Tank-to-Wake-Emissionen (TtW), die durch die Verbrennung eines Kraftstoffes im Motor entstehen und den Well-to-Tank-Emissionen (WtT), die durch die Produktion und Bereitstellung des Kraftstoffes verursacht werden. Mit den Well-to-Wheel/Wake-Emissionen (WtW) wird die gesamte Nutzungskette des Kraftstoffes bewertet, von der Quelle bis zur Umwandlung in kinetische Energie. Wird nur die energetische Nutzungskette des Kraftstoffes bis zur vollständigen Verbrennung einer Energieeinheit (MJ) betrachtet und die Motoreffizienz nicht berücksichtigt, so wird im Folgenden von **Tank-to-Combusted** gesprochen, die gesamte energetische Nutzungskette als **Well-to-Combusted** (WtC) bezeichnet.

Bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern entsteht Kohlendioxid, das die Treibhausgasbilanz von Verbrennungsmotoren maßgeblich bestimmt. Wird Erdgas als Kraftstoff in Verbrennungsmotoren eingesetzt, kann es je nach Motortechnologie auch unverbrannt entweichen und das Treibhausgas Methan freisetzen (Methanschlupf). In den Vorketten aller Kraftstoffarten bzw. Energieträger können auch noch andere Treibhausgase anfallen. Die neben Kohlendioxid wichtigsten

europäischen Raffinerie gemäß des von Concawe in 2017 entwickelten Modells berücksichtigt (Concawe 2017). Die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für die Verbrennung entsprechen denen der letzten JEC-TtW-Studie (JEC 2013). Der Schwefelanteil im Diesel liegt unter 10ppm. Es werden für Diesel für den Schwerlastverkehr und für Marinegasöl dieselben THG-Emissionsfaktoren über die energetische Nutzungskette angenommen.

**Schweröl (HFO):** Die WtT- und TtC-THG-Intensitäten für Schweröl für den Einsatz im Schiffsverkehr wurden unter Anwendung der gleichen Methodik wie in der JEC-Studie (JEC 2014a) von LBST berechnet (LBST 2019). Hierbei wurde die Neuberechnung der Treibhausgasintensität der Rohölimporte in die EU (ICCT 2014b) sowie das Concawe-Modell (Concawe 2017) für die THG-Intensitäten von Raffinerieprodukten zugrunde gelegt.

**Schwefelarmes Schweröl (LS-HFO):** Die WtT- und TtC-THG-Intensitäten für schwefelarmes Schweröl basieren auf den Berechnungen für Schweröl unter zusätzlicher Berücksichtigung einer Hydrotreating-Stufe für die Entschwefelung. Es wird angenommen, dass der Wasserstoff entweder aus Erdgas durch Dampfreformierung oder durch Elektrolyse aus erneuerbarem Strom erzeugt wird. Es wird ein verbleibender Schwefelanteil von 0,23 % in Schweröl angenommen,

der zwischen dem ab 2020 geltenden globalen Grenzwert für Bunkerkraftstoffe in Höhe von 0,5 % Schwefelanteil (Very Low Sulphur Fuel Oil) und dem seit 2015 in den ECA-Zonen geltenden Grenzwert von 0,15 % Schwefelanteil (Ultra Low Sulphur Fuel Oil) liegt. Somit kann der Einfluss der Entschwefelung auf die THG-Intensitäten von Schweröl prinzipiell bei den Treibhausgasberechnungen berücksichtigt werden.

**Verflüssigtes Erdgas (LNG):** Bei LNG wird angenommen, dass der zukünftige Bedarf im Schwerlastverkehr und Schiffsverkehr durch direkte Importe gedeckt wird und es in flüssiger Form verteilt an Fahrzeuge und Schiffe abgegeben wird. Die WtT-Werte der JEC-Studie (JEC 2014a) wurden jedoch mit der Annahme von nun effizienteren Verflüssigungsanlagen nach derselben Methode neu berechnet (es wurde angenommen, dass LNG-Importe aus dem Mittleren Osten stammen). Als Variante wird auch die Verflüssigung von Erdgas (EU-Mix) aus dem Erdgasnetz dezentral an der Abgabestelle betrachtet (LBST 2019).

**Biogene Kraftstoffe** (flüssig und gasförmig) können aus verschiedenen Pflanzen und Stoffen gewonnen und mit unterschiedlichen Methoden hergestellt werden; entsprechend stark können die WtT-Emissionen variieren. Für die Herstellung von Biokraftstoffen wurden Kombinationen aus Pflanzenarten und Verarbeitungsprozessen ausgewählt, mit denen die



In der EU-28 gab es im Jahr 2016 1,82 Mio. Sattelzugmaschinen und 351.000 schwere Lkw mit mehr als 16 t zGG. Über die genaue Anzahl der davon mit Gas (CNG oder LNG) angetriebenen Fahrzeuge gibt es zurzeit keine statistischen Angaben.

Expertenschätzungen gehen davon aus, dass inzwischen mehr als 4.000 schwere LNG-Lkw in der EU-28 im Einsatz sind. Allein in 2018 wurden 1.642 LNG-Lkw in der EU neu zugelassen (NGVA 2018). Insgesamt wurden im Jahr 2016 in der EU etwa 225.000 Sattelzugmaschinen und etwa 88.000 Lkw mit mehr als 16 t zGG neu zugelassen.

Im Pro-LNG-Szenario werden die Bestände und Neuzulassungen der Sattelzugmaschinen bis zum Jahre 2040 fortgeschrieben. Die jährlichen Neuzulassungen von Lkw und Sattelzugmaschinen steigen im Jahr

2014 auf 307.000 Fahrzeugen. Hieraus ergibt sich ein Bestand von 2,42 Mio. Sattelzugmaschinen (Abbildung 60). Einschließlich der Lkw über 16 t ergibt sich ein Fahrzeugbestand von 2,76 Mio. Einheiten.

Bezüglich des Anteils LNG-Lkw mit mehr als 16 t zGG wurde im Pro-LNG-Szenario angenommen, dass der LNG-Anteil bei Neuzulassungen im Jahr 2040 10% beträgt und bei Sattelzugmaschinen jede vierte Neuzulassung über LNG-Tanks und Gasmotor verfügt. Mit diesen Annahmen ergibt sich ein Bestand von rund 480.000 schweren LNG-Lkw in 2040. Rund 17% aller schweren Lkw und Sattelzüge sind Fahrzeuge mit LNG-Antrieb, bestehend aus 20.000 Lkw mit mehr als 16 t zGG und 460.000 Sattelzugmaschinen.

### Kraftstoffverbrauch

Zur Bestimmung des LNG-Kraftstoffbedarfs ist es zunächst erforderlich, die Fahrzeugfahrleistung im potenziellen Haupteinsatzgebiet von LNG, dem Straßengüterfernverkehr, abzuschätzen. Da Fahrleistungen von schweren Lkw in der EU nicht gesondert als statistische Kenngrößen ausgewiesen werden, war es erforderlich, eine plausible Annahme zu treffen.

Gemäß der letzten Fahrleistungserhebung in Deutschland (IVT 2017) betrug die durchschnittliche jährliche Fahrleistung von Sattelzugmaschinen 110.864 Kilometer. Ausgehend von der Annahme, dass der Straßengüterfernverkehr sich in der EU aufgrund der Verzahnung der europäischen Wirtschaft sowie der länderübergreifenden Logistikkonzepte ähnlich weiterentwickelt, wurde diese durchschnittliche Jahresfahrleistung für alle schweren Lkw mit LNG-Gas-

motoren in der EU über den gesamten Szenariozeitrahmen unterstellt. Ebenfalls aufgrund der TCO (siehe Kasten zu TCO) werden die Nutzer LNG-Lkw vorzugsweise im Straßengüterfernverkehr einsetzen, damit sich die in der Anschaffung teureren LNG-Lkw gegenüber Diesel-Lkw bei Betrachtung aller Kosten über die Nutzungsdauer rentieren.

Ein weiterer Faktor für die Berechnung von Energie- bzw. Kraftstoffbedarf ist der spezifi-

sche Kraftstoffverbrauch von schweren Lkw und Sattelzugmaschinen. Hierzu wurden die Annahmen von (thinkstep 2017) übernommen und in Tabelle 62 dargestellt.

Aus dem Vergleich des Energiebedarfs wird die unterschiedliche Effizienz der Antriebe ersichtlich. So ist der Diesel der effizienteste Antrieb, gefolgt von der LNG-Lkw Variante mit HPDI (etwa 4% schlechter) und mit SI (etwa 15% schlechter). Ein weiterer Parameter für die Verbrauchsrech-

nung ist die technologische Entwicklung speziell von kraftstoffsparenden Technologien; Effizienzverbesserungen können sowohl beim Fahrzeugantrieb als auch durch Fahrzeugkonstruktion und Fahrweise erzielt werden. Mögliche technologische Optionen für Nutzfahrzeuge wurden in der Shell Nutzfahrzeugstudie detailliert dargestellt (Shell 2016).

Für das Pro-LNG-Szenario wurde für die Effizienzentwicklung bei Neufahrzeugen angenommen, dass sich diese von heute (2018) bis 2030 um 20% und bis 2040 um 30% verbessert; hierbei wurden für Otto-Gasmotoren sowie Diesel- und HPDI-Antriebe jeweils dieselben Annahmen getroffen. Weiterhin wurden für das Pro-LNG-Szenario in Bezug auf die Motorentechnologie zwei Varianten untersucht: einmal für Lkw mit Otto-Gasmotor oder SI-Motor, welcher mit einem

### 62 SPEZIFISCHER KRAFTSTOFFVERBRAUCH SCHWERER LKW 2016

Parameter	Otto/Gasmotor mit Lambda 1	HPDI	Diesel
Kraftstoffbedarf	26,7 kg/100km	22 kg/100 km zzgl. 1,8 l Diesel/100 km als Zündgeber	31,5 l/100km
Endenergiebedarf Tank-to-Wheel	1.314 MJ/100 km	1.171 MJ/100 km	1.125 MJ/100 km

thinkstep 2017

von der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2001/2018/EC (EP/Council 2018b) und EU-Kraftstoffqualitäten-Richtlinie 30/2009/EG (EP/ Rat 2009b) geforderten CO<sub>2</sub>-Mindesteinsparungen ebenso wie die obligatorische CO<sub>2</sub>-Reduktionsquote über alle Kraftstoffe erfüllt werden können. Biogas aus Abfall zeigt deutlich geringere WtT-THG-Intensitäten als die geforderten CO<sub>2</sub>-Mindesteinsparungen (JEC 2014a). Anders als bei fossilen Kraftstoffen entzieht Biomasse in der Wachstumsphase durch Photosynthese die Menge CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre, die später bei der Verbrennung wieder frei

wird. Diese CO<sub>2</sub>-Menge wird WtT als negative CO<sub>2</sub>-Emission berücksichtigt (ähnlich ifeu 2012). Die bei der Verbrennung von Biokraftstoffen entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden TtW vollständig, das heißt entsprechend der kraftstoffspezifischen Eigenschaften, mitgeführt (JEC 2014b). Methanemissionen und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus Gas-Motoren wurden mit dem Global-Warming-Potenzial-Faktor von 30 und 265, respektive, in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet (IPCC 2013). Abbildung 61 stellt CO<sub>2</sub>-Faktoren für ausgewählte Kraftstoffe über ihre energetische Nutzungskette dar. Es wird unterschied-

den zwischen den CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Verbrennung der Menge eines Kraftstoffes mit dem Energieinhalt eines Megajoules (MJ) entstehen (Tank-to-Combusted) und denen, die während der Herstellung und Bereitstellung der Kraftstoffe frei werden (Well-to-Tank). Die in der Abbildung dargestellten negativen WtT-CO<sub>2</sub>-Emissionen repräsentieren die Menge CO<sub>2</sub>, die beim Wachstum der Biomasse von dieser aus der Atmosphäre entzogen wurde. Die Treibhausgasemissionen über die gesamte Nutzungskette (Well-to-Wheel/Wake) berücksichtigen die negativen und positiven THG-Emissionen.

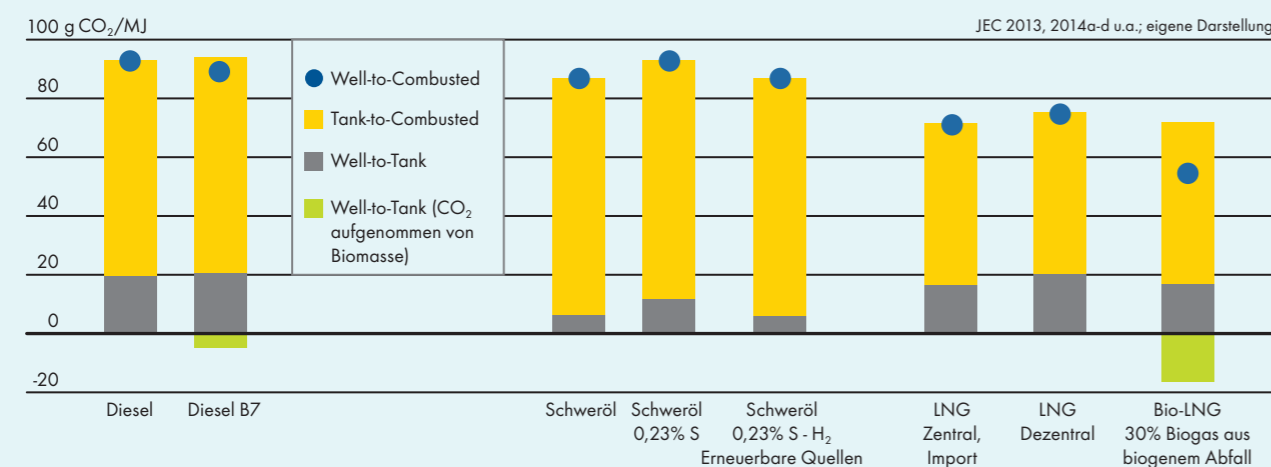
(WtT) gegenüber, die insbesondere in der geringeren Komplexität und damit in einem niedrigeren Energieeinsatz bei der Produktion in der Raffinerie begründet sind. Die Entschwefelung des Schweröls in einer Hydrotreatment-Stufe auf einen Restschwefelgehalt von 0,23% erhöht die WtT-Emissionen durch den Einsatz von Wasserstoff aus der Dampfpreformierung von Erdgas um etwa 7%. Wird jedoch der Wasserstoff für das Hydrotreatment des Schweröls durch Elektrolyse aus erneuerbarem Strom hergestellt, dann sind die WtT-THG-Intensitäten von Schweröl mit niedrigem Schwefelgehalt in etwa gleich dem des früheren Schweröls mit hohem Schwefelanteil.

