

# **Identifizierung von Hemmnissen der Nutzung von LNG und CNG im schweren Lkw-Verkehr sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung**

im Rahmen des Auftrags

**Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des  
BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fo-  
kus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und  
Klima**

des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)

AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, Ausschreibung vom 19.12.2011

Hauptauftragnehmer:

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)  
Institut für Verkehrsforschung  
Rutherfordstraße 2, 12489 Berlin  
Tel.: 030 67055-221, Fax: -283

im Unterauftrag:

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH  
Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg  
Tel.: 06221 4767-35

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)  
Daimlerstraße 15, 85521 München/Ottobrunn  
Tel.: 089 608110-33

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)  
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig  
Tel.: 0341 2434-423

Erstellt von: A. Lischke, D. Windmüller (DLR), R. Wurster, W. Weindorf (LBST), Ch. Heidt (IFEU),  
K. Naumann (DBFZ)

**Berlin, München, Heidelberg, Leipzig, 08. Oktober 2015**

## Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung .....	11
2	Hintergrund und Zielsetzung.....	25
3	Umweltbewertung von CNG und LNG in schweren Lkw .....	27
3.1	Grundlegende Erläuterungen zur Umweltbewertung .....	27
3.2	Bisherige Ergebnisse der MKS und offene Fragen .....	28
3.3	Vergleich von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen.....	31
3.3.1	Kraftstoffbereitstellung (WTT).....	31
3.3.2	Fahrzeugnutzung (Betrachtung TTW) .....	36
3.3.3	Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen (WTW) .....	41
3.4	Perspektiven für die Nutzung erneuerbarer Energien .....	44
3.4.1	Bio-CNG und Bio-LNG aus Biomethan.....	45
3.4.2	EE-Methan und EE-PTL.....	56
3.4.3	Politische Rahmen- und Förderbedingungen für erneuerbare Gaskraftstoffe ....	58
3.5	Schlussfolgerungen für die Umweltbewertung .....	62
4	Kosten von CNG und LNG in schweren Lkw .....	67
4.1	Erläuterungen zu den Kostenanalysen .....	67
4.1.1	Amortisation der Mehrkosten beim Fahrzeugkauf .....	68
4.1.2	Abschreibung der Investitionskosten für Tankstelleninfrastruktur .....	69
4.2	Kraftstoffbereitstellung „Well-to-Tank“.....	69
4.2.1	Übersicht der wesentlichen Komponenten und Kosten .....	69
4.2.2	Kraftstoffherstellungskosten .....	85
4.3	Fahrzeuge .....	92
4.3.1	Einflussparameter auf die Fahrzeugkosten .....	92
4.3.2	Übersicht der einzelnen Kosten.....	94
4.3.3	Wirtschaftlichkeit für Fahrzeugnutzer .....	101
4.4	Schlussfolgerungen für die Kosten .....	107
5	Konzept zum Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur und eines flächendeckenden Angebotes in Deutschland.....	109
5.1	Vorgaben der AFID.....	109
5.2	Kriterien bei der Standortauswahl für Tankstellen.....	115

5.2.1	Daten der Straßenverkehrszählungen.....	115
5.2.2	Unterschiedliche Definition des Schwerverkehrs.....	116
5.2.3	Zugrunde liegendes Bundesautobahnnetz.....	117
5.2.4	Bestimmung der Standorträume.....	117
5.3	Ausgestaltung eines flächendeckenden Angebotes.....	121
5.3.1	Grundsätzliche Aspekte für die CNG-/LNG-Infrastruktur.....	122
5.3.2	Theoriegeleiteter Ansatz.....	123
5.3.3	An der Praxis ausgerichteter Ansatz.....	134
5.3.4	Autohöfe als konkrete Standorte für LNG-Tankstellen.....	138
5.3.5	Ausbau und Erweiterung des CNG/LNG-Tankstellennetzes.....	138
5.4	Aktueller Stand und Entwicklung der LNG-Nutzung in den Nachbarländern Deutschlands.....	139
5.4.1	Niederlande.....	141
5.4.2	Belgien.....	141
5.4.3	Schweden.....	142
5.4.4	Polen.....	143
5.4.5	Dänemark.....	144
5.5	Ergebnisse zur Schaffung einer Tankstelleninfrastruktur.....	144
6	Erfolgsfaktoren für CNG/LNG in schweren Lkw in anderen Ländern.....	147
6.1	China.....	147
6.2	USA.....	148
6.3	Spanien.....	149
6.4	Großbritannien.....	150
6.5	Zusammenfassung der Erkenntnisse.....	151
7	Wesentliche Ergebnisse.....	153
7.1	Empfehlungen aus dem Fachworkshop.....	153
7.2	Handlungsempfehlungen zur Beseitigung von Hemmnissen.....	156
7.2.1	Ausgestaltung des nationalen Strategierahmens.....	156
7.2.2	Förderung von CNG und LNG im Straßengüterverkehr.....	157
7.2.3	Förderung der Schaffung einer CNG/LNG-Tankstelleninfrastruktur.....	160
	Abkürzungsverzeichnis.....	161
	Quellenverzeichnis.....	163
	Anhang.....	176

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Amortisationszeit eines 40 t LNG-Lkw heute und zukünftig in Abhängigkeit des LNG-Preises .....	13
Abbildung 1-2:	Vergleich von Endenergieaufwand und Treibhausgasemissionen eines 40 t Lkw mit Diesel, CNG und LNG (jeweils als rein fossiler Kraftstoff) .....	17
Abbildung 1-3:	Sensitivitätsanalyse: Vergleich von Endenergieaufwand und Treibhausgasemissionen eines 40 t Lkw (Sattelzug) mit Diesel, CNG und LNG (jeweils als rein fossiler Kraftstoff), CNG und Diesel mit HPDI-Motor .....	18
Abbildung 1-4:	Netzaufbau CNG-/LNG-Tankstellen am Beispiel des Erweiterungsabschnittes Nord entlang wichtiger Verkehrsachsen (BAB 1, 2, 7, 10, 24, 27, 28 und 29) .....	21
Abbildung 3-1:	„Treibhausgasemissionen ‚Well-to-Wheel‘ relevanter Bereitstellungspfade (Diesel mit erneuerbarer Beimischung dargestellt; berücksichtigte Treibhausgase: CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O“ .....	30
Abbildung 3-2:	Produktion von synthetischen flüssigen Kohlenwasserstoffen mit erneuerbarem Strom (Quelle: Eigene Darstellung) .....	32
Abbildung 3-3:	Primärenergieeinsatz „Well-to-Wheel“ für den Zeithorizont 2015 .....	42
Abbildung 3-4:	Primärenergieeinsatz „Well-to-Wheel“ für den Zeithorizont 2030 .....	42
Abbildung 3-5:	Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ für den Zeithorizont 2015 .....	43
Abbildung 3-6:	Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ für den Zeithorizont 2030 .....	43
Abbildung 3-7:	Schematische Darstellung der Bereitstellungskette von Bio-CNG und Bio-LNG .....	46
Abbildung 3-8:	Potenziale entlang der Bereitstellungskette für Biomethan als Kraftstoff 2013/2014 (Bio-CNG) .....	50
Abbildung 3-9:	Gesamtes technisches EE-Stromerzeugungspotenzial und Nutzungsmöglichkeiten.....	56
Abbildung 4-1:	Grundsätzliches Schema zu Kostenanalyse dieser Studie.....	67
Abbildung 4-2:	Entwicklung der Preise für Erdgas und LNG .....	70
Abbildung 4-3:	Spezifische Herstellungskosten für Biomethan aus Biogasnach Anlagengrößen .....	73

Abbildung 4-4:	Preisentwicklung für Rapsöl, Weizen und Rohöl seit 2003.....	76
Abbildung 4-5:	Preisentwicklung für Rapsöl, Weizen, Mais und Rohöl bis 2030/2050.....	77
Abbildung 4-6:	LNG-Tankstelle in Tilburg, Niederlande .....	82
Abbildung 4-7:	Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in 2015 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt.....	87
Abbildung 4-8:	Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in 2030 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt.....	87
Abbildung 4-9:	Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in 2030 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt. – niedriger Strompreis .....	89
Abbildung 4-10:	Kraftstoffkosten „Well-to-Wheel“ in 2015 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt.....	90
Abbildung 4-11:	Kraftstoffkosten „Well-to-Wheel“ in 2030 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt.....	90
Abbildung 4-12:	Kraftstoffkosten „Well-to-Wheel“ in 2030 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt. – niedriger Strompreis .....	91
Abbildung 4-13:	Anteil der Gesamtkosten von CNG-, LNG- und Dieselfahrzeugen am Beispiel von Leasing-Angeboten .....	93
Abbildung 4-14:	Monatliche Entwicklung des Dieselpreises in Deutschland von Januar 2011 bis März 2015 (nicht inflationsbereinigt). .....	97
Abbildung 4-15:	Amortisationszeit eines LNG- oder CNG-Sattelzuges mit 40 t zGG in Abhängigkeit der Jahresfahrleistung .....	104
Abbildung 4-16:	Amortisationszeit eines LNG-Lkw mit 40 t zGG heute und zukünftig in Abhängigkeit des LNG-Preises .....	106
Abbildung 5-1:	Schlüsselforderungen zu CNG- und LNG Infrastruktur .....	113
Abbildung 5-2:	Übersicht der potenziellen Standorträume sowie die Auswahl und deren Klassifizierung .....	120
Abbildung 5-3:	Netzaufbau BAB 2 und BAB 3 .....	125
Abbildung 5-4:	Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Nord .....	127
Abbildung 5-5:	Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Süd .....	128
Abbildung 5-6:	Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Ost .....	130

Abbildung 5-7: Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Mitte .....	132
Anhang Abb. 0-1: Verkehrsmengenkarte des Schwerverkehrs auf BAB 2010 .....	183

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Prognose zur Entwicklung der Kosten für fossiles Erdgas und der Kraftstoffherstellungskosten für Biomethan sowie EE-Methan, jeweils real und ohne Steuern.....	14
Tabelle 1-2:	Übersicht zu Motorenkonzepten und deren technischen Eigenschaften.....	19
Tabelle 1-3:	13 Standorträume und Entfernungen zu Grenzübergängen im TEN-V.....	22
Tabelle 3-1:	Ergebnis bisheriger MKS-Studien zu den THG-Emissionen Well-to-Wheel.....	29
Tabelle 3-2:	Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von verschiedenen Kraftstoffalternativen pro Energiegehalt im Vergleich zu Dieselkraftstoff aus Rohöl für den Zeithorizont 2015.....	34
Tabelle 3-3:	Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von verschiedenen Kraftstoffalternativen pro Energiegehalt im Vergleich zu Dieselkraftstoff aus Rohöl für den Zeithorizont 2030.....	35
Tabelle 3-4:	Übersicht zu Motorenkonzepten und deren technischen Eigenschaften.....	37
Tabelle 3-5:	Unterschied im Kraftstoffverbrauch von Fahrzeugen mit CNG/LNG gegenüber Dieselantrieb.....	39
Tabelle 3-6:	Kraftstoffverbrauch und Nicht-CO <sub>2</sub> -Treibhausgasemissionen für einen Sattelzug mit einem maximal zGG von 40 t.....	40
Tabelle 3-7:	Schwankungsbreiten der Gaszusammensetzung von Biogas aus NawaRo und biogenen Reststoffen sowie Erdgas.....	47
Tabelle 3-8:	Limitierende Faktoren des Biomethanpotenzials.....	47
Tabelle 3-9:	Technisches Biomethanpotenzial aus NawaRo und biogenen Reststoffen.....	48
Tabelle 3-10:	Entwicklung Anlagenkapazität Biomethan in Deutschland 2007-2014.....	49
Tabelle 3-11:	Europäische Forschungs- und Entwicklungsprojekte für Biomethan als Kraftstoff.....	52