LNG weist über die energetische Nutzungskette im Vergleich zu Diesel geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Energieeinheit auf. Ansonsten ist bei LNG die Verteilung zwischen Vorkette und direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen durchaus ähnlich. Wird LNG erst an der Tankstelle verflüssigt, also dezentral erzeugt, so liegt die WtT-THG-Intensität um etwa 5% höher als für LNG, das zentral im Ursprungsland erzeugt und nach Europa importiert wird. Ein Biogasanteil von 30%, mit Biogas aus Abfällen, kann die WtT-THG-Intensität um etwa 23% reduzieren.

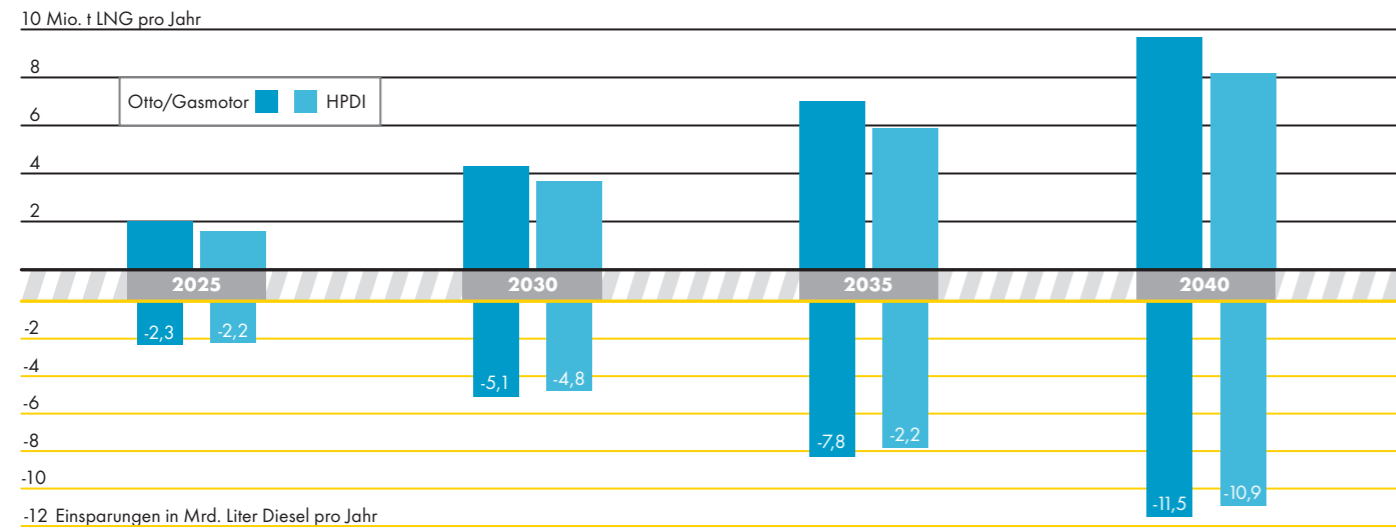
Bei der Nutzung von handelsüblichen Dieseldieselkraftstoffen (B7 mit 7% vol. Bioanteil) entstehen etwa vier Fünftel der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Verbrennung und nur ein Fünftel während der Kraftstoffproduktion und Bereitstellung. Dabei liegen die WtC-THG-Intensitäten für ein B7 etwa 4% unter denen eines Dieseldieselkraftstoffes ohne Bioanteil. Die TtC-THG-Intensität ist jedoch leicht gestiegen, aufgrund des höheren C-Anteils im beigemischten Biodiesel. Über die gesamte WtC-Bilanz, werden diese erhöhten THG-Emissionen aber kompensiert durch das CO<sub>2</sub>, was die Biomasse beim Wachstum der Atmosphäre in der WtT-Phase entzogen hat.

Die WtC-Emissionen von Schweröl liegen unter denen von Dieseldieselkraftstoff. Hierbei stehen höheren Emissionen bei der Verbrennung niedrigere THG-Emissionen in der Vorkette

### 61 THG-FAKTOREN FÜR AUSGEWÄHLTE KRAFTSTOFFE



## 63 LKW-KRAFTSTOFFNACHFRAGE



stöchiometrischen Verbrennungsluftverhältnis von  $\lambda = 1$  betrieben wird, sowie Lkw mit dieselähnlichen HPDI Gasmotoren. Ziel hierbei ist es, Unterschiede bei Verbrauch und Treibhausgasemissionen dieser beiden Varianten herauszuarbeiten; diese resultieren aus der unterschiedlichen Antriebs-effizienz: der Lkw mit HPDI-Motor verbraucht etwa 11 % weniger Endenergie als der Lkw mit Otto/Gasmotor.

Bei beiden Varianten ergibt sich bei gleichen Annahmen zum Markthochlauf ein kontinuierlich ansteigender Bedarf an LNG-Kraftstoff für schwere Lkw und Sattelzugmaschinen. Beim Otto/Gasmotor ist der LNG-Bedarf generell höher und steigt von 2 Mio. t im Jahr 2025 auf etwa 9,7 Mio. t im Jahr 2040 an (Abbildung 63).

Bei der HPDI Variante fällt die Nachfrage aufgrund des etwa 11 % effizienteren Motors mit 1,5 Mio. t im Jahr 2025 und 8,2 Mio. t im Jahr 2040 geringer aus. Zusätzlich benötigt der HPDI Gasmotor jedoch als Dual-Fuel-Technologie noch Dieselkraftstoff als Zündgeber. Hierbei sind im Jahr 2025 etwa 134 Mio. Liter und im Jahr 2040 644 Mio. Liter Dieselkraftstoff zusätzlich zum Kraftstoff LNG erforderlich. Die Dieselkraftstoffeinsparung des HPDI-Antriebes reduziert sich um die eingespritzte Diesel-Pilotmenge auf dann 10,91 Liter im Jahr 2040.

Die 480.000 schweren LNG-Lkw in 2040 substituieren den jährlichen Kraftstoffkonsum von 480.000 schweren Diesel-Lkw. Diese 480.000 Diesel-Lkw hätten im Jahre 2040 dann 11,5 Mrd. l Dieselkraftstoff verbraucht. Bei der HPDI-Variante mit dem kombinierten LNG- und Dieselverbrauch ist die Dieselkraftstoffeinsparung etwas geringer.

## Treibhausgasemissionen

Durch Kombination des absoluten LNG-Kraftstoffverbrauchs mit energieträgerspezifischen Treibhausgasfaktoren lassen sich die Treibhausgasemissionen für schwere Lkw ermitteln. Hierzu wurde angenommen, dass fossiles LNG zentral verflüssigt wird und somit spezifische Treibhausgasemissionen von 3,53 kg CO<sub>2</sub> pro verbranntem kg LNG (WiW) aufweist. Ab dem Jahr 2030 wurde angenommen, dass etwa 20 % des LNG durch lokale Verflüssigungsanlagen, die Erdgas aus dem Pipelinenetz direkt an Tankstellen verflüssigen, bereitgestellt wird. Dies erhöht die Treibhausgasemissionen auf 3,56 kg CO<sub>2</sub> pro kg LNG (WiW) bei dieser veränderten Bereitstellung des LNG.

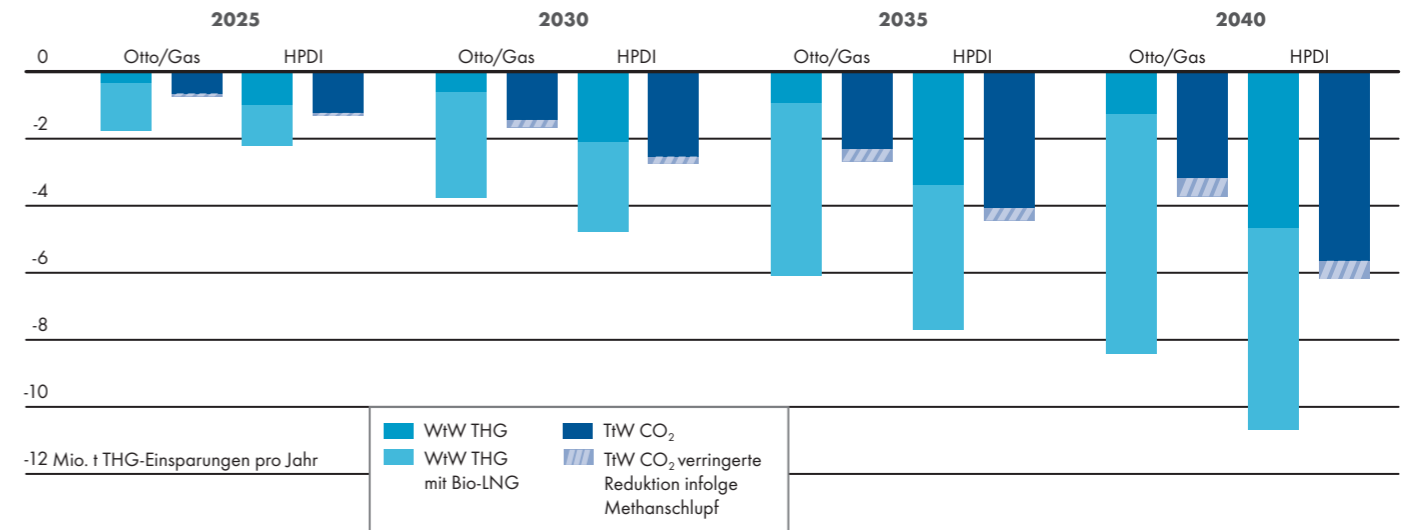
Dabei werden die jährlichen THG-Emissionen für schwere Lkw aus dem jeweiligen jährlichen Kraftstoffbedarf für die Varianten LNG-Lkw mit Otto/Gasmotor sowie mit

HPDI-Motor berechnet und dann die Einsparung an jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Berücksichtigung des eingesparten Dieselkraftstoffs (B7) der durch schwere LNG-Lkw ersetzten Diesel-Lkw ermittelt. Einerseits wird für LNG ein rein fossiles Erdgas, andererseits als eine Alternative ein LNG mit einem Bio-LNG-Anteil von 30 % gerechnet. Die spezifischen Treibhausgasemissionen verringern sich dann auf 2,80 kg CO<sub>2</sub> pro kg LNG (WiW) und ab 2030 auf 2,83 kg CO<sub>2</sub> pro kg LNG (WiW).

Bei Verwendung von rein fossilem LNG in Otto/Gasmotoren ergeben sich im Jahr 2040 Einsparungen von 3,7 Mio. t bei den direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen (TiW) bzw. 1,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen über die gesamte LNG-Kraftstoffkette (WiW). Durch die Verwendung von HPDI-Gasmotoren erhöht sich dieses CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial im Jahre 2040 auf 6,2 Mio. t Tank-to-Wheel und 4,7 Mio. t Well-to-Wheel.

Zusätzlich kann es bei den Gasmotoren noch zu Methanschlupf kommen, also Methan unverbrannt in die Atmosphäre entweichen. Auch wird von in geringem Umfang auftretenden Lachgasemissionen berichtet (thinkstep 2017). Bei Gasmotoren sind somit Methan-Emissionen bei einem Vergleich mit Fahrzeugen mit Dieselantrieb

## 64 EINSPARUNGEN TREIBHAUSGASEMISSIONEN BEI LKW



als Treibhausgas in eine Bilanzierung einzubeziehen.

Dabei wird der Wert im Pro-LNG-Szenario mit 0,349 g Methan pro Kilometer für LNG-Lkw sowohl für Otto/Gasmotoren als auch für HPDI-Motoren festgelegt (thinkstep 2017). Dies liegt etwas unter dem Euro VI-Emissionsgrenzwert für Methan. Die zusätzliche Betrachtung von Methan als Treibhausgas ist wichtig, weil Methan einen deutlich höheren Global Warming Factor (Wert 30) besitzt als CO<sub>2</sub> (Wert 1).

Sowohl HPDI-Motoren als auch SI-Motoren weisen im Jahr 2040 einen Methanschlupf von insgesamt jeweils 0,5 Mio. t THG auf - dargestellt in Abbildung 64 für TiW-Emissionen.

LNG bietet die Möglichkeit einen hohen Anteil von Biogas beizumischen und dadurch die WiW-Emissionen durch das CO<sub>2</sub>, das die Biomasse der Atmosphäre in der Wachstumsphase entzogen hat, bilanziell signifikant zu reduzieren. Die Beimischung von 30 % Biogas aus biogenen Abfällen kann die spezifischen WiW-CO<sub>2</sub>-Emission schwerer Lkw weiter deutlich senken. Durch den Einsatz einer 30%-Bio-LNG-Quote mit hohen spezifischen Treibhausgasemissionen lassen sich die Treibhausgasemissionen von

LNG über die gesamte LNG-Kraftstoffkette noch einmal je nach Motorvariante auf 8,4 Mio. t bzw. 10,7 Mio. t im Jahr 2040 erhöhen; dies entspricht einer zusätzlichen Einsparung von Treibhausgasemission um etwas weniger als 20 % durch Bio-LNG bei der HPDI Variante und etwas mehr als 20 % bei Otto/Gasmotoren gegenüber fossilem LNG. Durch noch höhere Bio-LNG-Beimischungen könnten noch höhere Treibhausgasemissionen gegenüber fossilem LNG und somit auch gegenüber Dieselkraftstoff/-antrieben erreicht werden.

Damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Einsatz von Bio-LNG verringert werden können, ist es erforderlich, dass ausreichend Bio-LNG verfügbar ist. Das EU-LNG-Blue-Corridor-Projekt untersuchte hierzu das EU-weite Potenzial für die Herstellung von Bio-LNG. Es wurde im Ergebnis ein Potenzial für Bio-LNG in Höhe von 72 Petajoule im Jahr 2030 ermittelt (EU-COM/DGM 2015).

Im Pro-LNG-Szenario werden bei einem Anteil von 30 % Bio-LNG im Jahr 2030 maximal 27,5 Petajoule und im Jahr 2040 maximal 61,5 Petajoule benötigt. Somit bleibt im Pro-LNG-Szenario der EU-weite Bedarf an Bio-LNG unterhalb des berechneten Potenzials der Projektstudie.

Lachgas (N<sub>2</sub>O) ist ein weiteres hochpotentes Treibhausgas, welches bei der Verbrennung bei beiden Varianten schwerer LNG-Lkw nach neueren Erkenntnissen in geringem Umfang emittiert wird (thinkstep 2017). Da bei beiden Gasmotorvarianten die Mengen sehr gering ausfallen, spielen diese hier im quantitativen Vergleich keine Rolle und werden bei der Berechnung vernachlässigt. Ebenso nicht berücksichtigt werden CO<sub>2</sub>-Emissionen, die im Rahmen der Abgasnachbehandlung in einem SCR-Katalysator (Selective Catalytic Reduction) in einem sehr geringem Umfang entstehen (TNO 2014).

Die rund 480.000 schweren LNG-Lkw in 2040 reduzieren die jährlichen Treibhausgasemissionen bei einem 30 % Bio-LNG Anteil somit bei der HPDI-Motorvariante um bis zu 10,7 Mio. t THG-Emissionen Well-to-Wheel, dies sind etwa 29 % gegenüber der gleichen Anzahl schwerer Diesel-Lkw. Bei der Verwendung von Otto/Gasmotoren fallen diese Einsparungen mit knapp 8,4 Mio. t THG-Emissionen bzw. 24 % Well-to-Wheel geringer aus.

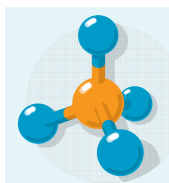
# ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

In den vergangenen Jahren hat Shell eine Reihe von Szenario-Studien zu wichtigen Energiefragen der Zukunft erstellt. Als neue Energie für Endanwendungen im Verkehrssektor weckt LNG zunehmend Interesse in der Energie- und Verkehrswirtschaft, aber auch darüber hinaus. Daher legt Shell nun eine Energieträger-Studie über verflüssigtes Erdgas (LNG) vor.

Shell ist seit den 1960er Jahren führend in der globalen LNG-Wirtschaft. In Zusammenarbeit mit dem Institut für Verkehrsforschung im Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt sowie der Arbeitsgruppe Schiffsmaschinenbau der Technischen Universität Hamburg hat Shell eine neue Energieträger-Studie zum Thema LNG erstellt.

Die Studie befasst sich mit dem aktuellen Stand der LNG-Herstellung, der Rolle von LNG in der globalen Energiewirtschaft sowie der Bereitstellung von LNG. Sie untersucht im Besonderen die Perspektiven neuer Endnutzer-Anwendungen von LNG im Verkehrsbereich, namentlich in der Schifffahrt sowie im Straßengüterfernverkehr mit schweren Lkw.

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse der Shell LNG-Studie in sechs Abschnitten zusammengefasst. Abschließend wird überlegt, mit welchen flankierenden Politikmaßnahmen LNG zu einem wichtigen Baustein in der Energieversorgung von Schiff und Lkw entwickelt werden kann.



## 1 TECHNISCHE EIGENSCHAFTEN

LNG ist kein natürlich vorkommender Energieträger, sondern wird aus Erdgas hergestellt. LNG besitzt als tiefkalte Flüssigkeit spezifische Eigenschaften. Es teilt jedoch vom Aggregatzustand unabhängige Eigenschaften mit seinem Ausgangsstoff Erdgas und dessen Hauptbestandteil Methan.

LNG wird durch technische Verfahren aus **Erdgas (Natural Gas)** hergestellt. Erdgas ist ein gasförmiger Stoff, dessen **Zusammensetzung** je nach Fundstätte und Aufbereitung schwanken kann. Hauptbestandteil von Erdgas ist der gesättigte Kohlenwasserstoff Methan (CH<sub>4</sub>). Erneuerbare Alternativen zu fossilem Erdgas wie Biomethan, synthetisches Erdgas aus Biomasse (Bio-SNG) oder synthetisches Power-to-Gas (PTG) haben teilweise abweichende Zusammensetzungen.

Erdgas hat eine geringe Dichte und pro Volumeneinheit einen geringeren Energiegehalt, deutlich geringer als diejenige von Flüssigkeiten. Für Anwendungen insbesondere im mobilen Bereich muss das Erdgas „verdichtet“ werden. Eine Möglichkeit der „Verdichtung“ besteht in der Verflüssigung. Bei der **Erdgasverflüssigung (Liquefaction)** kommt es durch Tiefkühlung zu einem Phasenübergang bei dem sich der Aggregatzustand ändert: aus dem gasförmigen Erdgas wird eine Flüssigkeit mit einer hohen Dichte und hohem Energiegehalt pro Volumeneinheit. Um ein Produkt (LNG) mit konsistenten technischen Produkteigenschaften hervorbringen, sind mehrstufige Be- und Verarbeitungsprozesse erforderlich. Zunächst muss das Feedgas gereinigt und aufbereitet werden. Am Ende der Erdgasaufbereitung steht ein Gas, welches

hauptsächlich – in der Regel zu etwa 90% – nur noch aus Methan besteht.

Auf Reinigung und Aufbereitung folgt die Verflüssigung. Aufgrund ihrer Effizienzvorteile dominieren bei Erdgasverflüssigungsanlagen heute mehrstufige Kühlprozesse mit gemischten Kühlmitteln. In diesen Prozessen wird das Gas auf -161 °C abgekühlt. Die Erdgasverflüssigung ist ein energieaufwändiger Prozess. Für die Verflüssigung von einem Megajoule Erdgas werden etwa 0,08 Megajoule Energie aufgewendet.

Das Gas Methan als Hauptbestandteil von LNG ist unter Standardbedingungen mit 0,7 kg/m<sup>3</sup> leichter als Luft (ca. 1 kg/m<sup>3</sup>) und verflüchtigt sich im Freien rasch. Für LNG wird im Mittel eine Dichte von 450 kg/m<sup>3</sup> angegeben. Damit ist LNG

weniger als halb so schwer wie Schweröl (970 kg/m<sup>3</sup>) und etwas weniger als halb so schwer wie Dieselmotortreibstoff (832 kg/m<sup>3</sup>).

Der **Siedepunkt** liegt bei Methan sehr tief. Nur wenige Gase weisen noch niedrigere Siedepunkte auf. Der normale Siedepunkt von Methan liegt bei -161,5 °C und 1,013 bar. Die kritische Temperatur, ab der Methan nicht mehr verflüssigt werden kann, liegt bei -82,6 °C. Flüssiges Methan hat bei 1 bar ein um den **Faktor 600** kleineres Volumen als bei Umgebungstemperatur und -druck. In der Industriepraxis wird bei LNG mit unterschiedlichen Drücken gearbeitet. Man unterscheidet „kaltes LNG“ und „saturiertes LNG“, welches bei einem etwas höherem Druck gespeichert wird.

LNG wird als siedendes **Kryogen** (tiefkalte Flüssigkeit) gespeichert und transportiert. Um den Druckanstieg möglichst gering zu halten, müssen tiefkalte Flüssiggase in gut isolierten Tanks gespeichert werden. Wenn Wärme von außen in den Speichertank eindringt, verdampft ein Teil der Flüssigkeit (**Boil-off-Gas**). Für Großtanks werden Boil-off-Raten von 0,1% pro Tag angenommen, für schlecht isolierte kleinere LNG-Tanks wird 1% pro Tag angenommen. Das Boil-off-Gas kann zur Kühlung der restlichen Flüssigkeit genutzt, rückverflüssigt oder als Brennstoff eingesetzt werden.



## 2 ERDGASWIRTSCHAFT

In fast allen langfristigen globalen Energieszenarien ist Erdgas derjenige fossile Brennstoff, dessen Anteil am globalen Energiemix am deutlichsten zunimmt. Noch rascher nimmt die Bedeutung von LNG als Energieträger für die weltweite Energiewirtschaft zu.

Der globale Gasbedarf liegt heute (2017) bei 3.752 Mrd. m<sup>3</sup>. Bis 2040 wird mit einem Anstieg der globalen Erdgasnachfrage um etwa 45% bzw. 1.647 Mrd. m<sup>3</sup>

Da LNG ein Stoffgemisch ist, verändert sich aufgrund des unterschiedlichen Siedeverhaltens der einzelnen LNG-Komponenten die Zusammensetzung der Flüssigphase; es sinkt insbesondere der Methananteil. Dieses die Kraftstoffqualität beeinträchtigende Phänomen ist auch als **Ageing** von LNG bekannt. Um das LNG-Ageing zu vermeiden, sind LNG-Verdampfung und Verdampfungsverluste durch effektive Tankisolation sowie durch intensive Nutzung von LNG-Fahrzeugen möglichst gering zu halten.

Bezogen auf den **gravimetrischen Heizwert** besitzt Erdgas und damit auch LNG einen höheren Energiegehalt als Dieselmotortreibstoff. Für reines Methan liegt dieser bei 50 MJ/kg und für Erdgas (im EU-Mix) bei etwa 45 MJ/kg, während Dieselmotortreibstoff lediglich 43 MJ/kg erreicht. Die Schiffstreibstoffe Marinegasöl bzw. Destillate liegen nahe beim Diesel; Schweröl mit einer Dichte von etwa einem Kilogramm pro Liter ist schwerer und bringt es nur auf 40,5 MJ/kg.

In Bezug auf die **volumetrische Energiedichte** erreicht LNG etwa 60% des Energiegehaltes von einem Liter Dieselmotortreibstoff, das heißt etwa 21 MJ/l LNG zu ca. 36 MJ/l Diesel. Bezogen auf die Verkaufseinheit weist der Kraftstoff LNG (in Kilogramm) gegenüber Dieselmotortreibstoff

(in Liter) einen höheren Energiegehalt von fast 40% auf. Im Vergleich zu Schweröl (39,7 MJ/l) ist die volumetrische Energiedichte von LNG gut halb so hoch (53%). Somit kommt LNG den Flüssigtreibstoffen deutlich näher als komprimiertes Erdgas (CNG) mit circa 7 MJ/l. Ein Nachteil von LNG bei der Speicherung ist allerdings, dass es schwere isolierte Treibstofftanks für kryogene Flüssigkeiten benötigt.

Ein weiterer Vorteil von Erdgas/Methan ist, dass es klopfester als Benzin ist und Oktanzahlen von bis zu 130 erreichen kann. Mit Methan lassen sich für Ottomotoren hohe motorische Wirkungsgrade erreichen. Schließlich weist verflüssigtes Erdgas nur einen geringen Schwefelanteil von etwa 2 ppm auf.

2012 wurden 8 Mio. t LNG in der Seeschifffahrt konsumiert, in erster Linie von LNG-Carriern (LNGC); in 2020 könnten es etwa 12 Mio. t LNG sein. Als Kraftstoff für den europäischen Straßengüterfernverkehr spielt LNG bei wenigen Tausend schweren Lkw bislang noch keine Rolle. Für den Umgang mit LNG als Stoff gibt es eine ganze Reihe von Standards, aber noch keine LNG-spezifischen Kraftstoffnormen.

auf dann rund 5.400 Mrd. m<sup>3</sup> gerechnet. Der Anteil des Erdgases am Welt-Energiemix liegt gegenwärtig bei 22%. In der EU liegt der Erdgasanteil bei 25%. Bis 2040 wird ein Anstieg des Erdgasanteils am globalen Energiemix auf ebenfalls 25% erwartet.

Haupttreiber des Gasverbrauchs sind die Stromerzeugung und die Industrie. Vergleichsweise niedrig ist der Erdgasverbrauch noch im Verkehrssektor. Der

Verkehrssektor, insbesondere Seeschifffahrt und Straßengüterverkehr, gilt jedoch als Wachstumsbereich für Erdgas sowie speziell für LNG.

Erdgasressourcen sind weltweit reichlich vorhanden. Die globalen Erdgasressourcen werden zurzeit auf rund 800.000 Mrd. m<sup>3</sup> geschätzt. Beim gegenwärtigen Förderniveau würden die technisch verfügbaren Gasressourcen folglich noch für über **210 Jahre** ausreichen.



Die bedeutendsten Erdgas-Förderregionen sind Nordamerika, allen voran die USA mit rund 760 Mrd. m<sup>3</sup>, Russland mit 650 Mrd. m<sup>3</sup> sowie der Mittlere Osten mit 620 Mrd. m<sup>3</sup>. Die größten konventionellen Gasproduzenten sind Russland, Iran und Katar. Das Land mit der größten unkonventionellen Gasförderung sind die Vereinigten Staaten. Mit knapp 80% dominiert die konventionelle Erdgasförderung die Weltproduktion.

Neben fossilen Quellen kommen als alternative Ressourcen für die LNG-Bereitstellung erneuerbare Gase (Renewable Gases) in Frage. Dazu gehören aus Biogas aufbereitetes Biomethan, synthetisches Erdgas (SNG) sowie Power-to-Gas-Kraftstoffe (PTG). Eine Herausforderung aller erneuerbaren Erdgassubstitute sind die hohen Herstell- und Bereitstellungskosten. Ihr Anteil an der Gasversorgung ist entsprechend gering: In der EU-28 wurden 2016 knapp 20 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas biogenen Ursprungs erzeugt, das entspricht gut 4% des aktuellen EU-Erdgasverbrauches von 463 Mrd. m<sup>3</sup>.

Weltweit werden heute (2017) rund 770 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas international gehandelt; das entspricht etwa einem Fünftel des globalen Erdgaskonsums. Die EU ist mit rund 350 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgaseinfuhren der weltgrößte Erdgasimporteur, gefolgt von China, Japan und Korea. Auf der anderen Seite exportieren Russland, der Mittlere Osten, die Kaspische Region und Australien große Erdgasmengen.

Knapp 60% des interregionalen Erdgas-handels läuft über Pipelines. Über 40% werden mittels LNG abgewickelt; das waren zuletzt (2017) gut 330 Mrd. m<sup>3</sup> bzw. umgerechnet ca. 230 Mio. Tonnen LNG. Insgesamt wird der LNG-Import von asiatischen Ländern dominiert. Europa importiert in Summe rund 47 Mio. t.

Im Trend wächst die Nachfrage nach verflüssigtem Erdgas deutlich schneller als diejenige nach Erdgas insgesamt. Die IEA geht davon aus, dass der globale Erdgashandel bis 2040 um rund zwei Drittel wächst; und **über 80% dieses Zuwachses durch LNG abgedeckt werden**. Der Handel

mit und damit auch die Verfügbarkeit von LNG würde sich folglich in weniger als 25 Jahren etwa verzweieinhalbfachen. Fast 60% des globalen Erdgashandels fänden in 2040 in Form von LNG statt und ca. 14% des weltweit konsumierten Erdgases wären LNG – heute sind es 8 bis 9%.

Bei Erdgas gibt es zwischen den großen Verbraucherregionen Europa, Nordamerika und Asien nach wie vor deutliche Unterschiede in den Preisniveaus. Die Erdgaspreise sind in Asien am höchsten, in den USA am niedrigsten – Europa befindet sich in der Mitte. Die preislichen Unterschiede erklären sich vor allem durch Verfügbarkeit und Zugang zu Erdgasvorkommen. Erhebliche Auswirkungen auf die Gasmärkte und -preise hat der Boom beim nordamerikanischen Schiefergas.

Die Erdgasverflüssigung ist ein wichtiger Faktor für die Lieferkosten von LNG. Bei den **Endverbraucherpreisen** sind zusätzlich die Kosten für Transport und Speicherung sowie im Besonderen nationale Energiesteuern zu berücksichtigen.