Tabelle 3-12:	Abschätzung des theoretischen CO <sub>2</sub> -Potenzials aus Biogasaufbereitung in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012 .....	57
Tabelle 3-13:	Bereitstellungswirkungsgrade für strombasierte Kraftstoffe bei unterschiedlichen CO <sub>2</sub> -Quellen .....	57
Tabelle 3-14:	Technische Potenziale für die Produktion von EE-LNG, EE-CNG und EE-Diesel.....	58
Tabelle 3-15:	Primärenergieeinsatz und Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (nur fossile Pfade).....	64
Tabelle 3-16:	Bewertungskriterien der Kraftstoff-Antriebskombinationen bzgl. THG-Emissionen, Lärm, Reichweite und Infrastrukturaufwand .....	66
Tabelle 4-1:	Preise für Rohöl, Erdgas über Pipeline und importiertes LNG.....	71
Tabelle 4-2:	Preise für Kraftstoffe (ohne Energie-, Strom- und Mehrwertsteuer).....	71
Tabelle 4-3:	Spezifische Herstellungskosten für Biomethan und aktuelle Preise/Erlöse nach Absatzmärkten in €/kWh <sub>HS</sub> .....	72
Tabelle 4-4:	Kostenrechnung für die Biomethan-Modellanlage mit 400 m <sup>3</sup> /h i. N. Rohgasaufbereitung aus 100 % NawaRo .....	74
Tabelle 4-5:	Kosten Stromerzeugung .....	77
Tabelle 4-6:	Kosten Stromtransport und -verteilung.....	78
Tabelle 4-7:	Wirkungsgrad Stromtransport und -verteilung.....	78
Tabelle 4-8:	Stromverbrauch PtL und PtG-Anlagen (kWh/kWh <sub>PtX</sub> ) – 2030 .....	79
Tabelle 4-9:	Technische und ökonomische Daten PtL und PtG-Anlagen – 2030 .....	79
Tabelle 4-10:	Technische und ökonomische Daten Tank-Sattelauflieger.....	80
Tabelle 4-11:	Technische und ökonomische Daten Zugmaschine .....	81
Tabelle 4-12:	Technisch-ökonomische Daten für die Methanverflüssigung an der Tankstelle .....	81
Tabelle 4-13:	Technische und ökonomische Daten Tankstellen .....	83
Tabelle 4-14:	Investitionsbedarf LNG-Tankstellen .....	84
Tabelle 4-15:	Ökonomische Daten für CNG-, LNG, und LCNG-Tankstellen .....	84
Tabelle 4-16:	Kraftstoffherstellungskosten „Well-to-Tank“ inklusive Strom- und Energiesteuer, ohne MwSt.....	85



Tabelle 4-17:	Kraftstoffherstellungskosten „Well-to-Tank“ ohne Energiesteuer und die Energiesteuer separat.....	86
Tabelle 4-18:	Eigenschaften für den Einsatz von CNG vs. LNG in schweren Lkw (Quelle: Eigene Darstellung nach .....	94
Tabelle 4-19:	Unterschiede bei den Anschaffungskosten von LNG-/CNG- gegenüber Diesel- Sattelzügen.....	95
Tabelle 4-20:	Energiesteuer für Diesel und Erdgas bis 2018 und diskutierte Steuersätze für eine Fortschreibung .....	99
Tabelle 4-21:	Reparatur- und Wartungsmehrkosten eines LNG-/CNG-Sattelzuges mit 40 t zGG .....	100
Tabelle 4-22:	AdBlue-Kosten bei Dieselfahrzeugen.....	101
Tabelle 4-23:	Amortisationszeiten für Erdgas-Lkw in verschiedenen Quellen .....	102
Tabelle 4-24:	Annahmen zu den Vollkosten eines Sattelzuges mit 40 t zGG.....	103
Tabelle 5-1:	Erfassungsarten der Technischen Lieferbedingung für Streckenstationen (TLS) .....	116
Tabelle 5-2:	Potenzielle Standorträume und Grenzübergänge .....	121
Tabelle 5-3:	Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau BAB 2 und BAB 3....	125
Tabelle 5-4:	Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Nord.....	127
Tabelle 5-5:	Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Süd .....	129
Tabelle 5-6:	Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Ost.....	130
Tabelle 5-7:	Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Mitte.....	132
Tabelle 5-8:	13 Standorträume und Entfernungen zu Grenzübergängen im TEN-V .....	133
Tabelle 5-9:	Logistikregionen in Deutschland und ihre Funktion .....	137
Tabelle 5-10:	Erdgasfahrzeuge und -tankstellen in Deutschland und seinen Nachbarländern, Stand 07. Oktober 2014 .....	140
Tabelle 6-1:	Entwicklung Bestand mittelschwerer und schwerer Lkw und Busse	

	mit Erdgasantrieb (CNG und LNG) in ausgewählten Ländern .....	151
Tabelle 6-2:	Übersicht möglicher Erfolgsfaktoren zu Versorgungsausweitung und Nachfragesteigerung von CNG/LNG in anderen Ländern .....	152
Anhang Tab. 0-1:	Potenzielle Standorträume.....	176
Anhang Tab. 0-2:	Auswahl an Standorträumen und deren Klassifizierung .....	177
Anhang Tab. 0-3:	Zuordnung der AZS zu den Standorträumen .....	178
Anhang Tab. 0-4:	AZS entlang der Bundesstraßen .....	181

## 1 Kurzfassung

Das Interesse an einer zukünftigen Nutzung von Compressed Natural Gas (CNG, auch Druckerdgas) und Liquefied Natural Gas (LNG, auch Flüssigerdgas – eine tiefkalte Flüssigkeit) als alternativer Kraftstoff in schweren Nutzfahrzeugen ist in den letzten Jahren aufgrund des möglichen Anstiegs bei den Preisen für Dieselmotorkraftstoff und dem gleichzeitig stabilen Angebot von Erdgas gewachsen.

Die vorliegende Studie untersucht, welche Hemmnisse bei der zukünftigen Nutzung von Gas als Kraftstoff für schwere Lkw bestehen und unterbreitet Handlungsempfehlungen, wie diese überwunden werden können. Dabei werden die Kosten für die Nutzer von Lkw mit gasbasierten Antrieben im Vergleich zum Diesel-Lkw und deren Umweltwirkungen heute und zukünftig betrachtet. Um das sogenannte Henne-Ei-Problem in der Wechselwirkung zwischen Angebot und Nachfrage von LNG zu lösen, wird ein erster Vorschlag zur Schaffung einer Tankstellenninfrastruktur unterbreitet. Dieser wird auf die Anforderungen der EU Richtlinie 2014/94/EU „Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“ (im Folgenden kurz „AFID“) [EU 2014] hin ausgerichtet. Gleichzeitig wird der mögliche Beitrag beschrieben, den Biomethan und synthetisch hergestelltes Methan aus erneuerbarem Strom (EE-Methan) künftig bei der Kraftstoffversorgung leisten können. Zusätzlich wird synthetisch hergestellter Diesel aus erneuerbarem Strom (EE-Diesel) mit EE-Methan bezüglich der möglichen THG-Emissionsminderungen abgeglichen.

Gas als Kraftstoff hat eine Reihe von Vorteilen, wie z. B.:

- Eine längere Verfügbarkeit von Erdgas gegenüber Erdöl verbunden mit der Hoffnung nach einem sich in den nächsten Dekaden nicht verknappenden Erdgasangebots und stabilen Endnutzerpreisen bei gleichzeitiger Fortführung einer steuerlichen Begünstigung.
- Die Schaffung einer alternativen Energiebasis für den Verkehr schwerer Lkw, die mit Brennstoffzellen und Wasserstoff oder auch rein batterieelektrisch nach heutigem Stand der technologischen Entwicklung nicht wirtschaftlich angetrieben werden können.
- Die Möglichkeit der Beimischung von Biomethan oder zukünftig auch von synthetisch hergestelltem Methan aus erneuerbarem Strom (EE-Methan), um gegenüber fossilem Diesel Treibhausgasemissionen zu reduzieren.
- Weniger Schallemissionen und geringerer Aufwand bei der Abgasnachbehandlung zum Erreichen der Euro VI Norm beim Gasmotor im Vergleich zum Dieselmotor.

Den Vorteilen von Gaskraftstoffen stehen eine Reihe von Nachteilen gegenüber, die als Hemmnisse wirken, z. B.:

- Aktuell deutlich höhere Anschaffungskosten für Lkw mit Gasmotor aufgrund einer kostenintensiveren Technik und Entwicklungsaufwand in Verbindung mit den derzeit noch geringen Stückzahlen.
- Eine geringere Reichweite im Vergleich zu heutigen Sattelzugmaschinen mit Diesel (mit CNG ca. 300 Kilometer, mit einem LNG-Tank ca. 700 Kilometer, mit beidseitigen LNG-Tanks von bis zu 1.400 Kilometer – abhängig von Beladung, Einsatzgebiet, Fahrweise und Topographie).
- Geringere Effizienz aktueller Gasmotoren im Vergleich zu Dieselmotoren bei der Verbrennung des jeweiligen Kraftstoffes.
- Noch nicht ausreichende Motorleistung für schwere Lkw (mindestens 400 PS) im Fernverkehr bzw. ein ausreichend entwickeltes Angebot an schweren Lkw mit leistungsstarken Gasmotoren in Europa.
- Ein zwar flächendeckendes, aber häufig nicht auf schwere Lkw ausgerichtetes (dimensioniertes) CNG-Tankstellennetz; ein bisher überhaupt noch nicht geplantes LNG-Tankstellennetz; die fehlende Kraftstoffverfügbarkeit stellt dabei in Verbindung mit der geringeren Reichweite aktuell das größte Hemmnis dar.

Generell stellt sich bei CNG/LNG für Lkw die Frage, welcher Nutzen dem Aufwand für den Aufbau einer neuen (LNG) oder der Erweiterung einer bestehenden (CNG) alternativen Infrastruktur gegenübersteht. Neben den oben genannten Vorteilen ist hierbei zu prüfen, welchen Beitrag CNG/LNG Lkw im Vergleich zu Lkw mit EE-Diesel (PtL) auf Basis vorhandener Verteil- und Tankstelleninfrastruktur zu einer Senkung der THG-Emissionen leisten können.