Mio. t LNG. Die Länder Katar (77 Mio. t) und Australien (66 Mio. t) besitzen mit einigem Abstand die größten Verflüssigungskapazitäten. In Europa verfügt bislang lediglich Norwegen über ein Erdgasverflüssigungsterminal mit einer Kapazität von 4,3 Mio. t.

Das LNG wird in großen Spezialschiffen, so genannten **LNG-Carriern (LNGC)**, vom Erdgas-Verflüssigungsterminal zu einem Aufnahme-Terminal transportiert. Seit dem Anfangsjahr 1964 hat sich der LNG-Schifftransport rasant entwickelt. Aktuell gibt es weltweit rund 230 LNG-Carrier.

Das in LNGCs beförderte LNG muss während der Fahrt tiefkalt gehalten werden.

Am Zielort wird das Erdgas in speziellen Rückvergasungsterminals (**Regasification Units**) wieder in gasförmigen Zustand gebracht. Meist handelt es sich um größere fest installierte Anlagen. Alternativ können flexible **Floating Storage and Regasification Units (FSRU)** eingesetzt werden.

Weltweit gibt es heute rund 140 Rückvergasungsterminals und rund 30 FSRU. Die weltweiten LNG-Rückvergasungskapazitäten liegen zurzeit bei 850 Mio. t. Sie sind damit mehr als doppelt so groß wie diejenigen für die Erdgas-Verflüssigung.

Nach Ländern hat Japan mit knapp 200 Mio. t die größten LNG-Aufnahmekapazitäten, gefolgt von Europa mit rund 30 Regasification-Anlagen und Kapazitäten in Höhe von 160 Mio. t. Damit könnten allein die europäischen Regasification-Anlagen über die Hälfte des globalen LNG-Angebotes aufnehmen. Neben Verflüssigungs- und Regasifizierungsterminals werden auch immer mehr LNG-Speicher errichtet; deren Kapazitäten liegen zurzeit allerdings erst bei 30 Mio. t.

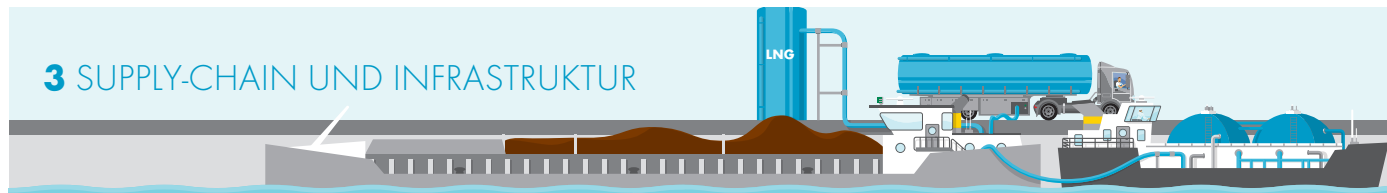
Herstellung, internationaler Handel, Transport und Lagerung von LNG erfolgen fast ausschließlich über großindustrielle

Einheiten. Im Hinblick auf Produktions-, Transport- und Lagerkapazitäten werden die bisherigen LNG-Aktivitäten als **Large-Scale-LNG** bezeichnet. Neue LNG-Aktivitäten wie Endverbraucheranwendungen im Mobilitätsbereich erfordern jedoch deutlich kleinteiligere Einheiten für die Verteilung und Versorgung mit LNG. Die Verkleinerung (Miniaturisierung) der bisher großskaligen LNG-Aktivitäten wird auch **Small-Scale-LNG** oder **Retail-LNG** bezeichnet.

Die Alternative-Kraftstoffe-Infrastruktur-Richtlinie 94/2014/EU der EU (**AFID-Richtlinie**) gibt vor, dass in wichtigen See- und Binnenhäfen des TEN-V-Kernnetzes LNG-Bunkerstationen sowie entlang des TEN-V Straßennetzes im Abstand von etwa 400 km LNG-Tankstellen bis zum Jahr 2025 errichtet werden.

Die EU-Staaten verfügen zurzeit über rund **150 LNG-Tankstellen**. Die meisten davon befinden sich in Spanien (37) und Italien (31). Zudem gibt es eine größere und wachsende Anzahl von Small-Scale LNG-Import-, LNG-Export-, LNG-Verflüssigungsanlagen und über 1.000 LNG-Kleinlager. Für Schiffe gibt es in Europa zurzeit 40 bis 50 **LNG-Bunkerstationen**.

### 3 SUPPLY-CHAIN UND INFRASTRUKTUR



Die LNG-Versorgungskette (Supply Chain) ist auf den ersten und letzten Verarbeitungsstufen – bis zur Aufbereitung und nach der Rückvergasung – nahezu deckungsgleich mit der von gasförmigem Erdgas. Sie unterscheidet sich von Pipelinegas jedoch durch die Verflüssigung, den flüssigen Transport und die Regasifizierung. Darüber hinaus wird das LNG auch immer öfter als Endprodukt vom Endnutzer flüssig genutzt, hier handelt es sich um eine neue Stufe der Wertschöpfungskette.

Durch die Verflüssigung wird Erdgas zu einem weltweit transportierbaren und handelbaren Gut. Zurzeit dominiert in der LNG-Versorgung das **Hub and Spoke-**

**Modell** mit zentraler Verflüssigung in industriellen Großanlagen (LNG Trains), Transport und Weiterverteilung. Large-Scale-LNG-Trains haben Verflüssigungskapazitäten von 3 bis 8 Mio. t pro Jahr. Es gibt inzwischen auch deutlich kleinere Anlagen zur Verflüssigung von Erdgas mit Kapazitäten von weniger als 0,5 Mio. t (Mini-Scale) oder 0,1 Mio. t (Micro-Scale). Eine flexiblere und kostengünstigere Variante sind **Floating LNG-Anlagen** – schwimmende Einheiten, die Erdgas aus der laufenden Förderung aufnehmen, zu LNG verflüssigen und speichern.

Weltweit existieren Erdgas-Verflüssigungskapazitäten für LNG (**Liquefaction Plants**) in Höhe von nominal rund 370

### 4 LNG IN DER SCHIFFFAHRT



Die Schifffahrt gehört zu den wichtigen möglichen Nutzungsbereichen von LNG als Kraftstoff. Nutzen in der Vergangenheit fast ausschließlich große Transportschiffe für den LNG-Ferntransport LNG für ihren Antrieb, wandelt sich das Bild für LNG in der Schifffahrt. Vor allem getrieben von immer strengeren Auflagen für ihre Luftschadstoffemissionen werden alternative Kraftstoffe für die Schifffahrt gesucht. Die einzig ernsthaft diskutierte und marktreife Kraftstoffalternative zu ölbasierten Schiffskraftstoffen ist heute LNG.

#### Schiffsflotte

Die globale Handelsflotte verfügt zurzeit (2017) über eine Gesamttragfähigkeit (DWT) von über 1,9 Mrd. Tonnen auf etwa 93.000 Schiffe verteilt. Bulker und Tanker machen zusammen in etwa 23% der Flotte und ca. 53% der Gesamttragfähigkeit aus. Das dynamischste Schiffssegment mit den leistungsfähigsten Antrieben sind die **Containerschiffe**. Letztere stellen gut 5% der Handelsflotte, aber rund 13% ihrer Tragfähigkeit. Aufgrund des direkten Bezugs des Nutzers zur Transportleistung

nehmen 4.428 Passagierschiffe und 458 Kreuzfahrtschiffe eine **Pionierfunktion** in Bezug auf den Einsatz emissionsarmer Antriebe und Kraftstoffe ein.

Im Vergleich zur Handelsflotte ist der Bestand an LNG-Schiffen noch klein. Neben den rund 230 LNG-Carriern (LNGC) verkehrten zum Ende des Jahres 2018 weltweit 125 mit LNG angetriebene Seeschiffe, die LNG als Kraftstoff nutzen (sogenannte **LNG-fuelled ships**). Etwa ein Viertel (33 Schiffe) der LNG-Flotte sind Passagierfähren, die vorrangig in Nordeu-

ropa verkehren. Schwerpunktgebiete von LNG-Schiffen sind Emissionsschutzzonen in der EU und in Nordamerika. Weltweiter Vorreiter mit etwa der Hälfte der globalen Flotte für den Einsatz LNG-betriebener Schiffe ist **Norwegen**. Die Auftragsbücher weisen einen Trend zu größeren Schiffen wie Tankern und Containerfrachtern und Kreuzfahrtschiffen auf. Bis Mitte der 2020er Jahre wird ein LNG-Schiffsbestand von ca. 400 Schiffen erwartet.

Die Flotte der europäischen Binnenschiffe besteht heute aus insgesamt 13.500 Schiffen mit einer Ladekapazität von 17 Mio. Tonnen. Bisher sind **fünf mit Erdgas betriebene Binnenschiffe** auf europäischen Wasserwegen im Einsatz. Davon sind vier Schiffe Chemie- oder LNG-Tanker und ein Binnencontainerschiff.

### Schiffsantriebe

Die auf Schiffen benötigte Leistung wird im Wesentlichen durch drei Motorkonzepte bereitgestellt: Containerschiffe, Bulker und Tanker werden heute fast ausschließlich von **langsam laufenden Zweitaktmotoren** angetrieben. Langsam laufende Zweitakter zeichnen sich durch die höchsten Wirkungsgrade von über 50% und somit die niedrigsten Verbräuche aus. Wenn das Platzangebot begrenzt ist, werden **mittelschnell laufende Viertaktmotoren** bevorzugt. **Turbinenantriebe** führen hingegen ein Nischendasein.

Seit der Jahrtausendwende hat sich auf LNG-Tankern ein Motorkonzept etabliert, welches die wechselweise Verbrennung von Dieselmotoren und Erdgas möglich machte (**Dual-Fuel-Motoren**). Dieses Konzept verdrängte nach und nach die sonst üblichen Erdgas-Dampfturbinen. Wesentlicher Grund hierfür sind insbesondere die Treibstoffeinsparungen. Die Erfahrungen aus dem Einsatz von Erdgas als Kraftstoff auf LNG-Carriern macht man sich nun auf Gas-Fuelled Ships zunutze.

Am häufigsten auf heutigen Gas-Fuelled Ships finden sich die mittelschnell laufenden Dual-Fuel-Viertaktmotoren im

Niederdruckverfahren. Im Hoch- und Niederdruckverfahren betriebene langsamlaufende Zweitaktmotoren etablieren sich seit einigen Jahren ebenfalls als Antriebslösungen für große LNG-getriebene Schiffe. Die Anwendung von Gasturbinen stellt eine Ausnahme bei erdgasbetriebenen Schiffen dar.

### Emissionen

Schiffe tragen zu einem wesentlichen Teil zur Emission verkehrsbedingter Luftschadstoffe bei. Zudem verursacht der internationale Seeverkehr etwa 2,8 bis 3,1% des weltweiten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes.

Seit Ende der 1990er Jahre hat die Internationale Seeschifffahrtsorganisation (IMO) stufenweise verpflichtende Grenzwerte für die Emissionen von Schiffen eingeführt. Überdies wurden sogenannte **Emission Control Areas (ECA)** als Sonderzonen mit besonders strengen Beschränkungen für die Emission von Schwefeloxiden (Sulphur ECA), Stickoxiden (Nitrous Oxide ECA) und zum Teil auch von Rußpartikeln festgelegt. Zu den ECA-Gebieten zählen derzeit der gesamte Nord- und Ostseeraum, die Gewässer der Ost- und Westküste Nordamerikas inklusive Hawaii und der Großen Seen Kanadas sowie die Küstengewässer Mittelamerikas.

Die **Stickoxidemissionen** von Schiffsmotoren werden spezifisch in Bezug auf die erzeugte Energieeinheit begrenzt. Aktuelle NO<sub>x</sub>-Emissionsgrenzwerte insbesondere für ECA-Zonen erfordern eine Abgasrückführung, besondere Maßnahmen der Abgasnachbehandlung oder alternative Motorenkonzepte. Hierbei bietet sich insbesondere Erdgas als Kraftstoff an. Die bei der Verbrennung von Erdgas erzielten Emissionswerte entsprechen den strengen Vorschriften von IMO TIER III.

Weiterhin generieren Schiffe schätzungsweise 5 bis 10% der vom Menschen verursachten **Schwefeldioxidemissionen**. Anders als die Stickoxidemissionen werden die Schwefeloxidemissionen primär durch Vorschriften über die Kraftstoffinhaltsstoffe

begrenzt. Alternativ können die seit 2015 und ab 2020 geltenden Schwefelgrenzwerte auch mit Rauchgaswäschern (Scrubbern) oder mit LNG eingehalten werden.

Eine direkte Begrenzung der schiffahrtsbedingten **Treibhausgasemissionen** gibt es bislang nicht. Jedoch wird durch den IMO Energy Efficiency Design Index (EEDI) die Energieeffizienz von Schiffen reguliert. Hiermit lässt sich auch eine Verringerung der Treibhausgasemissionen erzielen.

Auf Grundlage der von der IMO herausgegebenen Treibhausgas-Studie von 2015 wird eine **Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von mindestens 40% bis 2030 und mindestens 50% bis 2050 im Vergleich zu 2008** in Aussicht gestellt.

Im Zusammenhang mit den schiffahrtsbedingten Treibhausgasemissionen finden Gasmotoren besondere Beachtung; denn bei der Verbrennung weist Methan als Hauptbestandteil des Erdgases bis zu 32% geringere direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen auf. Dieser Vorteil wird allerdings durch den innermotorischen **Methanschlupf** reduziert.

Aktuell laufende technische Entwicklungen beim Motor versuchen den Methanschlupf weiter zu begrenzen. Ebenso wäre es eine mögliche Lösungsoption, das im Abgas befindliche Methan mittels einer katalytischen Abgasnachbehandlung weiter zu verringern. Diese technischen Lösungen würden die Treibhausgasemissionen von mit LNG angetriebenen Schiffen weiter verringern und einen Beitrag für eine klimafreundlichere Schifffahrt leisten.

Die Binnenschifffahrt kann lokal, in Hafengebieten und an Schifffahrtswegen wesentlicher Verursacher von Luftschadstoffemissionen sein. Durch EU-Regulierung 2016/1628/EU werden die Luftschadstoffemissionen der Binnenschifffahrt in der EU immer strenger reglementiert. Neben SCR-Abgasreinigungsanlagen bieten auch hier LNG-Antriebe eine Lösung.



## 5 LNG IM STRASSENVERKEHR

Neben der Seeschifffahrt gehört der **Straßengüterfernverkehr zu den potenziellen Haupt-Anwendungsfeldern von LNG. Die im Straßengüterfernverkehr eingesetzten Lkw sind schwere Lkw und Sattelzugmaschinen mit hohen Jahresfahrleistungen.**

**Aufgrund der hohen Nutzeranforderungen werden Fernverkehr-Lkw fast ausschließlich von effizienten Dieselmotoren angetrieben. Getrieben von dem Wunsch nach Diversifizierung der Kraftstoffversorgung und der Reduktion von Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen zeichnet sich der Einsatz von LNG auch in Europa als neue Antriebs- und Kraftstoffoption für schwere Nutzfahrzeuge ab.**

### Lkw-Bestand

In der EU fahren heute (2016) 37,6 Mio. Güterfahrzeuge; diese umfassen Lastkraftwagen (Lkw) zum Transport von Gütern und Sattelzugmaschinen zum Mitführen von Anhängern. Über 80% bzw. 30,8 Mio. Fahrzeuge sind leichte Nutzfahrzeuge bis 3,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht (zGG). Lkw über 3,5 t zGG stellen etwa 12% bzw. 4,5 Mio. Fahrzeuge.

Schwere Lkw und Sattelzugmaschinen sind durch eine hohe jährliche Fahrleistung und einen hohen durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch gekennzeichnet. Die für LNG in Frage kommenden Fahrzeuge teilen sich wie folgt auf: 350.000 Lkw sind der Größenklasse über 16 t zGG zuzuordnen, 1,8 Mio. den Sattelzugmaschinen. Polen ist mit über 360.000 Fahrzeugen das Land mit der größten Sattelzugmaschinen-Flotte, mit über 200.000 Fahrzeugen folgen Spanien, Deutschland und Frankreich.

Die Anzahl der Neuzulassungen von Lkw und Sattelzugmaschinen in der EU lag 2016 bei 2,3 Mio. Fahrzeugen. Die schweren Nutzfahrzeuge (Lkw über 16 t

zGG und Sattelzugmaschinen) machen etwas mehr als ein Zehntel der Neuzulassungen aus. Im europäischen Straßengüterfernverkehr dominiert die Kombination Sattelzugmaschine mit Sattelaufleger. Die größten Märkte für Sattelzugmaschinen mit einem Anteil von jeweils über 11% liegen in Deutschland und Polen mit jeweils über 36.000 Neuzulassungen. Das Durchschnittsalter der schweren Nutzfahrzeuge (über 3,5 t zGG) liegt in Europa bei rund 12 Jahren. Sattelzugmaschinen sind im Durchschnitt deutlich jünger.

Die jüngsten Expertenschätzungen gehen von derzeit etwa 4.000 LNG-Fahrzeugen in der EU aus, hauptsächlich Lkw und Sattelzugmaschinen sowie einige Busse. Die jüngsten Neuzulassungen betragen mehr als 1.500 Fahrzeuge. Führende LNG-Länder in der EU sind Spanien, die Niederlande, Italien und Großbritannien. Weitere nennenswerte Flotten an LNG-Lkw existieren insbesondere in China (über 200.000 Fahrzeuge) sowie in Nordamerika (über 4.000 Fahrzeuge).

### Erdgasmotoren für Lkw

Für die schweren LNG-Lkw gibt es derzeit zwei unterschiedliche Arten von Motortechnologien, die die aktuellen europäischen Abgas-Emissionsstandards EURO VI erfüllen. Die beiden LNG-Motortechnologien sind der stöchiometrische Otto-/Gasmotor (auch Spark Ignition oder SI-Motor) und der Hochdruck Direktinjektions-Motor (High Pressure Direct Injection, HPDI).

Das **stöchiometrische SI-Motorenkonzept** lässt sich sehr gut mit Erdgas bzw. LNG (wegen der hohen Methanzahl) realisieren. Der SI-Motor ermöglicht durch den Einsatz von so genannten Drei-Wege-Katalysatoren eine kostengünstige Abgasnachbehandlung.

Der Wirkungsgrad des SI-Motors ist geringer als bei einem Dieselmotor. Aufgrund

der geringeren Verbrennungsdrücke muss ein größerer SI-Motor gewählt werden, um die gleiche Leistung bereitzustellen. Im Vergleich zum Diesel-Lkw würde ein LNG-Lkw mit SI-Motor im Mittel bis zu 18% mehr Energie benötigen. Effizienter wären Lean Burn SI-Motoren; bisher steht aber kein Euro VI-Abgasbehandlungssystem hierfür zur Verfügung.

Schwere LNG-Lkw mit SI-Motoren werden in Europa von zwei Herstellern angeboten, wobei die 13-Liter-Klasse für die leistungsstärksten Lkw eingesetzt wird. Alle Motoren können sowohl in LNG-Fahrzeugen als auch in CNG-Fahrzeugen verwendet werden.

Die Idee des **HPDI-Motors** ist es, mit einer kleinen Menge Dieselmotoren die Selbstzündung zu initiieren und dann in die entstehende Flamme das Methan einzudüsen. Das LNG wird zuvor erwärmt und anschließend ebenso wie der Dieselmotorenstoff mit 300 bar, allerdings gasförmig in den Verbrennungsraum injiziert. Die Dieselmotorenmenge ist so gewählt, dass gerade eben ausreichend Energie freigesetzt wird, um die Zündung der nachfolgend eingedüsten Methanmenge zu ermöglichen.

Der Dieselanteil am Kraftstoffverbrauch liegt zwischen 5 und 10% des Gesamtverbrauchs. Die Abgasnachbehandlung erfolgt in gleicher Weise wie bei einem normalen Dieselmotor (SCR mit Harnstofflösung und Partikelfilter). Da ein HPDI-Motor wie ein Dieselmotor arbeitet, benötigt ein Lkw mit HPDI-Motor lediglich ca. 3 bis 4% mehr Energie als ein konventioneller Dieselmotor. Ein erster HPDI-Motor wurde bereits 2006 vorgestellt. Derzeit wird nur ein Serienfahrzeug als HPDI-Lkw auf dem europäischen Markt angeboten.

### Emissionen

Schwere Lkw nutzen heute zu nahezu 100% Dieselmotoren und verursachen



beim Betrieb sowohl Luftschadstoffe als auch Treibhausgase. Im Zeitraum 1990 bis 2016 konnten die spezifischen Luftschadstoffemissionen des Straßenverkehrs in der EU signifikant verringert werden, während die Treibhausgasemissionen aller schweren Nutzfahrzeuge im gleichen Zeitraum um ein Viertel zulegen.

Seit 2012 gilt für schwere Lkw und Sattelzüge die Stufe Euro VI der EU-Abgasvorschriften. Die Abgasgrenzwerte sind pro Kilowattstunde Motorarbeit (mg/kWh) festgelegt. Alle LNG-Lkw, mit High Pressure Direct Injection wie mit stöchiometrischen Otto-Motoren, erfüllen die Euro VI-Norm.

Darüber hinaus weisen die Hersteller von LNG-Lkw mit SI-Motoren weitere signifikante

Emissionsreduzierungen gegenüber der Euro VI-Norm nach. SI-Motoren könnten eine weitere Verschärfung der Abgas-Emissionslimits erfüllen. LNG-Lkw mit SI-Motor sind überdies deutlich leiser als Diesel-Lkw. Zudem setzt die Abgas-Norm Euro VI für Methanemissionen einen Grenzwert von 0,5 g/kWh. Dadurch ist der Methanschluß für die Lkw-Treibhausgasbilanz nahezu unbedeutend.

Analog zur CO<sub>2</sub>-Emissionsregulierung von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen bereitet die EU-Kommission eine verbindliche CO<sub>2</sub>-Regulierung für Nutzfahrzeuge ab 3,5 t zGG vor; denn diese machen 65 bis 70% der CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Nutzfahrzeuge in der EU aus.



Das letzte Kapitel zeigt mit Hilfe der Szenariotechnik auf, wie sich LNG als Kraftstoff für Seeschiffe und schwere Lkw bis zum Jahr 2040 etablieren könnte. Für die Schifffahrt wird die globale Handelschiffflotte betrachtet, im Hinblick auf den Straßengüterverkehr die schweren Lkw in der EU. Binnenschiffe werden in der Szenarioanalyse nicht ausführlicher untersucht. Unterstellt wird je ein ambitioniertes antriebs-/kraftstoffspezifisches Alternativszenario (Pro-LNG-Szenario).

Vor dem Hintergrund langfristiger Verkehrsprognosen für den Seeschiffsverkehr und den europäischen Straßengüterverkehr werden die Flotten bis 2040 fortgeschrieben und ein substanzieller Anteil durch neue LNG-Schiffe/Fahrzeuge schrittweise ausgetauscht. Anschließend werden die differenziellen Auswirkungen von LNG-Technik auf den Kraftstoffverbrauch und die Treibhausgasemissionen von Schiffen und Lkw abgeschätzt.

#### Szenario für die Seeschifffahrt

Der Bestand der globalen Schiffsflotte wird anhand der wichtigsten Schiffsklassen bis in das Jahr 2040 fortgeschrieben. Im

Einzelnen sind dies Mehrzweckfrachter, Containerschiffe, Massengutfrachter, Öltanker sowie Passagier- und Kreuzfahrtschiffe. In diese Schiffsflotte werden neue LNG-Schiffe eingephaszt.

Der **Gesamtbestand** der betrachteten Schiffsklassen nimmt bis 2040 um gut ein Zehntel von knapp 51.000 auf über 56.000 Schiffe zu. Während alle Schiffskategorien Zuwächse verzeichnen, nimmt – aufgrund zunehmender Containerisierung des Seetransportes – der Bestand an Mehrzweckfrachtern deutlich ab. Die dynamischste Schiffsklasse sind die Containerschiffe, die von ca. 5.200 auf rund 8.500 Einheiten anwachsen.

Der Bestand der LNG-Schiffe wächst deutlich rascher als der Gesamtbestand auf gut 6.000 Einheiten in 2040. Damit ist mehr als ein Zehntel des betrachteten globalen Schiffsbestands mit LNG-Antrieben ausgestattet. Die Geschwindigkeit der LNG-Durchdringung der einzelnen Schiffsklassen hängt zum einen von den jeweiligen Neuzulassungen ab, zum anderen vom LNG-Anteil an den LNG-Neuzulassungen. Die höchsten LNG-Neubauzahlen

Zur Berechnung von CO<sub>2</sub>-Emissionen schwerer Lkw hat die EU-Kommission ein Simulationstool VECTO (Vehicle Energy Consumption Tool) zusammen mit den europäischen Fahrzeugherstellern entwickeln lassen. Auf der Basis von VECTO sollen nun die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Neufahrzeugen bis 2025 gegenüber heute um 15% und bis 2030 um 30% reduziert werden.

Die Verwendung von LNG bzw. Erdgas als Kraftstoff wird in VECTO mit 23% niedrigeren Treibhausgasemissionen berücksichtigt. Bei gleicher Motoreffizienz (HPDI-Motor) könnten 23% CO<sub>2</sub>-Emissionen mit Erdgas gespart werden; bei Verwendung eines aktuellen SI-Motors verbleiben etwa 5% Einsparung.

weisen Containerschiffe auf, vor Tankern und Massengutfrachtern.

In Bezug auf den Schiffsbestand 2040 führend sind die Containerschiffe mit 2.200 LNG-Einheiten, gefolgt von den Tankern mit 1.660 LNG-Einheiten und Massengutfrachtern mit ca. 1.100 LNG-Einheiten. Hohe Anteile an LNG-Schiffen weisen wiederum die Passagier- und Kreuzfahrtschiffe auf – zusammen sind es jedoch nur etwa 600 PAX-Schiffe mit LNG-Antrieben in 2040.

Die Abschätzung des **Kraftstoffverbrauchs** je Schiff wird differenziert nach Schiffstypen vorgenommen. Dazu wird der durchschnittliche schiffsspezifische Verbrauch pro Jahr – unter Annahme von durchschnittlichen motortypischen Wirkungsgraden – anhand von Leistungsbedarf und Einsatzprofilen geschätzt. Den höchsten Kraftstoffbedarf besitzen Containerschiffe mit ca. 140.000 m<sup>3</sup> LNG pro Jahr, gefolgt von Kreuzfahrtschiffen mit 80.000 m<sup>3</sup> LNG pro Jahr; die übrigen Schiffsklassen konsumieren 15.000 bis 20.000 m<sup>3</sup> LNG pro Jahr.

Insgesamt ist ein maritimer LNG-Verbrauch von 180 Mio. t bis 2040 möglich. Dieser

erscheint angesichts der aktuellen Menge an jährlich verbrauchtem Schiffskraftstoff von ca. 330 Mio. t hoch. Gründe hierfür sind das Wachstum des Schiffsbestands sowie der Transportleistungen im Seeverkehr. Hauptursache für den hohen LNG-Konsum sind jedoch die Containerschiffe. Sie weisen nicht nur wegen der großen Motorleistungen je Schiff die höchsten Verbräuche auf. Auch ist die Anzahl an Containerschiffen mit LNG-Antrieb mit am größten.

Im Ergebnis konsumieren Containerschiffe mit rund 140 Mio. Tonnen im Jahr 2040 das meiste LNG. Mit großem Abstand folgen dann Tanker (15 Mio. t), Massengutfrachter (10 Mio. t) sowie Kreuzfahrtschiffe (9 Mio. t). Insgesamt könnten die LNG-Schiffe in 2040 bis zu 226 Mio. t Schiffs-kraftstoffe ersetzen.

Aus den Verbrauchsdaten für LNG-Schiffe und die durch sie substituierten Mengen an Flüssigkraftstoff werden die differenziellen Auswirkungen des LNG-Einsatzes auf die **Treibhausgasemissionen** der Schifffahrt ermittelt. Hierfür werden energieträgerspezifische Treibhausgasfaktoren für rein fossiles LNG und entschwefeltes Schweröl (Low Sulphur Fuel Oil) herangezogen.

Wenn 226 Mio. t entschwefeltes Schweröl in 2040 durch gut 180 Mio. t LNG ersetzt würden, ergäben sich bei den direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen Einsparungen in Höhe von rund 230 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2040. Wird zusätzlich ein Methanschluß von etwa 1% der eingesetzten LNG-Menge unterstellt, reduziert sich der Vorteil von LNG bezüglich des Treibhauspotenzials um knapp ein Viertel, entsprechend etwa 54 Mio. t, auf dann 176 Mio. t. Werden auch die Treibhausgasemissionen aus der Vorkette bzw. der Bereitstellung (Well-to-Tank) von LNG und HFO berücksichtigt, reduzieren sich die absoluten THG-Einsparungen in der Gesamtbilanz (WiW) auf ca. 132 Mio. t Treibhausgasemissionen im Jahr 2040.

#### Szenario für schwere Lkw in der EU

Der Bestand der schweren Lkw in der Europäischen Union wird bis 2040 fortgeschrieben. Für LNG als Kraftstoff kommen in erster Linie schwere Lkw (Lkw ab 16 t zGG

und Sattelzugmaschinen) in Frage; deshalb werden nur diese betrachtet.