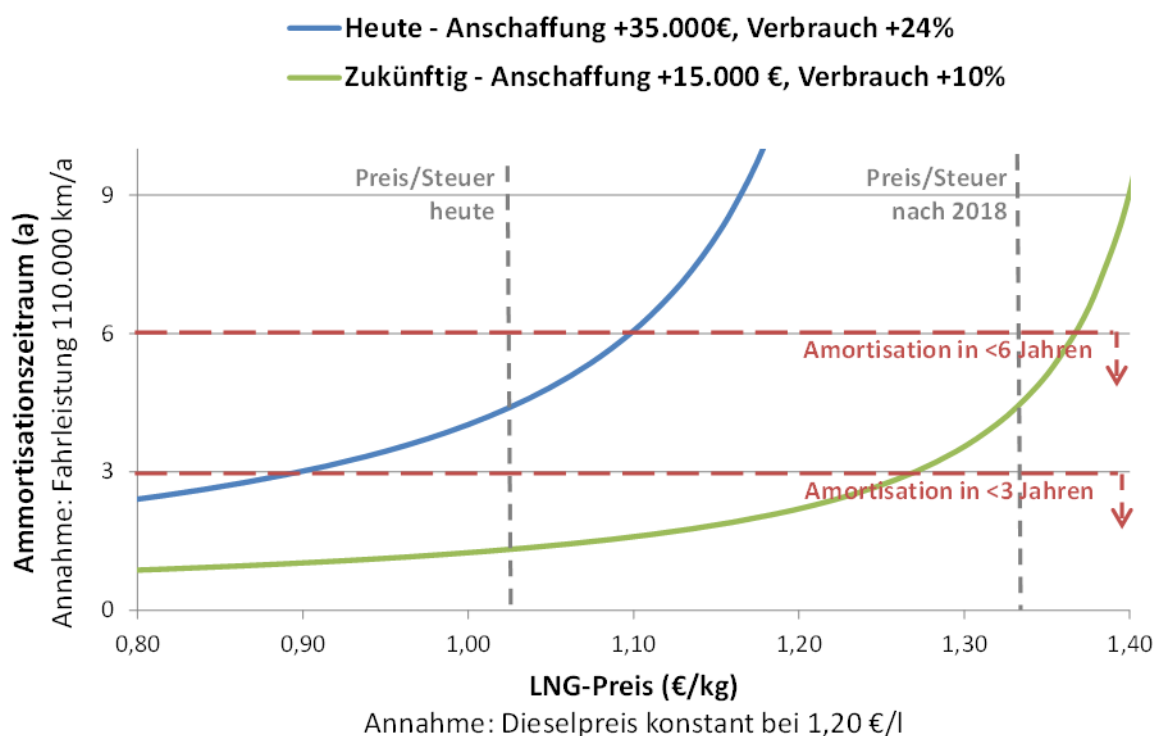
### **Ergebnisse zu aktuellen Nutzerkosten**

Bei den heutigen Nutzerkosten sind die höheren Investitionskosten für die schweren Gas-Lkw den geringeren Kraftstoffkosten an der Tankstelle und sonstigen Betriebskosten (z. B. für Reparatur und Wartung) gegenüberzustellen. Die meisten Fahrzeugkäufer bzw. Betreiber streben an, dass sich die zusätzlichen Anschaffungskosten gegenüber Diesel-Lkw in weniger als drei Jahren amortisieren. Jedoch gibt es Geschäftsmodelle für längere Amortisationszeiten, z. B. sechs Jahre oder höher, sofern die Fahrzeughaltedauer und kalkulierbare Betriebskosten dies ermöglichen.

In Anwendungen mit geringerer Jahresfahrleistung, z. B. im lokalen Verteilerverkehr, liegt die Amortisationszeit eines CNG-Lkw im Vergleich zum Diesel-Lkw bei weniger als vier Jahren.

Die Anschaffungs- und Kraftstoffkosten für LNG-Lkw liegen derzeit noch über denen für CNG-Lkw. Durch ihre höhere Reichweite sind LNG-Fahrzeuge jedoch besser für regionale Verteil- oder Fernverkehre mit höheren Fahrleistungen geeignet. In solche Anwendungen ist eine Amortisation in weniger als sechs Jahren möglich. Somit ergeben sich sowohl bei CNG- als auch bei LNG-Lkw Möglichkeiten für eine wirtschaftliche Nutzung, sofern potenzielle Betreiber eine Betriebskostensparnis über die genannten Zeiträume einkalkulieren können. Ohne eine Fortschreibung der Steuervergünstigung für Erdgas nach 2018 und einen daraus resultierenden Anstieg des LNG-Preises von ca. 1,03 auf 1,33 €/kg ist diese Ersparnis vor allem für LNG-Lkw in Deutschland jedoch nicht mehr gegeben (Abbildung 1-1).

Zukünftig könnten Gas-Lkw jedoch auch bei höheren Kraftstoffpreisen für CNG und LNG, z. B. aufgrund einer höheren Energiesteuer, weiterhin konkurrenzfähig zum Diesel-Lkw sein. Diese setzt jedoch eine steigende Nachfrage der Nutzer nach schweren Lkw mit Gasmotoren voraus, damit sich die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber dem Diesel-Lkw über höhere Stückzahlen weiter reduzieren lassen. Auch könnten durch Entwicklungen im Bereich der Gasmotoren weitere Reduktionen des Kraftstoffverbrauchs und somit der Kraftstoffkosten erreicht werden. Somit wären Mehrkosten für LNG-Lkw auch bei höheren Kraftstoffpreisen für die Nutzer in weniger als sechs Jahren amortisierbar (Abbildung 1-1).



**Abbildung 1-1: Amortisationszeit eines 40 t LNG-Lkw heute und zukünftig in Abhängigkeit des LNG-Preises**

Um bis dahin die Nutzerkosten kalkulierbar zu halten, ist in erster Linie die zeitnahe verbindliche Festlegung zur Besteuerung der Kraftstoffe nach 2018 durch die Bundesregierung

wichtig. Die Politik kann damit weiterhin den Akteuren Planungssicherheit für langfristige, strategische Entscheidungen und Investitionen gewähren. Eine Empfehlung dieser Studie ist es, eine Fortschreibung der heutigen Steuervergünstigung für „Erdgas“ und „gasförmige Kohlenwasserstoffe“ bis zu einer gewissen Marktdurchdringung aufrecht zu erhalten [EnergieStG 2014]. Damit würden die Voraussetzungen zur Erreichung der Marktreife der Fahrzeuge verbessert. Denn erst, wenn CNG- und LNG-Lkw einen von der Politik mit Nutzern und Industrie zu vereinbarenden Anteil an Neuzulassungen von schweren Lkw und beim Kraftstoffabsatz erreichen, kann davon ausgegangen werden, dass eine steuerliche Bevorzugung von Gas als Kraftstoff schrittweise zurückgeführt werden kann. Es wird empfohlen, die genaue Ausgestaltung einer solchen Steuerermäßigung, die auch die Beimischung von Biomethan und EE-Methan zur Reduktion von Treibhausgasemissionen schwerer Lkw berücksichtigen soll, im Rahmen einer weiteren Untersuchung zu erarbeiten. Aus derzeitiger Sicht stellt sich die erwartete Kostenentwicklung für Erdgas und der davon zu unterscheidenden Kraftstoffherstellungskosten für erneuerbares Methan wie folgt dar (Tabelle 1-1).

**Tabelle 1-1: Prognose zur Entwicklung der Kosten für fossiles Erdgas und der Kraftstoffherstellungskosten für Biomethan sowie EE-Methan, jeweils real und ohne Steuern**

Jahr	2015	2030
Kosten in	€/kWh	€/kWh
<b>Diesel aus Rohöl</b>	0,044	0,081
<b>Biodiesel (FAME)</b>	0,076	0,076
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus Luft)	0,689	0,467
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus Abgas)	0,604	0,400
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus BGA*)	0,546	0,353
<b>LNG (Import)</b>	0,043	0,047
<b>Bio-LNG</b>	0,098	0,084
<b>EE-LNG (CO<sub>2</sub> aus Luft)</b>	0,563	0,396
<b>EE-LNG (CO<sub>2</sub> aus Abgas)</b>	0,474	0,326
<b>EE-LNG (CO<sub>2</sub> aus BGA*)</b>	0,460	0,314
<b>CNG (Erdgas)</b>	0,036	0,040
<b>Bio-CNG</b>	0,087	0,086
<b>EE-CNG (CO<sub>2</sub> aus Luft)</b>	0,561	0,405
<b>EE-CNG (CO<sub>2</sub> aus Abgas)</b>	0,494	0,356
<b>EE-CNG (CO<sub>2</sub> aus BGA*)</b>	0,458	0,321

\* BGA: Biogasaufbereitung (Quellen: eigene Berechnungen und [EWI et al 2014])

Demnach wird nur ein moderater Preisanstieg der Kosten von fossilem Erdgas als CNG bzw. LNG in der Größenordnung von ca. 10 % bis zum Jahr 2030 erwartet. Beim Diesel aus Rohöl hingegen wird im gleichen Zeitraum ein Preisanstieg um etwa 80 % gegenüber heute erwartet. Was diese preislichen Entwicklungen und die Rolle von nachhaltig erzeugten, erneuerbaren Kraftstoffe – sowohl aus Biomasse in Form von Biomethan als auch aus erneuerbarem Strom in Form von EE-Methan – betrifft, liegen deren Herstellungskosten nach heutigen Erkenntnissen im Jahr 2050 über den prognostizierten Kosten von fossilem CNG und LNG. Eine Parität ist nicht zu erwarten. Durch sich ändernde Randbedingungen kann allenfalls angenommen werden, dass das Delta zwischen Kraftstoffherstellungskosten der erneuerbaren Kraftstoffe und den erzielbaren Preisen für fossile Pedants kleiner werden kann.

Bei Biomethan sind die verfügbaren Erzeugungspotenziale in Deutschland weitgehend ausgereizt. Biomethan geht heute überwiegend in die Verstromung aufgrund der attraktiven EEG-Vergütung für Biogasstrom.

Wesentlicher Faktor der Herstellungskosten von Biomethan sind die Rohstoffkosten. Diese schwanken regional und saisonal stark. Ihre mittel- und langfristige Entwicklungstendenz ist von zahlreichen Randbedingungen abhängig, was sowohl zu sinkenden als auch zu steigenden Herstellungskosten für Biomethan führen kann. Die im Jahr 2014 installierten Produktionskapazitäten für Biomethan könnten etwa die dreifache Menge des insgesamt derzeit im Verkehrssektor eingesetzten Erdgases (3 TWh CNG) bereitstellen. Das technische Potenzial von über 100 TWh, basierend auf entsprechend geeigneten Rohstoffmengen, ist derzeit größtenteils durch die Biogasproduktion und –nutzung im Strom- und Wärmesektor (EEG) gebunden. Die Biokraftstoffquote für flüssige Kraftstoffe ermöglicht derzeit auch eine Anrechnung von Biomethan. Anbieter von CNG als gasförmigen Kraftstoff sind jedoch nicht verpflichtet, die Biokraftstoffquote zu erfüllen.