In der EU-28 gab es 2016 1,82 Mio. Sattelzugmaschinen und 351.000 schwere Lkw. Rund 4.000 schwere Lkw werden mit LNG betrieben. Bei Fortschreibung der heutigen Zulassungstrends ergeben sich 2040 307.000 Lkw- und Sattelzug-Neuzulassungen. Hieraus resultiert ein **Fahrzeugbestand** von insgesamt 2,76 Mio. Einheiten, davon 2,42 Mio. Sattelzugmaschinen sowie 360.000 Lkw über 16t.

Für LNG-Fahrzeuge wird angenommen, dass der LNG-Anteil bei Lkw-Neuzulassungen im Jahr 2040 10% beträgt und bei Sattelzugmaschinen jede vierte Neuzulassung ein LNG-Fahrzeug ist – zusammen sind dies 2040 75.000 LNG-Neuzulassungen. Am Ende ergibt sich ein Bestand von rund 480.000 schweren LNG-Lkw 2040 bestehend aus 20.000 Lkw und 460.000 Sattelzugmaschinen. Rund 17% aller schweren Lkw wären 2040 dann Fahrzeuge mit LNG-Antrieb.

Mit Hilfe von Annahmen zu typischen Fahrzeugfahrleistungen für den Straßengüterfernverkehr sowie fahrzeugspezifischen Kraftstoffverbräuchen lassen sich der **absolute LNG-Kraftstoffverbrauch** und der durch LNG ersetzte Verbrauch von Dieselmotor abschätzen.

Neben dem Dieselmotor als Standardantrieb werden dabei zwei Varianten von LNG-Motoren betrachtet – einmal ein Otto/Gasmotor oder SI-Motor sowie ein dieselähnlicher HPDI-Motor. Ein Lkw mit HPDI-Motor verbraucht aktuell etwa 11% weniger Endenergie als ein Lkw mit Otto/Gasmotor.

Bei gleichen Annahmen zum Markthochlauf steigt der LNG-Bedarf beim Otto/Gasmotor auf etwa 9,7 Mio. t im Jahr 2040 an. Bei der HPDI Variante fällt die LNG-Nachfrage mit 8,2 Mio. t im Jahr 2040 geringer aus. Die 480.000 schweren LNG-Lkw 2040 substituieren den jährlichen Kraftstoffkonsum von 480.000 schweren Diesel-Lkw. Diese 480.000 Diesel-Lkw hätten im Jahre 2040 ansonsten 11,5 Mrd. Liter (SI-Motor) bzw. 10,9 Mrd. Liter (HPDI-Motor) Diesel-

kraftstoff verbraucht. Zusätzlich benötigt der HPDI-Motor noch Dieselmotor als Zündgeber – im Jahr 2040 sind dies 644 Mio. Liter.

Aus den Verbrauchsdaten für LNG-Lkw und die durch sie substituierten Mengen an Flüssigkraftstoff werden die differenziellen Auswirkungen des LNG-Einsatzes auf die **Treibhausgasemissionen** des Straßengüterfernverkehrs ermittelt. Hierfür werden energieträgerspezifische Treibhausgasfaktoren für rein fossiles LNG, für LNG mit einem Biomethan-Anteil von 30% und Dieselmotor mit 7% Biodieselbeimischung (B7) herangezogen.

Bei Verwendung von rein fossilem LNG in SI-Motoren ergeben sich im Jahr 2040 Einsparungen von 3,7 Mio. t bei den direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen (Tank-to-Wheel), davon abzuziehen ist ein Methanschluß von umgerechnet etwa 0,5 Mio. t Treibhausgas. Über die gesamte LNG-Kraftstoffkette (Well-to-Wheel) werden 1,2 Mio. t Treibhausgase weniger emittiert gegenüber schweren Diesel Lkw.

Durch die Verwendung von HPDI-Motoren erhöht sich dieses THG-Einsparpotenzial im Jahre 2040 auf 6,2 Mio. t CO<sub>2</sub> Tank-to-Wheel abzüglich etwa 0,5 Mio. t durch Methanschluß. Well-to-Wheel ergeben sich Einsparungen von 4,7 Mio. t Treibhausgas.

Durch den Einsatz einer 30% Bio-LNG Quote mit hohen spezifischen Treibhausgasemissionen lassen sich die Treibhausgasemissionen von LNG über die gesamte LNG-Kraftstoffkette noch einmal je nach Motorvariante auf 8,4 Mio. t bzw. 10,7 Mio. t im Jahr 2040 erhöhen; dies entspricht einer zusätzlichen Treibhausgasemissionseinsparung von etwa 20%. Durch noch höhere Bio-LNG-Beimischungen könnten noch höhere Treibhausgasemissionen gegenüber fossilem LNG und somit auch gegenüber Dieselantrieben erreicht werden.

Dies entspricht beim HPDI-Antrieb maximal 29% Emissionseinsparungen gegenüber der gleichen Anzahl schwerer Diesel-Lkw.

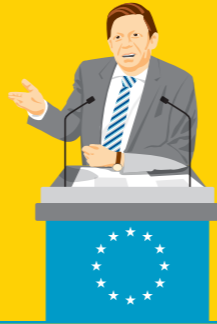


# POLICY ASKS FÜR LNG-ANWENDUNGEN BEI SCHIFF UND LKW

LNG kann als neuer Energieträger einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung der Energieversorgung von Seeschiffahrt und Straßengüterverkehr leisten. Und LNG kann die Emissionsbilanzen von Verbrennungsmotoren verbessern; das gilt im Besonderen für Schiffe und wenn LNG aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt wird.

LNG-Anwendungstechnologien haben in den vergangenen Jahren signifikante Fortschritte gemacht. Allerdings steht LNG noch am Anfang eines breiten kommerziellen Einsatzes im Retail-Bereich. Retail-Anwendungen bedürfen daher von Seiten des Staates und der Gesellschaft noch weiterer Unterstützung und Förderung. Welche Aktionen und Maßnahmen wären erforderlich, damit sich LNG zu einem wichtigen Baustein in der Energieversorgung von Schiff und Lkw entwickelt?

Im Folgenden werden wichtige Policy Asks formuliert, die helfen können, die Rahmenbedingungen für eine künftige möglichst emissionsarme LNG-Retail-Ökonomie zu verbessern.



## SMALL SCALE- UND EE-ANLAGEN FÖRDERN

Die großskalige Herstellung von LNG aus fossilen Erdgasvorkommen ist seit 50 Jahren erprobt. Um eine ausreichende LNG-Versorgung sicherzustellen, werden jedoch auch kleinere Anlagen (Mini- oder Micro-Scale) für Speicherung, Erzeugung, Verteilung von LNG in der Fläche benötigt. Das gilt speziell für den Fall, dass LNG zunehmend aus erneuerbaren Energien wie Biomasse bereitgestellt werden soll.

Da es bislang kaum kleinere Bio-LNG- oder auch PT-LNG-Anlagen gibt, sind sowohl FuE-Politik als auch wirtschaftliche Anreize für die Phase des Markteinstiegs angezeigt. PT-LNG-Anlagen sind im Übrigen ebenfalls dafür geeignet, Technologien zur Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff weiter zu entwickeln und somit einen Pfad hin zu erneuerbaren Kraftstoffen zu beschreiten.

## RETAIL-SCALE-INFRASTRUKTUR AUSBAUEN

Der Ausbau eines flächendeckenden LNG-Versorgungsnetzes für Schiffe und Lkw ist notwendige Voraussetzung, um LNG zu einer verfügbaren und von Nutzern akzeptierten Kraftstoffalternative im Verkehr zu entwickeln. Für Schiffe und Fernverkehrs-Lkw ist ein deutlich weniger dichtes Versorgungsnetz erforderlich wie für den motorisierten Individualverkehr. Dennoch ist es auch hier in der Hochlaufphase sinnvoll, durch staatliche Infrastrukturförderung eine hohe Flächenabdeckung zu erreichen. Die Umsetzung der AFID-Richtlinie im Kontext von zwischen den EU-Mitgliedstaaten abgestimmten Nationalen Strategierahmen ist hierbei ein wichtiger Baustein. Weitere nationale LNG-Plattformen sowie EU-Projekte wie Blue Corridors oder Bio-LNG EuroNet können ebenfalls dazu beitragen.

## LNG-NETZWERKEFFEKTE AUFBAUEN/NUTZEN

Noch ist die Kraftstoffnachfrage nach LNG gering, und oft erzeugt ein Transportsegment allein noch keine kritische Masse. Das gilt im Besonderen für die Binnenschiffahrt, teilweise aber auch für die anderen Nutzer von LNG als Endprodukt. Deshalb ist es wichtig, beim Ausbau der Infrastruktur Netzwerkeffekte zu schaffen – etwa indem eine mögliche LNG-Nachfrage von schweren Lkw, Binnenschiffen und in Küstennähe von Seeschiffen integriert betrachtet und entwickelt wird. Besonderes Augenmerk sollte dabei der Binnenschiffahrt zu Teil werden, weil diese schon wegen eines langsamen LNG-Flottenaufbaus nur eine moderate eigene LNG-Nachfrage entfalten kann.

## EFFIZIENTE GENEHMIGUNGEN UND STANDARDS

Da LNG eine neue Endenergie ist, liegt bei der Umsetzung von LNG-Retail-Projekten vielfach keine ausreichende Erfahrung vor. Für eine raschere Marktdurchdringung müssen effiziente und möglichst einheitliche Genehmigungsverfahren etabliert werden. Zudem bedarf es einer ausreichenden Anerkennung LNG-technischer Standards und Normen für den Bau von LNG-Infrastrukturanlagen wie Tankstellen und Bunkerstationen, für den Bau und Einsatz von Schiffen, Fahrzeugen und Geräten, für den Transport, für die Lagerung sowie für das Handling des Endproduktes LNG.

## HÖHERE STÜCKZAHLEN VON LNG-ANTRIEBEN

Eine batterieelektrische Elektrifizierung von Seeschiffen und Fernverkehrs-Lkw ist aus heutiger Sicht keine Option. LNG-Antriebstechnologie ist hingegen für schwere Lkw und Schiffe bereits jetzt verfügbar. Gleichwohl sind LNG-Antriebe sowohl für Schiffe als

auch für schwere Lkw noch deutlich teurer als Standarddieselmotoren. Um weitere Skaleneffekte für die Produktion zu generieren, müssen die Stückzahlen von LNG-Antrieben deutlich erhöht werden.

In mittelständisch geprägten Anwendungsbereichen mit geringen Eigenmitteln kann eine finanzielle Förderung von LNG-Antrieben angezeigt sein; das gilt sowohl für Fuhrbetriebe als auch für die Binnenschiffahrt, vor allem aber für letztere angesichts langer Nutzungsdauer und entsprechend geringer Flottenerneuerung.

## UMWELTVORTEILE VON LNG-ANTRIEBEN VOLLSTÄNDIG HEBEN

Für schwere LNG stehen zwei Antriebskonzepte (Otto/Gasmotor und HPDI-Motor) mit unterschiedlichen Umweltvorteilen bezüglich Verbrauch, Luftschadstoff-, Treibhausgas- und Lärmemission zur Verfügung. Das Problem des Methanschlupfes ist durch Euro VI geregelt, sodass der Nutzer die für ihn beste Lösung auswählen kann.

Bei Schiffen ist der Methanschlupf derzeit noch nicht ausreichend adressiert. Auch hier sollte der Methanschlupf durch technische Maßnahmen so weit wie möglich reduziert werden, zum Beispiel durch die Entwicklung von Katalysatoren. Es könnten auch Regulierungsanreize gesetzt werden.

## FISKALISCHE FLANKIERUNG

Für die Einführungsphase können energiesteuerliche Maßnahmen LNG als Kraftstoff im Straßengüterverkehr flankieren. Dies lässt sich ebenfalls dadurch begründen, dass LNG wie Erdgaskraftstoffe generell emissionsärmer verbrennen als Dieselmotoren.

Wenn langfristig die Emission von Treibhausgasen bepreist wird, würden emissionsarme Kraftstoffe, insbesondere aus erneuerbaren Quellen, wettbewerbsfähiger, da sie geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen. Aufgrund seiner geringeren energieträgerspezifischen Treibhausgasemissionen würde fossiles LNG ebenfalls teilweise profitieren.

Für die Schifffahrt greifen steuerliche Maßnahmen nicht. Zum einen ermäßigen oder befreien die meisten EU-Mitgliedstaaten die Schifffahrt von der Energiesteuer. Zum anderen fallen auf Bunkerkraftstoff für die internationale Schifffahrt keine Energiesteuern an. Für den Kraftstoffverbrauch der Seeschiffahrt käme langfristig der Einbezug in ein globales Emissionshandelssystem in Betracht; da hierfür ein großer zeitlicher Vorlauf einzurechnen ist, sind davon kurz- bis mittelfristig keine förderlichen Wirkungen für den maritimen LNG-Hochlauf zu erwarten.

## EMISSIONSARMES UND ERNEUERBARES LNG

Für eine wirtschaftliche Nutzung von emissionsarmem LNG ist es ausschlaggebend, dass langfristige und verlässliche Rahmenbedingungen für Kraftstoffproduzenten und Kraftstoffvermarkter geschaffen werden.

Hierfür kommen technologieoffene regulatorische Anreize wie die Festlegung von steigenden Quoten zur Beimischung von erneuerbaren Kraftstoffen (wie Bio-LNG) oder auch kraftstoffspezifische Treibhausgasquoten (entsprechend der EU-Richtlinie Erneuerbare Energien) in Frage; denn diese setzen Anreize, in Anlagen zur Her- und Bereitstellung von LNG, vor allem aber von erneuerbar erzeugtem LNG zu investieren.

## NUTZERVORTEILE UND AKZEPTANZ

Entscheidend für die Entwicklung von LNG im Mobilitätssektor sind ausreichende Nutzervorteile gegenüber dem jeweiligen Standardantrieb. Nutzervorteile können vor allem durch ökonomische Anreize geschaffen werden – oder durch regulative. Dazu gehören im Falle von LNG auch umweltbezogene Regulierungen.

Für LNG in der Seeschiffahrt können dies weiter ausgeweitete ECA-Zonen oder auch eine emissionsabhängige Ausgestaltung von Hafengebühren sein. Ähnlich sind auch für die Binnenschiffahrt Umweltzonen und Hafengebühren ein möglicher Hebel, den Einsatz von LNG zu forcieren.

Für schwere Lkw stellen Umweltzonen nur ein moderates Mittel dar, da diese hauptsächlich auf überörtlichen Fernstraßen unterwegs sind. Hingegen ist empirisch belegt, dass die Mautgestaltung auf den Fernstraßen auf die Auswahl der Antriebstechnik bei schweren Fernverkehrs-Lkw einen signifikanten Einfluss hat; dies spricht mit anderen Worten für eine – zumindest teilweise – emissionsabhängige Lkw-Maut. Ferner können CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für neue schwere Lkw Einfluss auf die LNG-Verbreitung in der Lkw-Flotte nehmen; denn LNG besitzt gegenüber Dieselantrieben bei den direkten Treibhausgasemissionen Vorteile.



## LITERATURVERZEICHNIS

- ABS 2014: American Bureau of Shipping (ABS), Guide for LNG Fuel Ready Vessels, Houston 2014.
- ACEA 2017: European Automobile Manufacturers' Association (ACEA), ACEA Report: Vehicles in use - Europe 2017, Brussels 2017.
- ACEA 2018: European Automobile Manufacturers' Association (ACEA), The Automobile Industry Pocket Guide 2018/2019, Brussels 2018.
- Agora/FE 2018: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics (FE): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, Berlin 2018.
- AL 2018: Air Liquide (AL), Gas Encyclopedia, www.encyclopedia.airliquide.com.
- AP 2009: Air Products (AP), Selecting a process. Review of the process technology options available for the liquefaction of natural gas, in: LNGINDUSTRY.com, reprint Summer 2009.
- ASUE 1992: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE), BHKW und Methanzahl, Hamburg 1992.
- BCI et al. 2015: Buck Consultant International (BCI) et al., LNG Masterplan for Rhine-Main-Danube. Sub-activity 1.3 LNG-Demand Analysis. D 1.3.1.2 Demand Study - LNG Framework and market analysis for the Rhine corridor, March 2015.
- Bialystocki/Konovessis 2016: Nicolas Bialystocki, Dimitris Konovessis, On the estimation of ship's fuel consumption and speed curve: A statistical approach, in: Journal of Ocean Engineering and Science, Volume 1 (2016), S. 157-166.
- BMVI 2016: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU, Berlin, August 2016.
- BMVI 2018: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Verkehr in Zahlen 2017/2018, 46. Jahrgang, Hamburg 2018.
- Bosch 2014: Robert Bosch GmbH, Systeme für Erdgas und kombinierte Erdgas-Diesel-Antriebe, Stuttgart 2014.
- BVB 2019: Bureau Voorlichting Binnenvaart (BVB): Scheepstypen, www.bureauvoorlichtingbinnenvaart.nl
- Camron 2018: Camron 2018, Natural Gas and the Liquefaction Process, Houston 2018.
- CARB 2015 (California Air Resources Board): Technology Assessment: Lower NO<sub>x</sub> Heavy-Duty Diesel engines, Sacramento 2015.
- Caterpillar 2015: Caterpillar Motoren GmbH, MAK. 46DF Project Guide / Propulsion, Kiel 2015.
- CE Delft 2017: CE Delft, STREAM Freight transport 2016. Emissions of freight transport modes - Version 2, Delft 2017.
- CE Delft et al. 2017: CE Delft, TML, HERRY Consult, SSP Consult, BME, Case study analysis of the burden of taxation and charges on transport, Final report, Delft 2017.
- CLIA 2017: Cruise Line International Association (CLIA), Annual Report 2017, Washington 2017.
- Concawe 2017: Environmental Science for European Refining (Concawe), Estimating the marginal CO<sub>2</sub> intensities of EU refinery products, Concawe report no. 1/17, Brussels 2017.
- Council 1985: Council, Directive amending Directive 68/297/EEC on the standardization of provisions regarding the duty-free admission of fuel contained in the fuel tanks of commercial motor vehicles, in: Official Journal of the European Communities, Brussels, 16.7.1985, L183/22-23.
- Council 2018: Council, Proposal for a Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources, Interinstitutional File 2016/0382 (COD), Brussels, June 21<sup>st</sup> 2018.
- Dena/LBST 2017: German Energy Agency (dena), Ludwig Bölkow Systemtechnik (LBST), The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU, Berlin/Munich 2017.
- DLR et al. 2015: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH (ifeu), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung, Berlin u.a.O. 2015.
- DM 2017: Deutsche Marine (DM), Jahresbericht 2017. Fakten und Zahlen zur maritimen Abhängigkeit der Bundesrepublik Deutschland, 30. Auflage, Hamburg/Rostock 2017.
- DNV GL 2018: DNV GL, Alternative Fuels Insights platform, 31.10.2018, www.dnvgl.com/LNGi.
- DNV GL et al. 2017: DNV GL, ABB, GTT, Caterpillar Solar Turbines, OMT, Introduction to PERFECT (Piston Engine Room Free Efficient Containership) Concept, Presentation, MarinTech China, Hongkong, December 5-8<sup>th</sup> 2017.
- DNV GL O&G 2017: DNV GL Oil and Gas (O&G): Methane number: a key parameter for LNG use as vehicle fuel, Groningen 2017.
- DOE/NETL 2005: Department of Energy (DOE)/National Energy Technology Laboratory (NETL), Liquefied Natural Gas. Understanding the basic facts, Washington 2005.
- Dunn 2016: Mark Dunn 2016, Optimized Natural Gas Engines for Phase II GHG Compliance, CRC 2<sup>nd</sup> Advanced Fuels and Engine Efficiency Workshop, Sandia National Laboratories, Livermore, CA, November 1-3, 2016.
- DVGW 2013: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Technische Regeln. Arbeitsblatt G 260. Gasbeschaffenheit, Bonn 2013.
- DVGW 2017: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Technisch-wissenschaftlicher Verein, Genehmigungsleitfaden für LNG/LCNG-Tankstellen. Technische, sicherheitsrelevante und genehmigungsrechtliche Grundlagen, Bonn 2017.
- EBA 2018: European Biogas Association (EBA), EBA Statistical Report 2018, Brussels 2018.
- EEA 2018a: European Environmental Agency (EEA), Emissions of air pollutants from transport, status: 22.11.2018, www.eea.europa.
- EEA 2018b: European Environmental Agency (EEA), Carbon dioxide emissions from Europe's heavy-duty vehicles, status: 13.04.2018, www.eea.europa.eu.
- EEA 2018c: European Environmental Agency (EEA), Fuel quality in the EU in 2016. Fuel quality monitoring under the Fuel Quality Directive, Copenhagen 2018.
- EIA 2006: U.S. Energy Information Administration (EIA), Natural Gas Processing: The Crucial Link Between Natural Gas Production and Its Transportation to Market, Washington 2006.
- EIA 2019: U.S. Energy Information Administration (EIA), Renewable & Alternative Fuels, Alternative Fuel Vehicle Data, 22.01.2019, www.eia.gov/renewable/afv.
- Emisia et al. 2013: Emisia, Infrass, IVL: TRACCS Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change, EMISIA Report No. 13.RE.025.V1, www.tracccs.emisia.com.
- EMSA 2018: European Maritime Safety Agency (EMSA), Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations, Lisbon 2018.
- EP/Council 2007: European Parliament (EP)/Council, Directive 2007/46/EC of the European Parliament and of the Council of 5 September 2007 establishing a framework for the approval of motor vehicles and their trailers, and of systems, components and separate technical units intended for such vehicles (Framework Directive), in: Official Journal of the European Union, Brussels, 9.10.2007, L263/1-160.
- EP/Council 2009a: European Parliament/Council (EP)/Council, Directive 28/2009/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, in: Official Journal of the European Union, Brussels, June 5<sup>th</sup> 2009, L 140/16-62.
- EP/Council 2009b: European Parliament (EP)/Council, Directive 30/2009/EC amending Directive 98/70/EC as regards the specification of petrol, diesel and gas-oil and introducing a mechanism to monitor and reduce greenhouse gas emissions and amending Council Directive 1999/32/EC as regards the specification of fuel used by inland waterway vessels and repealing Directive 93/12/EC, in: Official Journal of the European Union, Brussels, June 5<sup>th</sup> 2009, L 140/88-113.
- EP/Council 2009c: European Parliament (EP)/Council, Directive 595/2009/EC on type-approval of motor vehicles and engines with respect to emissions from heavy duty vehicles (Euro VI) and on access to vehicle repair and maintenance information and amending Regulation 715/2007/EC and Directive 2007/46/EC and repealing Directives 80/1269/EEC, 2005/55/EC and 2005/78/EC, in: Official Journal of the European Union, Brussels, July 18<sup>th</sup> 2009, L 188/1-13.
- EP/Council 2014: European Parliament (EP)/Council, Directive 2014/94/EU on the deployment of alternative fuels infrastructure, in: Official Journal of the European Union, Brussels, Oct. 28<sup>th</sup> 2014, L307/1-20.
- EP/Council 2015a: European Parliament (EP)/Council, Directive 2015/1513/EU amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, in: Official Journal of the European Union, L239/1-29, Brussels, Sept. 15<sup>th</sup> 2015.
- EP/Council 2015b: European Parliament (EP)/Council, Regulation 2015/757/EU on the monitoring, reporting and verification of carbon dioxide emissions from maritime transport, and amending Directive 2009/16/EC, in: Official Journal of the European Union, Brussels, 19.05.2015, L123/55-76.
- EP/Council 2016a: European Parliament (EP)/Council, Directive 2016/802/EU relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels, in: Official Journal of the European Union, Brussels, 21.05.2016, L132/58-78.
- EP/Council 2016b: European Parliament (EP)/Council, Regulation 2016/1628/EU on requirements relating to gaseous and particulate pollutant emission limits and type-approval for internal combustion engines for non-road mobile machinery, amending Regulations 1024/2012/EU and 167/2013/EU, and amending and repealing Directive 97/68/EC, in: Official Journal of the European Union, Brussels, 16.09.2016, L 252/53-117.
- EP/Council 2018a: European Parliament (EP)/Council, Directive 2018/2001/EU on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), in: Official Journal of the European Union, Brussels, Dec. 12<sup>th</sup> 2018, L328/82-209.
- EP/Council 2018b: European Parliament (EP)/Council, Regulation 2018/858/EU on the approval and market surveillance of motor vehicles and their trailers, and of systems, components and separate technical units intended for such vehicles, amending Regulations 715/2007/EC and 595/2009/EC and repealing Directive 2007/46/EC, in: Official Journal of the European Union, Brussels, 14.6.2018, L151/1-218.
- EU-COM 2013: EU-Commission (EU-COM), Towards quality inland waterway transport. NAIADES II. Communication, Brussels, 10.9.2013, SWD(2013) 324 final.
- EU-COM 2015: European Commission (EU-COM), Potentials of LBM in Europe, Brussels 2015.
- EU-COM 2016: European Commission (EU-COM), EU Reference Scenario 2016 Energy, Transport and GHG Emissions, Trends to 2050, Luxembourg 2016.
- EU-COM 2017: European Commission (EU-COM), EU Transport in Figures - Statistical Pocketbook 2017, Luxembourg 2017.
- EU-COM 2018a: European Commission (EU-COM), EU Transport in Figures - Statistical Pocketbook 2018, Luxembourg, 2018.
- EU-COM 2018b: European Commission (EU-COM): Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council, Setting CO<sub>2</sub> emission performance standards for new heavy-duty vehicles, COM (2018) 284 final/2, Brussels, July 3rd 2018.
- EU-COM/CCNR 2018: EU-Commission (EU-COM)/Central Commission for the Navigation of the Rhine (CCNR), Market Report 2014-2017. Main features and trends of the European Inland Waterway Transport sector, Brussels/Strasbourg 2018.
- EU-COM/DGM 2014: European Commission, DG Move (EU-COM/DGM), LNG Blue Corridors. Gas Quality, Brussels 2014.



EU-COM/DGM 2015: European Commission, DG Move (EU-COM/DGM), Potentials of LBM in Europe, Report LNG BC D3.9, LNG Blue Corridors, Brussels 2015.

EU-COM/DGM 2017a: European Commission, DG Move (EU-COM/DGM), LNG Blue Corridors. Evaluation of the recommended future standards, Brussels 2017.

EU-COM/DGM 2017b: European Commission, DG Move (EU-COM/DGM), LNG Blue Corridors. Studies regarding Ageing of Fuel, Brussels 2017.

EU-COM/DGM 2018: European Commission (EU-COM/DG Move (DGM), Market development, Report LNG BC D 7.6, LNG Blue Corridors, Brussels 2018.

EUROMOT 2011: European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers (EUROMOT), EUROMOT position on gas quality aspects for reciprocating gas engines, Brussels, May 30<sup>th</sup>, 2011.

EUROMOT 2017: European Association of Internal Combustion Engine Manufacturers (EUROMOT), EUROMOT position on requirements on the quality of natural gas, Brussels, November 18<sup>th</sup>, 2017.

Eurostat 2018a: Datenbank Reihe Verkehr, Zugmaschinen nach Art der Antriebsenergie, am 31.12. des Jahres, 1970-2013 (road\_eqs\_roaene\_h), 2013-2016 (road\_eqs\_roaene). Letzte Aktualisierung der Daten: 19.4.2018. [www.ec.europa.eu/eurostat/data/database](http://www.ec.europa.eu/eurostat/data/database).

Eurostat 2018b: Datenbank Reihe Verkehr, Erstzulassungen von Zugmaschinen nach Art der Antriebsenergie 1979-2012 (road\_eqr\_tracm), 2013-2016 (road\_eqr\_tracmot). Letzte Aktualisierung der Daten: 19.4.2018. [www.ec.europa.eu/eurostat/data/database](http://www.ec.europa.eu/eurostat/data/database).

Eurostat 2018c: Datenbank Reihe Verkehr, Lastkraftwagen, nach Antriebsenergie des Motors, am 31.12. des Jahres, 2013-2016 (road\_eqs\_lormot). Letzte Aktualisierung der Daten: 19.4.2018. [www.ec.europa.eu/eurostat/data/database](http://www.ec.europa.eu/eurostat/data/database).

Eurostat 2018d: Datenbank Reihe Verkehr, Erstzulassungen von Lastkraftwagen, nach Antriebsenergie des Motors (road\_eqr\_lormot), 2013-2016. Letzte Aktualisierung der Daten: 12.6.2018. <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>.

Eurostat 2018e: EUROSTAT, Statistics Explained: Freight Transport Statistics: Modal split of freight transport, [www.ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained](http://www.ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained).

EurOverserv'Er 2018: EurObserv'ER, The state of renewable energies in Europe. Edition 2017, 17<sup>th</sup> EurObserv'ER Report, Paris 2018.

EV 2017: Erdölvereinigung (EV), Jahresbericht 2016, Zürich 2017.

FHOÖ et al 2015, FHOÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH et al., LNG Masterplan for Rhine-Main-Danube. Sub-activity 1.3 LNG-Demand Analysis. D 1.3.1.1 National/regional LNG demand studies incl. LNG infrastructure needs (Danube Region), March 2015.