Strombasiertes Methan (Power-to-Methane) weist Kostenreduktionspotenziale im Bereich der EE-Stromkosten sowie bei der Anlagentechnik insbesondere der Elektrolyse auf. Kostenreduktionspotenziale für den EE-Strommix in Deutschland sind nach [Leitstudie 2011] in Höhe von 30 % bis zum Jahr 2030 und von 50 % bis zum Jahr 2050 zu erwarten. Bei verbreitetem Einsatz von Elektrolyse, z. B. für die Wasserstoffproduktion für Brennstoffzellenfahrzeuge, Power-to-Methane und Power-to-Liquids, sind ab 500 MW kumulierte installierte Leistung bei der Elektrolyse Kostendegressionen größer 50 % bei der Elektrolyse möglich. Eine Kostendegression in diesen Größenordnungen bedarf einer Kombination aus großer Stückzahl und begleitenden Weiterentwicklungen bei Elektrolysetechnologie und Serienfertigungsverfahren – Forschung und Entwicklung allein reichen dafür nicht aus.

Vor diesem Hintergrund ist es für den zukünftigen Anteil von erneuerbar hergestelltem Methan im Kraftstoffmarkt entscheidend, entweder mittels Regulierung oder durch steuerliche

Rahmenbedingungen die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass trotz höherer Herstellungskosten gegenüber fossilen Kraftstoffen die Marktanteile erneuerbarer Kraftstoffe kurz- bis mittelfristig steigen und somit die Treibhausgasemissionen schwerer Lkw signifikant sinken können. Ein wirkungsvoller Hebel der Politik liegt darin, den Kraftstoffpreis für die Verbraucher durch verpflichtende Quoten (siehe 3.4.3) von erneuerbaren Kraftstoffen (z. B. über feste Anteile an erneuerbarem CNG bzw. LNG) oder durch eine reduzierte Besteuerung gegenüber fossilen Kraftstoffen technologieneutral – das heißt für alle im Verkehrssektor relevanten Kraftstoffe – regulierend zu steuern. Ziel muss es dabei sein, die Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen und aus erneuerbaren Energien hergestellten Kraftstoffen in Verbindung mit langfristig festgelegte Nachhaltigkeitsanforderungen so zu gestalten, dass der gesamte Verkehrssektor seinen Beitrag zu den gesteckten Ziele zur Treibhausgasminde- rung leistet. Die konkrete Ausgestaltung kann sich an unterschiedlichen Vorgaben orientieren, bspw. der Angleichung der Kosten oder der Minimierung der Treibhausgasemissionen. Zudem können die einzelnen Maßnahmen prinzipiell als Bonus und/oder Malus ausgestaltet sein. Neben einer angepassten Quotenregelung (z. B. Erweiterung der derzeit geltenden Verpflichtung auf Gaskraftstoffe) sind auch zahlreiche weitere Möglichkeiten denkbar, z. B. separate Steuerregelungen für entsprechende Kraftstoffe oder Fahrzeuge, auch mit CO<sub>2</sub> - Bezug, Investitionsförderungen usw.

### **Ergebnisse zur Umweltbewertung**

Aktuelle Gasmotoren weisen gegenüber Dieselmotoren verschiedene Vor- und Nachteile bezüglich ihrer Umweltbewertung aus, welche je nach Akteur (z. B. Lkw-Betreiber, Bundes-/ Kommunalpolitik) relevant sind.

Ein Vorteil der Gasmotoren sind geringere Lärm- und Schadstoffemissionen (Unterschreitung des Partikel- und Stickoxid-Grenzwerts von Euro VI um mindestens 50 %). Dieser Vorteil ist heute ein Haupttreiber der Erstanwender für den Einsatz von CNG- und LNG-Lkw im Stadt- und Verteiler-Verkehr dar.

Ein klarer Nachteil von Gas-Lkw hingegen ist der um ca. 20 % höhere Endenergieverbrauch (Abbildung 1-2). Da die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept eine Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr von -40 % von 2005 bis 2050 vorsieht, reicht die Nutzung von Gas-Lkw mit der heutigen Technik nicht aus, um dieses Ziel zu erreichen. Weiterhin wirkt sich der Endenergieverbrauch auch proportional auf die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) aus.

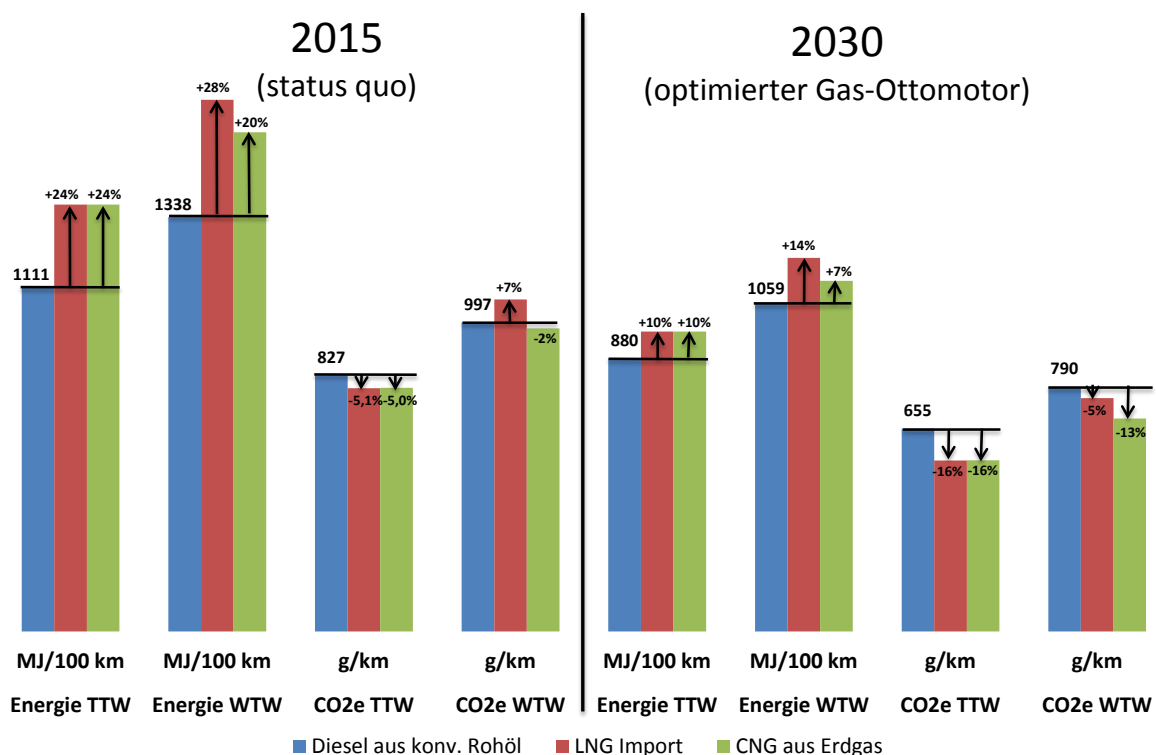
Bezogen auf die THG-Emissionen existieren unterschiedliche Abgrenzungen und damit unterschiedliche Aussagen zu den Vor- und Nachteilen von Gas- gegenüber Diesel-Lkw. *Tank-to-Wheel (TTW)* haben CNG- und LNG-Fahrzeuge, welche mit rein fossilem Erdgas



betrieben werden, ca. 5 % geringere THG-Emissionen als Diesel-Lkw. Dieser Vorteil ergibt sich trotz des höheren Endenergieverbrauchs aufgrund des geringeren Kohlenstoffanteils von Erdgas gegenüber Diesel (Abbildung 1-2). Die TTW-Emissionen umfassen nur die direkten Emissionen am Fahrzeug und sind somit nicht aussagekräftig für die globalen THG-Emissionen, welche unabhängig vom Entstehungsort wirken. Dennoch ist die TTW-Abgrenzung ein zentrales Werkzeug, welches z. B. für die CO<sub>2</sub>-Grenzwerte von Pkw und leichten Nutzfahrzeuge genutzt wird und dementsprechend große Aufmerksamkeit bei den Fahrzeugherstellern und -käufern hat.

Eine objektive Bewertung für den Klimaeffekt ist die Abgrenzung im Rahmen einer Betrachtung *Well-to-Wheel (WTW)*, welche auch Emissionen aus der Energiebereitstellung erfasst. Hier haben heutige LNG-Fahrzeuge um 7 % höhere THG-Emissionen als Diesel, da die Bereitstellung von LNG erhebliche Energieaufwände für Transport und Verflüssigung erfordert. CNG-Lkw haben noch um 2 % geringere THG-Emissionen, da die Bereitstellung über Pipelines mit anschließender Komprimierung weniger aufwändig ist (Abbildung 1-2).

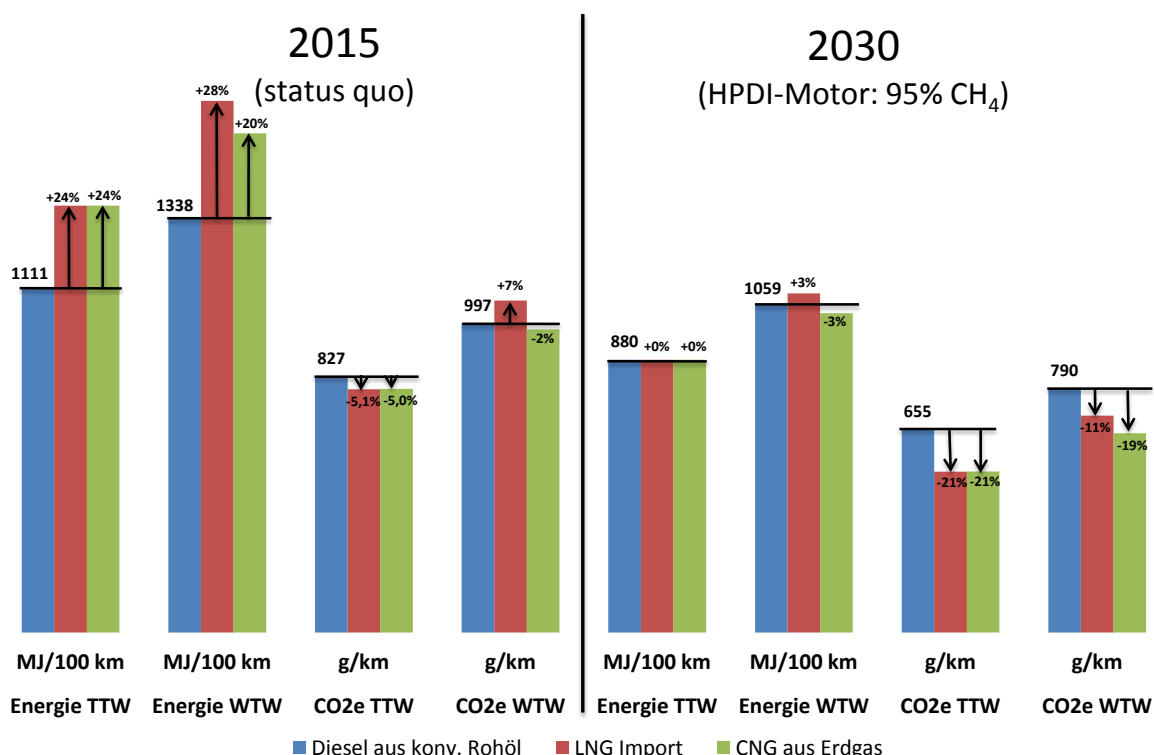
Im Jahr 2030 könnten Gas-Lkw aufgrund optimierter Motoren deutliche Reduktionen am Endenergieverbrauch und den THG-Emissionen haben. Die hierbei möglichen Technologiepfade werden im nächsten Abschnitt beschrieben.



**Abbildung 1-2: Vergleich von Endenergieaufwand und Treibhausgasemissionen eines 40 t Lkw mit Diesel, CNG und LNG (jeweils als rein fossiler Kraftstoff)**

Abbildung 1-3 zeigt das Ergebnis einer Sensitivitätsanalyse, wenn im Jahr 2030 ein HPDI-

Motor (HPDI= High Pressure Direct Injection) statt eines Gas-Ottomotors eingesetzt werden würde und dieser den gleichen Wirkungsgrad wie ein Dieselmotor erreichen würde. Der HPDI-Motor ist eine Motorvariante, bei der Dieselkraftstoff und Gas zeitgleich in den Verbrennungsraum des Motors eingespritzt wird. Es ist somit eine spezielle Form des Dual Fuel Motors, der vsl. nach der Euro VI Norm zulassungsfähig ist [Westport 2015b]. Bei anderen Formen von Dual Fuel Motoren, die aus heutiger Sicht ebenfalls Effizienzvorteile gegenüber dem reinen Ottomotor aufweisen, liegen aktuell keine Informationen darüber vor, ob diese in absehbarer Zeit nach Euro VI Norm zulassungsfähig sein werden. Deshalb wird auf eine eigene Grafik für diese Motorvariante verzichtet.



**Abbildung 1-3: Sensitivitätsanalyse: Vergleich von Endenergieaufwand und Treibhausgasemissionen eines 40 t Lkw (Sattelzug) mit Diesel, CNG und LNG (jeweils als rein fossiler Kraftstoff), CNG und Diesel mit HPDI-Motor**

Die Fahrzeug- und Motorenhersteller betrachten derzeit verschiedene Konzepte für Gasmotoren, welche unterschiedliche Potenziale bezüglich Energieeffizienz, Emissionen und Entwicklungsaufwand haben (Tabelle 1-2). Derzeit werden in Europa nur Erdgas-Lkw mit reinen Gas-Ottomotoren angeboten. Bis 2030 könnten diese deutliche Verbesserungen im Wirkungsgrad erreichen, wodurch well-to-wheel ein THG-Vorteil bei CNG- (-13 %) und LNG- (-5 %) gegenüber Dieselfahrzeugen gegeben wäre. Im Endenergieverbrauch lägen diese Fahrzeuge dennoch ca. 10 % höher als Diesel (siehe Abbildung 1-2).

**Tabelle 1-2: Übersicht zu Motorenkonzepten und deren technischen Eigenschaften**

	<b>Monofuel – Stöchiometrisch (<math>\lambda=1</math>)</b>	<b>Monofuel – Magerbetrieb (<math>\lambda&gt;1</math>)</b>	<b>Dual-Fuel</b>	<b>HPDI (High Pressure Direct Injection)</b>
<b>Zündung</b>	Fremdzündung		Kompressionszündung mit Diesel	
<b>Substitution mit Erdgas und Be- triebsweise</b>	100 % (reiner Gasbetrieb)		< 70 % (kein reiner Gasbe- trieb möglich)	< 95 % (kein reiner Diesel- oder Gasbetrieb möglich)
<b>Motorleistung</b>	Heute ca. 340 PS Bis 2030 >400 PS möglich		>450 PS möglich	
<b>Abgasminderung Euro VI</b>	3-Wege- Katalysator	SCR	SCR + DPF	SCR + DPF
<b>Schadstoff-/ Schallemission (Lärm)</b>	PM, NOx: mindestens -50 % gegenüber Diesel Euro VI; Motorschall ca. -10 % gegenüber Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Heute: keine Ein- haltung Euro VI; Motorschall wie Diesel	zulassungsfähig („designed to meet“) Euro VI und EPA 2014; Motorschall wie Diesel
<b>Primärenergie (WTW)</b>	Heute: CNG +20 % , LNG +28% 2030: CNG +7 % , LNG +14 % gegenüber Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Euro V wie Diesel, keine Daten für Euro VI vorhanden	Heute: keine Daten vorhanden 2030: CNG -3 % , LNG +3 % gegen- über Diesel
<b>Endenergiebedarf (TTW)</b>	Heute +24 % , 2030 +10 % gegenüber Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Euro V wie Diesel, keine Daten für Euro VI vorhanden	wie Diesel
<b>THG-Emissionen (WTW) pro km</b>	Heute: CNG -2 % , LNG +7 % ; 2030 CNG -13 % , LNG -5 % gegenüber Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Heute (Euro V): CNG bis -25 % , LNG bis +5 % gegenüber Diesel 2030 unverändert zu heute	Heute: keine Daten vorhanden 2030: CNG: -19 % , LNG: -11 % gegen- über Diesel
<b>THG-Emissionen (TTW) pro km</b>	Heute: -5 % 2030: -16 % gegen- über Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Nicht zulassungs- fähig, daher nicht weiter verfolgt	Heute: keine Daten vorhanden 2030: -21 % gegen- über Diesel
<b>Entwicklungs- stand</b>	Ausgereift, bereits im Einsatz	Herausfordernd	Euro V ausgereift Euro VI in Entwick- lung	in Erprobung

Quellen: [Daimler AG 2014, 2015], [Westport 2015a,b], [dena 2014a] und eigene Berechnungen.  
 Erläuterung:  $\lambda$  (Lamda) = Verbrennungsluftverhältnis, das die beim Verbrennungsprozess verfügbare  
 Luftmasse im Verhältnis zur für eine vollständige Verbrennung nötige Luftmasse beschreibt ( $\lambda > 1$  =  
 Magerbetrieb = Luftüberschuss)

Deutlich energieeffizientere Gas-Lkw könnten hingegen mit dieselähnlichen (Dual-Fuel bzw. insbesondere HPDI) Motoren betrieben werden. Gegenüber reinen Dieselmotoren haben diese Motoren keinen bzw. nur einen minimal geringeren Wirkungsgrad, gleichzeitig aber noch geringere THG-Emissionen als die reinen Gasmotoren. Ein weiterer Vorteil sind die höheren Motorleistungen, welche vor allem für Fahrzeugkäufer im Fernverkehr ein Entscheidungskriterium für die Nutzung sind. Die Fahrzeughersteller müssen bei ihrer Marktstrategie abwägen, ob die Vorteile von dieselähnlichen Gasmotoren deren Nachteile gegenüber reinen Gasmotoren – nämlich höhere Schadstoff- und Lärmemissionen sowie zusätzliche Entwicklungs- und Komponentenkosten – aufwiegen.

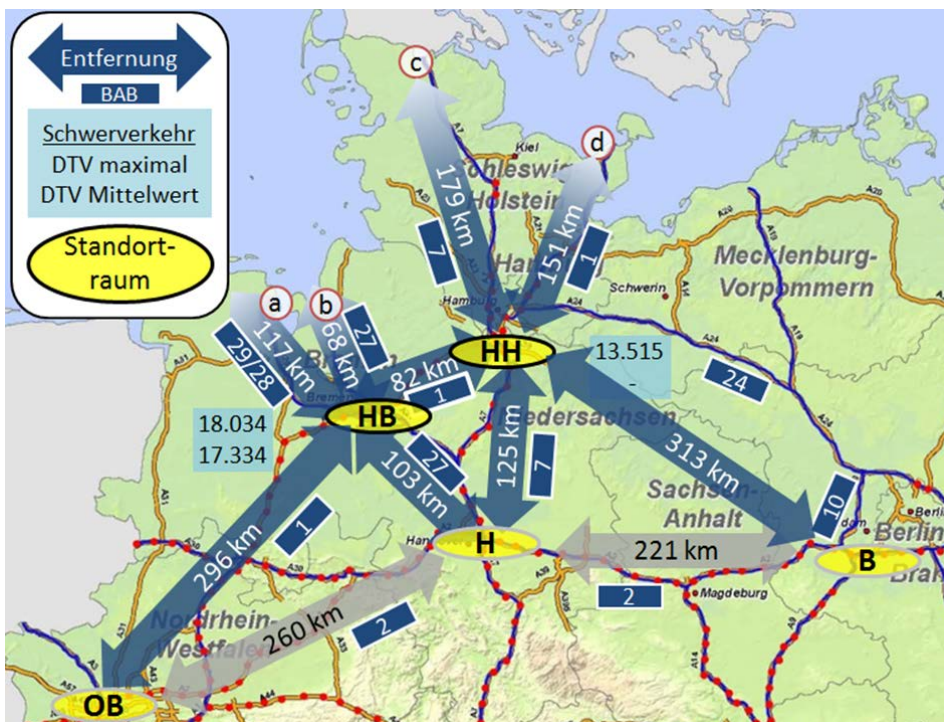
Unabhängig vom verwendeten Motorprinzip bieten Gasmotoren relevante Potenziale zur weiteren Reduktion der THG-Emissionen. Durch Anforderungen an die THG-Minderung von schweren Nutzfahrzeugen kann die Politik solche Weiterentwicklungen technologieneutral unterstützen. Ein gezielter Förderungsbedarf für eine konkrete Technologie sollte hingegen in Abstimmung mit den Fahrzeugnutzern- und -herstellern erarbeitet werden. Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bietet die Beimischung von erneuerbaren Kraftstoffen, wie Biomethan oder EE-Methan. Biomethan bietet hierbei gegenüber Biodiesel den Vorteil, dass ohne weitere fahrzeugseitige Anpassungen beliebig hohe Beimischungsraten bis hin zu 100 % Biomethan bereits heute realisiert werden können. Neben nachwachsenden Rohstoffen können auch biogene Abfälle und Reststoffe zur Herstellung von Biomethan genutzt werden. Hingegen bietet die Nutzung von EE-Methan keine Vorteile bezogen auf Treibhausgasemissionen gegenüber EE-Diesel aus Power-to-Liquid-Prozessen, da die aktuell höhere Effizienz der Dieselmotoren gegenüber dem geringeren Energieeinsatz bei der Herstellung von EE-Methan überwiegt.

### **EU-Richtlinie für alternative Kraftstoffinfrastrukturen**

Die im Herbst 2014 veröffentlichte EU-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Alternative Fuels Infrastructure Directive – AFID [EU 2014]) enthält für die Nutzung von Gas als alternativen Kraftstoff im Verkehr klare Vorgaben und fordert die Mitgliedsländer unter anderem dazu auf, bis Herbst 2016 nationale Strategierahmen zu entwickeln, die auf der EU-Ebene hinsichtlich ihrer Anschlussfähigkeit gegenüber den anderen Mitgliedsländern bewertet werden. Diese Studie leistet einen Beitrag zur Entwicklung des nationalen Strategierahmens der Bundesrepublik Deutschland indem sie die aktuelle Situation analysiert und Handlungsempfehlungen zu nächsten Schritte und zum Abbau bestehender Hemmnisse unterbreitet.

## Ergebnisse zur Schaffung einer Tankstelleninfrastruktur

Die Schaffung einer Tankstelleninfrastruktur für LNG in Deutschland muss von Grund auf geplant werden. Die vorliegende Studie identifiziert 13 Standorträume, mit denen ein erstes flächendeckendes Angebot, das den Ansprüchen der AFID [EU 2014] genügt, geschaffen werden kann. Es wird vorgeschlagen, das Tankstellennetz sukzessive zu entwickeln. Dazu sind im Wesentlichen zwei Aufbaustufen vorgesehen. Zunächst werden die zwei wichtigsten Korridore an Bundesautobahnen (BAB) und anschließend durch insgesamt vier modulare Erweiterungsabschnitte das gesamte BAB-Netz erschlossen. Die Schaffung einer solchen minimalen Anzahl von 13 LNG-Tankstellen erfordert Investitionen in Höhe von etwa 15 Mio. Euro. Für die konkrete Wahl von Standorten für Tankstellen erscheinen Autohöfe entlang der BAB als besonders geeignet, da diese von beiden Fahrrichtungen angefahren werden können. In Abbildung 1-4 wird beispielhaft dargestellt, in welchem Abstand in einer Region Standorträume für die CNG/LNG-Tankstellen zueinander liegen bzw. in welchem Abstand zu wichtigen Grenzen. Da aktuell noch keine LNG-Terminals in deutschen Seehäfen existieren, können LNG-Tankstellen über die vorhandenen bzw. in Kürze fertig gestellten LNG-Terminals in Zeebrugge, Rotterdam und Swinoujscie (Polen) mit Tanklastzügen über die Straße beliefert werden.



**Abbildung 1-4:** Netzaufbau CNG-/LNG-Tankstellen am Beispiel des Erweiterungsabschnittes Nord entlang wichtiger Verkehrsachsen (BAB 1, 2, 7, 10, 24, 27, 28 und 29) (Quelle: eigene Darstellung auf Kartengrundlage nach [BKG 2012])

Eine Verflüssigung von Erdgas oder Biomethan aus dem Erdgasnetz oder direkt an Biogas-

anlagen ist als eine weitere Option technisch möglich, verursacht jedoch zusätzliche Kosten, die mit den künftigen Distributionskosten von LNG über Seehäfen und dann per Lkw, Schiene oder Binnenschiff konkurrieren müssen.

Tabelle 1-3 erläutert die darüberstehende Abbildung 1-4 und fasst die Bezeichnung aller Standorträume und die Entfernungen zu den in TEN-V Netz festgelegten Grenzen in einer Übersicht zusammen.

**Tabelle 1-3: 13 Standorträume und Entfernungen zu Grenzübergängen im TEN-V**

Nr.	Standorträume	Grenzübergänge TEN-V	Entfernung in Kilometern	BAB Nr.
1	B Michendorf	f Frankfurt (Oder) (PL)	116	A12
2	F Frankfurt/Main			
3	H Hannover			
4	N Nürnberg	h Weidhaus (CZ)	115	A6
		i Pocking (AT)	225	A3
5	OB Oberhausen	o Eltern (NL)	65	A3
		m Aachen (NL/BE)	131	A44
		p Gildehaus (NL)	116	A30
<b>Erweiterungsabschnitt Nord</b>				
6	HB Bremen	b Bremerhaven	68	A27
		a Wilhelmshaven	117	A29
7	HH Hamburg	c Handewitt (DK)	179	A7
		d Insel Fehmarn (DK)	151	A1
		e Kavelstorf (Rostock)	210	A19
<b>Erweiterungsabschnitt Süd</b>				
8	K Karlsruhe	l Weil am Rhein (CH)	186	A5
9	M München	j Bad Reichenhall (AT)	115	A8
		k Kiefersfelden (AT)	76	A93
<b>Erweiterungsabschnitt Mitte/Ost</b>				
10	HEF Bad Hersfeld			
11	J Jena/Hermsdorf			
12	DD Dresden	g Breitenau (CZ)	44	A17
13	L Leipzig			

Die Entfernungen zu den im TEN-V enthaltenen Grenzen liegen bis auf zwei Grenzübergänge immer unter 200 Kilometer, bei den Grenzübergängen Pocking und Kavelstorf (Rostock)

leicht darüber. Somit ist in einem europäischen Netzwerk von CNG/LNG-Tankstellen zu überprüfen, inwieweit die hier vorgeschlagenen Standorträume den durchschnittlichen Abstand zwischen zwei CNG/LNG-Tankstellen von ca. 400 Kilometer innerhalb des TEN-V gewährleisten.

Demgegenüber ist die Bereitstellung von CNG bereits nahezu flächendeckend durch aktuell 920 Tankstellen [erdgas mobil 2015d] gegeben. An wie vielen dieser CNG-Tankstellen schwere Nutzfahrzeuge in akzeptabler Zeit betankt werden können, muss jedoch noch genauer untersucht werden. Bei der Schaffung von LNG-Tankanlagen kann parallel auch CNG angeboten werden (L-CNG – Liquefied-Compressed Natural Gas), indem das LNG über einen Verdampfungsprozess mit anschließender Komprimierung als CNG zur Verfügung gestellt werden kann. Bei wachsenden Absatzmengen ist ein Anschluss an das Erdgasnetz aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll, da CNG aktuell günstiger ist als LNG. Sollte die Nachfrage nach CNG und/oder LNG durch schwere Lkw im Laufe der Zeit stark ansteigen, werden sich sowohl das Tankstellennetz als auch die Abgabekapazitäten einzelner Tankstellen aus damit verbundenen wirtschaftlichen Interessen der Betreiber eigenständig weiterentwickeln bzw. verdichten.

### **Handlungsempfehlungen**

Folgende Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger können aus den Ergebnissen der vorliegenden Studie sowie des begleitenden Fachworkshops abgeleitet werden:

- Die unmittelbare und gemeinsame **Ausgestaltung eines nationalen Strategierahmens** durch alle wichtigen Akteure.

Im Dialog sollen konsens- und tragfähige Ziele und Maßnahmen entwickelt werden. Arbeitsgruppen können dabei Detailprobleme diskutieren und bewältigen, wie beispielsweise die Entwicklung hocheffizienter Erdgasmotoren, die technische Standardisierung von LNG oder die Genehmigungsverfahren für LNG-Tankstellen. In diesem Rahmen ist auch der konkrete Weg zur Schaffung einer LNG/CNG-Tankstelleninfrastruktur in Deutschland zu beschreiben. Dabei ist eine Förderung der Infrastruktur basierend auf den Interessen potenzieller Erstnutzer sowie eine Förderung für Standorträume zu entwickeln, die aus Sicht der AFID [EU 2014] zur flächendeckenden Bereitstellung entlang des TEN-V Straßennetzes von CNG und LNG für schwere Lkw zu errichten ist.

- Der Aufbau einer **nationalen Informations- und Vernetzungs-Plattform** für Akteure und Unterstützer von CNG/LNG im Straßengüterverkehr.

Diese Plattform soll dafür sorgen, dass die Interessen der Beteiligten abgestimmt und gemeinsame Ziele formuliert werden. Auch soll der Bekanntheitsgrad der Nutzung

von CNG und LNG als Kraftstoff für schwere Lkw bei Logistikunternehmen verbessert werden. Einige bereits bestehende Interessenvertretungen aus der Energiebranche stehen bereit, diese Plattform mit aufzubauen bzw. sind bereits dabei, dies zu tun. Die Politik kann solche Aktivitäten koordinierend unterstützen.

- Eine gezielte **Förderung von CNG und LNG im Straßengüterverkehr.**

Möglich ist diese z. B. durch die Definition von Nachhaltigkeitszielen für schwere Lkw, eine technologieneutrale Förderung nachhaltiger Lkw-Verkehre, die Weiterführung der steuerlichen Begünstigung von Erdgas, Biomethan und EE-Methan nach dem Jahr 2018 sowie die Einbeziehung von Gaskraftstoffen in die Treibhausgas-Quote für flüssige Kraftstoffe.

Begleitend zur Umsetzung von Fördermaßnahmen sollte ein entsprechendes **Monitoring** die erzielten Effekte hinsichtlich der kosteneffizienten Reduktion von THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs erfassen. Damit soll die Strategie und entsprechende Maßnahmen evaluiert und weiterentwickelt werden.

Im Rahmen einer gesonderten Untersuchung sollten weitere denkbare Fördermöglichkeiten für **erneuerbares Methan** systematisch erarbeitet und im Rahmen einer Folgenabschätzung mit Blick auf Kosteneffizienz und Treibhausgasvermeidung vergleichend bewertet werden. Erst dies ermöglicht dezidiere Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger.

- Förderung der **Schaffung einer CNG-/LNG-Tankstelleninfrastruktur.**

Hierzu ist eine Förderung der Infrastruktur basierend auf den Interessen potenzieller Erstnutzer sowie eine Förderung für Standorträume zu entwickeln, die aus Sicht der AFID zur flächendeckenden Bereitstellung von CNG und LNG für schwere Lkw entlang des TEN-V Straßennetzes zu errichten ist, sofern die Kosten im Vergleich zum Nutzen, einschließlich des Nutzens für die Umwelt, nicht unverhältnismäßig sind [EU 2014].

- Gezielte Förderung von **Pilotprojekten**, um bereits aktive Akteure in ihren Bemühungen zu unterstützen, neue Wege zu gehen. Hierbei sei insbesondere auf die Förderung von Power-to-Gas-Projekten verwiesen, wie bereits in den Handlungsempfehlungen der entsprechenden MKS-Studie „Power-to-Gas (PtG) im Verkehr – Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven“ [MKS 05/2014] dargestellt.



## 2 Hintergrund und Zielsetzung

Die Anfang des Jahres 2014 im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie fertiggestellte Kurzstudie „LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen“ [MKS 10/2014] hat die wesentlichen Voraussetzungen zur Nutzung von LNG als Kraftstoff in den beiden Einsatzfeldern See- bzw. Binnenschiff und schwere Lkw ab 7,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht aufgezeigt.

Im Jahr 2014 wurde außerdem eine Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) [dena 2014a] fertiggestellt, die zu den Potenzialen von LNG im Verkehr mit schweren Nutzfahrzeugen und zur Ausgestaltung der politischen Rahmenbedingungen Aussagen trifft.

CNG (Druckerdgas)- und LNG (Flüssigerdgas)-Fahrzeuge sind im Bereich der schweren Lkw in Deutschland bisher kaum vorhanden. Zum 01.01.2014 waren laut Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) knapp über 100 Erdgas-Lkw (inklusive Sattelzugmaschinen) mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 7,5 t oder mehr zugelassen, was weniger als 0,03 % des Bestandes dieser Gewichtsklasse entspricht [KBA 2014]<sup>1</sup>. Anhand des Gesamtbestandes von ca. 16.600 Erdgas-Lkw wird deutlich, dass bisher vor allem leichtere Gewichtsklassen eingesetzt werden. Bisherige Aktivitäten in Deutschland fokussierten dabei stark auf den Einsatz von CNG-Lkw. So setzt die Berliner Stadtreinigung bereits seit 12 Jahren mittlerweile über 120 CNG-Abfallsammelfahrzeuge ein, die insgesamt auf eine Jahresfahrleistung von 5 Mio. Kilometer kommen. Das Unternehmen CWS-boco GmbH verfügt über 285 CNG-Einsatzfahrzeuge im Bereich der Textil- und Waschraumhygiene. Weitere Anwender sind z. B. die Bäckerei Schüren in Nordrhein-Westfalen, sie seit 2006 sukzessive 12 CNG-Lieferfahrzeuge angeschafft hat und damit mehrmals täglich ihre 16 Filialen beliefert, sowie die Spedition HTL GmbH, die einen CNG-Lkw einsetzt. [erdgas mobil 2015c] Nur wenige Nutzer haben bisher schwere Lkw mit LNG erprobt, was u. a. auf die fehlenden Betankungsmöglichkeiten zurückzuführen sein dürfte. Erste Testeinsätze wurden jedoch bereits vom Logistikunternehmen Hellmann durchgeführt [Eurotransport 2013] und aktuell durch die Firma Hoyer gestartet [erdgas mobil 2015b].

Überschaubar ist ebenso die aktuell verfügbare Modellanzahl für Neufahrzeuge. Diese müssen in Deutschland und der Europäischen Union seit 2014 den Emissionsstandard Euro VI erfüllen. Bisher werden nur wenige mit Erdgasmotoren ausgestattete Fahrzeugmodelle angeboten, darunter der IVECO Stralis, der Mercedes Benz Econic, der Renault D Wide CNG und der P340 von SCANIA ([dena 2014a] und eigene Recherchen).

---

<sup>1</sup> Interne Auswertung

In der nun im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie erarbeiteten Studie werden die Chancen und Hemmnisse für eine wirtschaftliche Nutzung von LNG, erweitert auch für CNG (sowie für die damit verbundenen regenerativen Alternativen) für Lkw ab 7,5 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht (zGG) in Deutschland aufgezeigt. Zudem werden dabei weitere nicht rein finanzielle Hemmnisse (z. B. Reichweiten) betrachtet. Darauf aufbauend werden Möglichkeiten zur Überwindung der Hemmnisse dargestellt und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Ein Fachworkshop, der wichtige Interessenvertreter aus den Bereichen Mineralölwirtschaft, Transport- und Speditionsgewerbe sowie Technik (Fahrzeug und Infrastruktur) zusammen brachte, ergänzte die wissenschaftlichen Betrachtungen zu den Chancen und Hemmnissen. Eine weitere wichtige Zielstellung dieser Studie war es, die in der AFID [EU 2014] des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe geforderten Schritte der Mitgliedsstaaten in erste Handlungsempfehlungen umzusetzen.

Im folgenden Kapitel 3 wird die in der vorherigen MKS-Kurzstudie [MKS 10/2014] erarbeitete Umweltbewertung weiterentwickelt. Dabei wird herausgearbeitet, dass die Nutzung eines Anteils von Biomethan oder von synthetisch aus Strom via Elektrolyse von Wasser und Anlagerung von CO<sub>2</sub> gewonnenem Methan notwendig ist, um einen deutlichen Umweltvorteil gegenüber Diesel bei einer Well-to-Wheel (WTW) Bilanzierung zu erreichen.

Kapitel 4 analysiert die Nutzerkosten bei einer Nutzung von CNG und LNG für schwere Lkw auf Grundlage heutiger Kostendaten im Vergleich zum Diesel-Lkw. Außerdem erfolgt eine Projektion zur Entwicklung der Kostenbestandteile Fahrzeugmehrkosten und Kraftstoffkosten bei Lkw bis zu 40 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht mit den sich dabei ergebenden Nutzerkosten bis ins Jahr 2030.

Um den Aufbau einer Infrastruktur zur Betankung von CNG- und LNG-Lkw geht es im Kapitel 5. Es wird der durch die neue EU Richtlinie AFID [EU 2014] abgesteckte Rahmen dargestellt und nach entsprechender Analyse ein Vorschlag abgeleitet, wo erste potenzielle Standorträume für den Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur für LNG und CNG in Deutschland liegen. Dabei wird neben der theoretischen Herangehensweise auch der von Experten vertretene Vorschlag aus dem Fachworkshop im Februar 2015 dargestellt.

Kapitel 6 beschreibt die Entwicklung und die Erfolgsfaktoren in ausgewählten Ländern, in denen bereits CNG und LNG-Lkw eine größere Rolle im Transportmarkt spielen.

Das abschließende Kapitel 7 fasst die Handlungsempfehlungen zur Überwindung bestehender Hemmnisse aus dem Fachworkshop mit Experten vom Februar 2015 sowie die Handlungsempfehlungen der wissenschaftlichen Begleitung der MKS zusammen.

### **3 Umweltbewertung von CNG und LNG in schweren Lkw**

Das folgende Kapitel soll einen Überblick zum technischen Stand und den Treibhausgasemissionen für CNG und LNG im schweren Lkw-Verkehr geben. In bisherigen MKS-Arbeiten wurden die Aspekte Technik und Emissionen bereits untersucht [MKS 10/2014]. In 3.2 sollen die bisherigen Ergebnisse anhand des aktuellen Wissensstands reflektiert und soweit erforderlich ergänzt werden.

Aufgrund der Komplexität der Erfassung und Analyse der Kraftstoffbereitstellungs- und Antriebskombinationen wird nachfolgend ein erläuterndes Kapitel vorangestellt.

#### **3.1 Grundlegende Erläuterungen zur Umweltbewertung**

Die Bewertung von Kraftstoff- und Antriebskombinationen im Straßenverkehr ist komplex und erläuterungsbedürftig, insbesondere was die Vergleichbarkeit von fossilen Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren (Benzin, Diesel, Erdgas, Wasserstoff) mit Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energiequellen in Energiewandlern verschiedenster Art angeht (thermische Wandlung von z. B. Biokraftstoffen oder synthetischen Kraftstoffen wie EE-Methan oder EE-Diesel in Verbrennungsmotoren, elektrische Speicherung in Batterien bzw. elektrochemische Wandlung von Wasserstoff in Brennstoffzellen und Nutzung in effizienten Elektromotoren).

Bei der Bewertung der Treibhausgasemissionen spielt bei fossilen Kraftstoffen neben der Gewinnungs- und Veredelungsmethode und der Wandlungseffizienz auch der Kohlenstoffgehalt des Kraftstoffes eine wichtige Rolle. Außerdem ist die Art und Weise der Erzeugung und Umwandlung sowie die Lage dieser Schritte im Pfad von der Erzeugung bis zur schlussendlichen Nutzung relevant bei der Wahl der analytischen Betrachtung.

Eine weitere Betrachtungsweise bezieht den Endenergieaufwand mit ein, welcher erforderlich ist, um ein Fahrzeug anzutreiben. Hier ist der Elektroantrieb durch geringe Leitungsverluste und Elektromotoren mit einem Wirkungsgrad von 90 % und höher den Verbrennungskraftmaschinen mit Wirkungsgraden von 40 % (Diesel) und weniger (Gas und Benzin im Ottomotor) überlegen. Beim Primärenergieverbrauch werden zusätzlich die Energieverluste zur Herstellung des Kraftstoffes bzw. Strom mit eingerechnet.

Typischerweise betrachtet man im Rahmen einer vollständigen energetischen, klimagas- und schadstoffbezogenen Analyse drei Stufen:

- die Analyse von der Quelle bis zum Tank (Well-to-Tank: WTT)
- die Analyse vom Tank bis zum Rad (Tank-to-Wheel: TTW)
- die Gesamtanalyse von der Quelle bis zum Rad (Well-to-Wheel: WTW)

Am Beispiel von LNG und CNG in Lkw können sich potenziell folgende Sichtweisen ergeben:

- TTW: geringere THG-Emissionen als beim Dieselmotor trotz schlechteren Umwandlungswirkungsgrads des Ottoerdgasmotors aufgrund der deutlich geringeren THG-Emissionen bei der Verbrennung von Erdgas i.V. zu Diesel (ca. – 25 %); bezogen auf den Energieaufwand von Gas, Benzin und Diesel ist der Dieselmotor aufgrund seines höheren Wirkungsgrades Ottomotoren überlegen, die mit Gas bzw. Benzin betrieben werden,
- WTT: bei CNG fast 10 % niedrigere und bei LNG-Import bis über 30 % höhere Energieaufwände und THG-Emissionen in der Bereitstellung im Vergleich zu Diesel,
- WTW: bei LNG teils höhere Energieaufwände, bei CNG teils höhere (Abbildung 3-3) bis fast gleiche (Abbildung 3-4) Energieaufwände im Vergleich zu Diesel. Bei LNG etwas höhere (Jahr 2015, Abbildung 3-5) bis etwas niedrigere (Jahr 2030, Abbildung 3-6) THG-Emissionen bzw. bei CNG etwas (Jahr 2015) bis sichtbar (Jahr 2030) geringere THG-Emissionen.

Für eine Gesamtbewertung und Einordnung eines Kraftstoff- und Antriebskonzeptes hinsichtlich Primärenergieeinsatz und THG-Emissionen ist allein eine vollumfängliche Analyse nach dem WTW-Ansatz zielführend. Diese Parameter werden daher in den folgenden Kapiteln verstärkt untersucht.

Ein weiterer Aspekt sind jedoch auch die Schadstoff- und Motorschallemissionen (Lärmemissionen), welche im Folgenden nur am Rande betrachtet werden. Hierbei ist neben der Emission auch der Immissionseffekt wichtig, der in städtischen Räumen deutlich höhere Schadenswirkungen haben kann als in der Fläche. Hier kann eine Zusatzbewertung mit der TTW-Analyse zusätzliche Hinweise auf zu präferierende Antriebskonzepte liefern, wie z. B. leise elektrische Nullemissionsantriebe (Batterie, Brennstoffzelle) und übergangsweise Erdgasantrieben. Zwar sind bei den heutigen Neufahrzeugen im Lkw-Bereich aufgrund des Euro VI-Standards die Schadstoffemissionen unabhängig vom Antrieb sehr gering. Aktuelle Gasmotoren können diese jedoch deutlich unterschreiten<sup>2</sup> (NOx um Minus 53-75 %, Partikel um Minus 78-95 %) ohne, dass wie beim Dieselantrieb aufwendige Abgasnachbehandlungssysteme, wie Partikelfilter oder SCR (Selective Catalytic Reduction), eingesetzt werden müssen [GNF 2013], [Hendrickx 2015].

### **3.2 Bisherige Ergebnisse der MKS und offene Fragen**

Den Ergebnissen bisheriger MKS-Arbeiten zufolge ist mit LNG-Fahrzeugen das „Potenzial zur Senkung der absoluten THG-Emissionen gering und nur mit EE-Methan möglich“ [MKS

---

<sup>2</sup> Interne Messdaten eines IVECO Stralis Hi-Road LNG im WHTC-Typprüfzyklus

10/2014]. Hierfür wurden die Treibhausgasemissionen eines schweren Sattelzugs (N3 Nutzfahrzeug) mit LNG-Antrieb mit einem entsprechende Dieselfahrzeug Well-to-Wheel dargestellt, wobei Biomethan nicht mit betrachtet wurde. Der Vergleich für Stadtbusse, der neben EE-Methan auch Biomethan betrachtete [MKS 07/2013], zeigt, dass mit Biomethan bereits heute und auch 2030 signifikante THG-Reduktionen erreicht werden können (siehe Tabelle 3-1).

**Tabelle 3-1: Ergebnis bisheriger MKS-Studien zu den THG-Emissionen Well-to-Wheel**

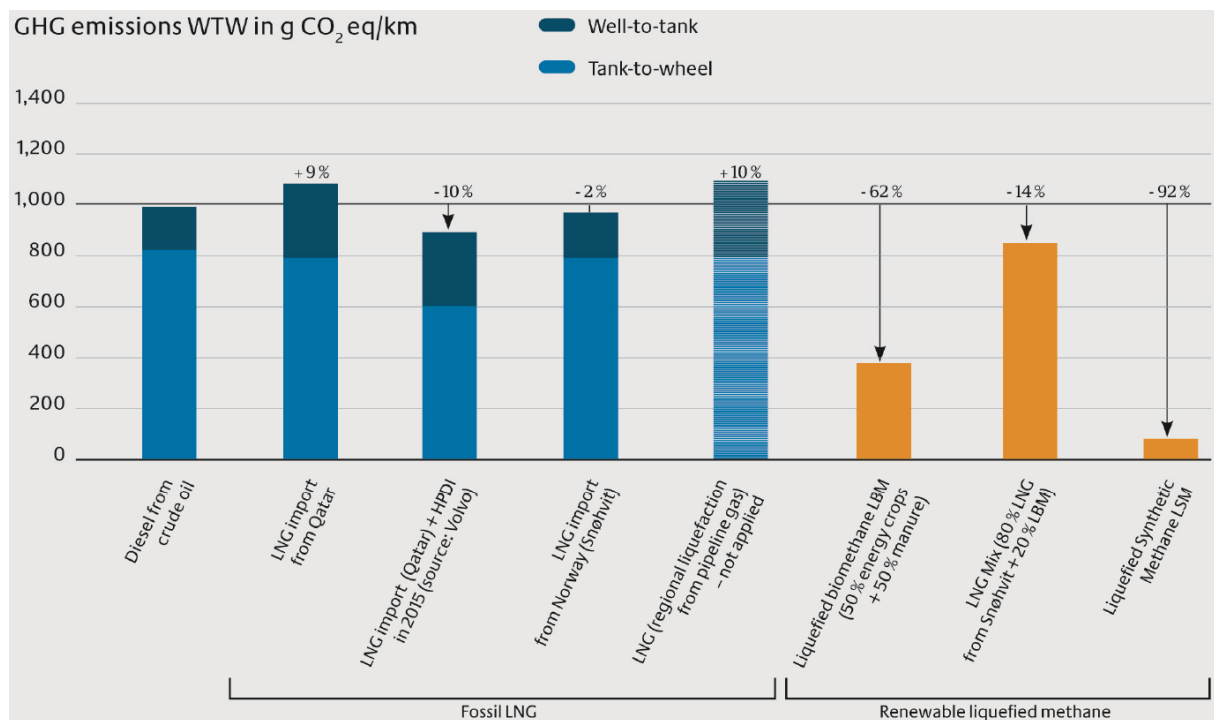
<b>Kraftstoff – Bereitstellung LNG- und Diesel-Sattelzuges (N3-Klasse)</b>	<b>2013</b>	<b>2030</b>
Diesel – Rohöl	993 g CO <sub>2</sub> -Äqu./km	768 g CO <sub>2</sub> -Äqu./km
LNG – Erdgas* (Differenz zu Diesel)	1.097 g CO <sub>2</sub> -Äqu./km (+ 11 %)	744 g CO <sub>2</sub> -Äqu./km (- 2,4 %)
LNG – EE-Methan (Differenz zu Diesel)		58 g CO <sub>2</sub> -Äqu./km (- 93 %)
<b>Kraftstoff – Bereitstellung Stadtbus</b>	<b>2012</b>	<b>2030</b>
Diesel – Rohöl	1.090 CO <sub>2</sub> -Äqu./km	870 CO <sub>2</sub> -Äqu./km
CNG – Erdgas (Differenz zu Diesel)	1.165 CO <sub>2</sub> -Äqu./km (+ 7 %)	800 CO <sub>2</sub> -Äqu./km (- 8 %)
CNG – Biomethan (Differenz zu Diesel)	470-630 CO <sub>2</sub> -Äqu./km (- 57 % bis - 42 %)	105-240 CO <sub>2</sub> -Äqu./km (- 88 bis - 74 %)
CNG – EE-Methan (Differenz zu Diesel)		30 CO <sub>2</sub> -Äqu./km (- 98 %)

\* Mittelwert für Import per Seeschiff aus Katar und Pipelinetransport aus Russland mit Verflüssigung vor Ort (Quelle: [MKS 10/2014], [MKS 07/2013])

Ein THG-Vorteil von LNG gegenüber Diesel wurde nur bei „zukünftigen“ Fahrzeugen unterstellt. Zentrale Annahme hierfür ist, dass der Kraftstoffverbrauch der LNG-Fahrzeuge künftig stärker reduziert werden kann als der von Diesel-Fahrzeugen, da aufgrund des derzeitigen Entwicklungsstandes bei Erdgasmotoren noch höhere Effizienzverbesserungen im Vergleich zum Dieselmotor zu erwarten sind. Da der Lkw-Verkehr in den bisherigen Studien und Kurzstudien der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie nur im Kontext des gesamten Straßenverkehrs dargestellt wurde, sollen die Datengrundlagen in dieser Studie aktualisiert und ergänzt werden.

Eine mögliche Bandbreite für die THG-Emissionen verdeutlicht eine Studie der dena (siehe Abbildung 3-1). Die THG-Emissionen eines LNG-Lkw sind demnach höher als die eines Diesellkw, wenn ein heutiger Lkw mit fossilem LNG aus Katar (+ 9 %) betrieben wird. Bei zukünftig vom Hersteller Volvo angekündigten LNG-Fahrzeugen mit Hochdruckdirekteinspritz-

zung (HPDI – High Pressure Direct Injection) entstehen 10 % geringere THG-Emissionen als bei Dieselfahrzeugen. Die Reduktion wirkt dann vor allem Tank-to-Wheel, also unabhängig von der Kraftstoffbereitstellung. Doch auch bei den aktuellen Fahrzeugen können geringere bis sehr geringe THG-Emissionen gegenüber fossilem Diesel entstehen, wenn z. B. fossiles Erdgas aus der Nordsee (- 2 %) oder erneuerbare Kraftstoffe wie verflüssigtes Biomethan (hier „LBM“) oder synthetisches Methan („LSM“) eingesetzt werden. Diese Reduktionen sind dann ausschließlich über die Kraftstoffvorkette „Well-to-Tank“ realisierbar.



**Abbildung 3-1: „Treibhausgasemissionen ‚Well-to-Wheel‘ relevanter Bereitstellungspfade (Diesel mit erneuerbarer Beimischung dargestellt; berücksichtigte Treibhausgase: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O“ (Quelle: [dena 2014a])**

Die Ergebnisse aus [dena 2014a] zeigen damit zwar eine höhere Bandbreite als in der MKS-Studie [MKS 10/2014]. Die grundsätzliche Tendenz ist jedoch eine ähnliche, wenn typische Bereitstellungspfade, z. B. das derzeit genutzte LNG aus Katar, betrachtet werden.

Um die Klimawirkung von CNG- und LNG-Fahrzeugen im schweren Lkw-Verkehr zu bewerten, sind aus Sicht der Autoren daher folgende, zusätzliche Fragen zu vertiefen:

- Welche erneuerbaren Bereitstellungspfade sind für Dieseldieselkraftstoff zu berücksichtigen?
- Wie hoch sind der Primärenergieaufwand und die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung der verschiedenen fossilen und erneuerbaren Pfade?
- Welchen Kraftstoffverbrauch haben CNG- und LNG-Fahrzeuge aktuell und welche Reduktionspotenziale können zukünftig erwartet werden?

Die Fragen werden im Rahmen der folgenden Kapitel beantwortet.

### **3.3 Vergleich von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen**

#### **3.3.1 Kraftstoffbereitstellung (WTT)**

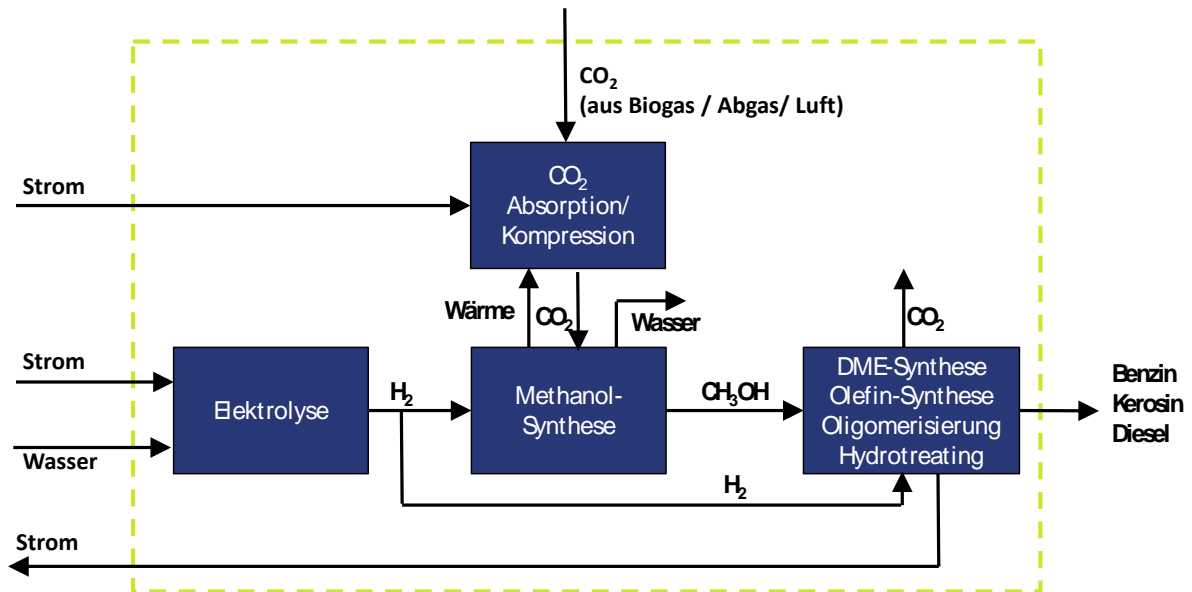
Der Energieeinsatz und die Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ werden für die folgenden Kraftstoffe berechnet und im Vergleich einander gegenübergestellt:

- Konventioneller Diesel aus Rohöl
- Biodiesel (FAME)
- EE-Diesel
- Konventionelles LNG
- Verflüssigtes Biomethan (Bio-LNG)
- Verflüssigtes EE-Methan
- Konventionelles CNG
- Komprimiertes Biomethan (Bio-CNG)
- Komprimiertes EE-Methan

Der Energieeinsatz und die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung und Nutzung von Dieseldieselkraftstoff aus konventionellem Rohöl wurden aus [JEC 2014] entnommen. Daneben wurde der Einsatz von unkonventionellem Rohöl (synthetisches Rohöl aus