FNR 2010: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Guide to Biogas. From production to use, 5<sup>th</sup> edition, Gülzow 2010.

GATE 2019: Gas Access to Europe (GATE), Gate Terminal, [www.gate.nl](http://www.gate.nl).

GIE 2012: Gas Infrastructure Europe (GIE), Position Paper on impact of including Methane Number in the European Standard for Natural Gas, Brussels, November 2012.

GIE 2018a: Gas Infrastructure Europe (GIE), LNG MAP 2018. Existing and planned infrastructure 2018, status of Oct. 2018, Brussels 2018.

GIE 2018b: Gas Infrastructure Europe (GIE), Small scale LNG MAP 2018. Existing and planned infrastructure for sea-road-waterways transport 2018, status of June 2018, Brussels 2018.

GIIGNL 2009: Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL), LNG Information Paper No. 2: LNG Process Chain, Paris 2009.

GIIGNL 2015: Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGNL), Retail LNG Handbook. Retail LNG & The role of LNG import terminals, Paris 2015.

ICCT 2014a: The International Council on Clean Transportation (ICCT), Crude Oil Greenhouse Gas Emission Methodology for the Fuel Quality Directive, Washington D.C. 2014.

ICCT 2014b: The International Council on Clean Transportation (ICCT), Upstream Emissions of Fossil Fuel Feedstocks for Transport Fuels Consumed in the European Union, Washington D.C. 2014.

ICCT 2015: International Council on Clean Transportation (ICCT), Comparison of real-world off-cycle NO<sub>x</sub> emissions control in Euro IV, V, and VI. Briefing, Berlin 2015.

IEA 2011: International Energy Agency (IEA); Are we entering a Golden Age of Gas?, Paris 2017.

IEA 2017: International Energy Agency, World Energy Outlook 2017, Paris 2017.

IEA 2018a: International Energy Agency (IEA), Key Worlds Energy Statistics, Paris 2018, [www.iea.org/statistics/kwes/prices](http://www.iea.org/statistics/kwes/prices)

IEA 2018b: International Energy Agency (IEA), Oil Information, Paris 2018.

IEA 2018c: International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook, Paris 2018.

ifeu 2012: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Aktualisierung „Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030“ (TREMODO, Version 5.3) für die Emissionsberichtserstattung 2013 (Berichtsperiode 1990-2011). Version 5.01. Endbericht, Heidelberg 2012.

IGU 2012: International Gas Union (IGU), Natural Gas Conversion Guide, Oslo 2012.

IGU 2017: International Gas Union (IGU), Enabling Clean Marine Transport, Paris 2017.

IGU 2018: International Gas Union (IGU), 2018 World LNG Report - 27<sup>th</sup> World Gas Conference Edition, Barcelona 2018; [www.igu.org](http://www.igu.org).

IMO 2011: International Maritime Organization (IMO), Annex 19. Resolution MEPC.203(62), London 2011.

IMO 2015: International Maritime Organization (IMO), Third IMO GHG Study 2014. Executive Summary and Final Report, London 2015.

IMO 2016: International Maritime Organization (IMO), Assessment of fuel oil availability. Final Report, London 2016.

IMO 2018a: International Maritime Organization (IMO), Initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships, London 2018.

IMO 2018b: International Maritime Organization (IMO), Historic Background Greenhouse Gas Emissions, London 2018, [www.imo.org](http://www.imo.org).

IPCC 2013: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), AR5 CLIMATE CHANGE 2013, The Physical Science Basis (Chapter 8, Table 8.A.1), New York 2013.

ITF 2016: International Transport Forum of the OECD (ITF), Reducing Sulphur Emissions from Ships - The Impact of International Regulation, Paris 2016.

IVT 2017: IVT Research GmbH (IVT), DLR Institut für Verkehrsforschung, Fahrleistungserhebung 2014 - Inländerfahrleistung, in: Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt), Verkehrstechnik Heft V 290, Bergisch Gladbach, August 2017.

JEC 2013: Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC), Tank-to-Wheels Report. Version 4.0, Luxemburg 2013.

JEC 2014a: Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC), Well-to-Tank Report. Version 4.0, Luxemburg 2014.

JEC 2014b: Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC), Well-to-Wheel Report. Version 4.a, Luxemburg 2014.

JEC 2014c: Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC), Well-to-tank Appendix 1 - Version 4a, Luxemburg 2014.

JEC 2014d: Joint Research Center of the European Commission, Eucar and Concawe (JEC), Well-to-tank Appendix 4: Description, results and input data per pathway - Version 4a, Luxemburg 2014.

JRC 2014: Joint Research Center (JRC), JRC Scientific and Policy Reports: Development of a CO<sub>2</sub> certification and monitoring methodology for Heavy Duty Vehicles - Proof of Concept report, Ispra 2014.

JRC 2016: Joint Research Center (JRC), JRC Technical Reports: Report on VECTO Technology Simulation Capabilities and Future Outlook, Ispra 2016.

KBA 2018a: Kraftfahrzeug-Bundesamt (KBA) Methodische Erläuterungen zur Fahrzeugstatistik, Flensburg, November 2018.

KBA 2018b: Kraftfahrt-Bundesamt (KBA), Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter, 1. Januar 2018, FZ 15, Flensburg, März 2018.

LBST 2017: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Bio-LNG - Pathways and Potentials Well-to-Tank, Munich 2017 (Shell-intern).

LBST 2019: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Auftragsstudie von Shell zur Berechnung der WTW-THG-Intensität von Schweröl und schwefelarmem Schweröl, München 2019 (Shell-intern).

LNG WS 2018: LNG World Shipping (LNG WS), LNG carrier fleet statistics add up to a success story, Aug 20<sup>th</sup> 2018, [www.lngworldshipping.com](http://www.lngworldshipping.com).

MAN 2018: MAN, B&W. S90ME-C10.5-GI-TII Project Guide to Electronically Controlled Dual Fuel Two-stroke Engines, Copenhagen 2018.

MarEx 2014: The Maritime Executive (MarEx), 50th Anniversary of First Commercial LNG Tanker, June 19<sup>th</sup> 2014, [www.maritime-executive.com](http://www.maritime-executive.com).

Mortimer/Müller 2010: Charles E. Mortimer, Ulrich Müller, Chemie, 10. Auflage, Stuttgart 2010.

NGVA 2018: Natural & bio Gas Vehicle Association Europe (NGVA), Report of activities 2017-2018, Brussels 2018.

NGVA 2019: Natural & bio Gas Vehicle Association Europe (NGVA), Stations map, Brussels 2019, [www.ngva.eu/stations-map](http://www.ngva.eu/stations-map).

Norrgård 2018: Jens Norrgård, LNG terminals - land-based vs. floating storage and regasification technology, in: Wartsilä Technical Journal, Issue No. 1, 2018, S. 47.

OE 2017: Oxford Energy (OE), The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), Oxford 2017.

OECD/ITF 2017: Organisation for Economic Development (OECD)/International Transport Forum (ITF) Transport Outlook 2017, OECD Publishing, Paris [www.dx.doi.org/10.1787/9789282108000-en](http://www.dx.doi.org/10.1787/9789282108000-en).

OEIN 2018: Observatory of European Inland Navigation (OEIN), Stand: 3.12.2018; [www.inland-navigation.org/observatory/fleet-transport/fleet/](http://www.inland-navigation.org/observatory/fleet-transport/fleet/)

PwC 2013: PricewaterhouseCoopers (PwC), The economic impact of small scale LNG, Amsterdam 2013.

Richards 2014: Paul Richards, Automotive Fuels Reference Book, Warrendale 2014.

SEA 2017: Shipyards' & Maritime Equipment Association Europe (SEA), 2017 - Market Forecast Report, Brussels 2017.

SEA 2018: Shipyards' & Maritime Equipment Association Europe (SEA), Annual Report 2017, Brussels 2018.

Shell 2016: Shell, Shell Nutzfahrzeug-Studie, Diesel oder alternative Antriebe - Womit fahren Lkw und Bus morgen?, Fakten, Trends und Perspektiven bis 2040, Hamburg 2016.

Shell 2018: Shell, Sicherheitsdatenblatt LNG, Hamburg 2018; [www.epc.shell.com](http://www.epc.shell.com)

SINTEF 2017: Stiftelsen for industriell og teknisk forskning (SINTEF), GHG and NO<sub>x</sub> emissions from gas fuelled engines, fueled engines. Mapping, verification, reduction technologies, Trondheim 2017.

Stojanovic 2015: Zoran Stojanovic, Scania Product presentation about gas engines (OC09 101 and 102), Södertälje 2015.

thinkstep 2017: thinkstep, Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas, Stuttgart 2017.

TNO 2014: Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek Stelwagen (TNO), CO<sub>2</sub> Emissions from Urea consumption in SCR after-treatment systems in heavy-duty vehicles, Utrecht 2014.

UBA 2013: Umweltbundesamt (UBA), Leitfaden zur Anwendung der CLP-Verordnung. Das neue Einstufungs- und Kennzeichnungssystem für Chemikalien nach GHS, Dessau 2013.

Uhlig/Wohlgemuth 2012: Benedict Uhlig, Sebastian Wohlgemuth, LNG - Liquefied Natural Gas. Förderung, Transportkette und motorische Verbrennung, München 2012.



UNCTAD 2017: United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), Review of Maritime Transport 2017, New York/Geneva 2017.

UNCTADstat 2018: United Nations Conference on Trade and Development (UNCTADstat), Data Center, World Merchant Fleet, Status: 05.12.2018, [www.unctadstat.unctad.org](http://www.unctadstat.unctad.org)

VDA 2017: Verband der Automobilindustrie (VDA), Tatsachen und Zahlen, 81. Folge, 2017, Berlin 2017.

Wartsilä 2015: Wartsilä, Encyclopedia of Ship Technology, 2nd edition, Helsinki 2015.

Wartsilä 2016: Wartsilä, Product Guide: LNG plants - mini and small-scale liquefaction technology, Helsinki 2016.

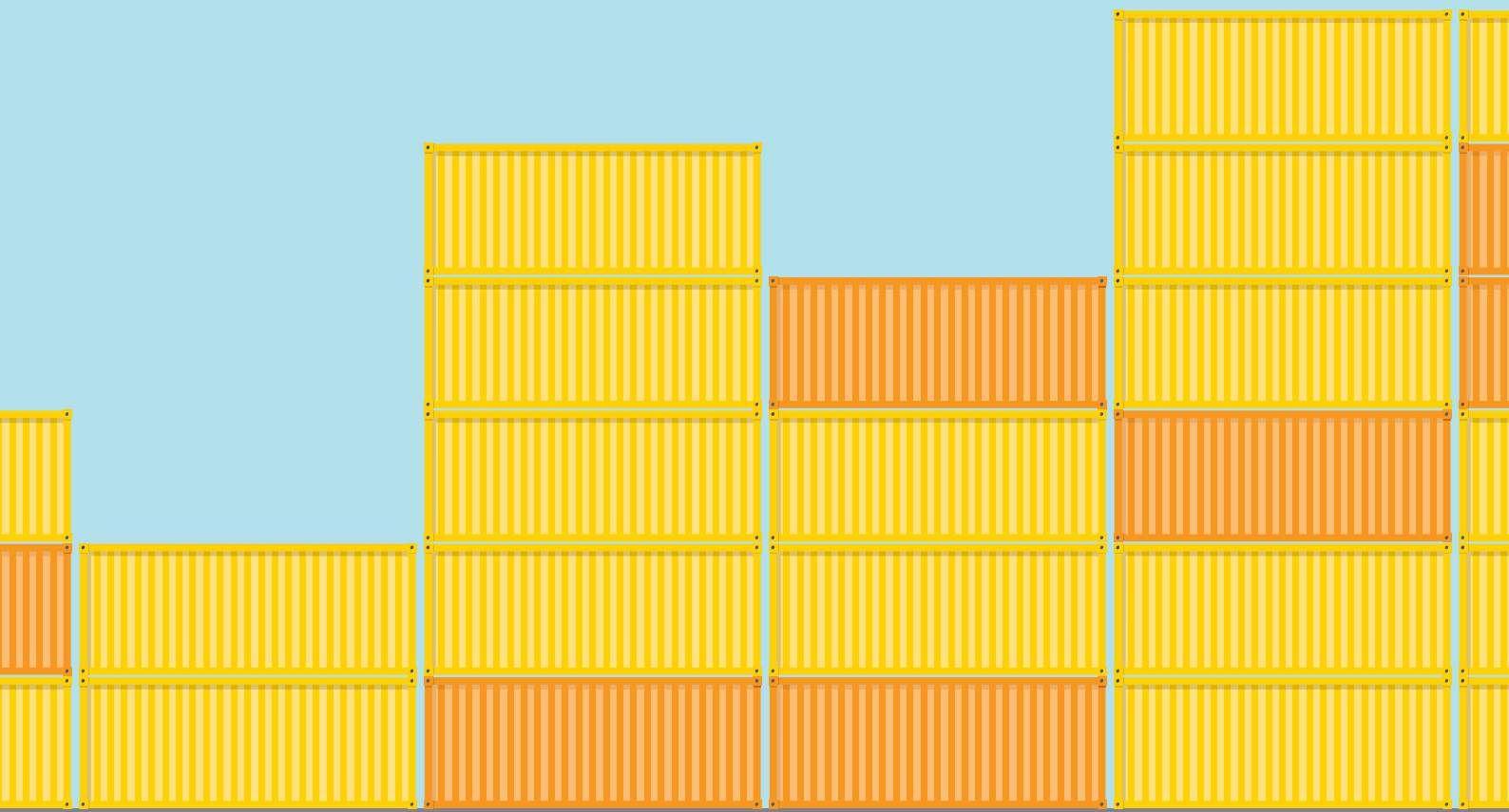
WFS 2018: Westport Fuel Systems (WFS), Press release: Westport Fuel Systems and Weichai Westport to Commercialize HPDI 2.0 Technology for China, published: Vancouver, BC, August 28, 2018, [www.wfsinc.com](http://www.wfsinc.com)

Wiegleb 2016: Gerhard Wiegleb, Gasesstechnik in Theorie und Praxis. Messgeräte, Sensoren, Anwendungen, Wiesbaden 2016.

Win GD 2015: Winterthur Gas & Diesel (Win GD), X-DF: Update on low pressure DF technology, Press release, Winterthur, May 4<sup>th</sup> 2015.

Win GD 2018: Winterthur Gas & Diesel (Win GD), X92DF Marine Installation Manual, Winterthur 2018.

ZKR 2018: Zentralkommission für die Rheinschifffahrt (ZKR), Jahresbericht 2018. Europäische Binnenschifffahrt. Marktbeobachtung, Straßburg 2018.



HERAUSGEBER

Shell Deutschland Oil GmbH  
22284 Hamburg

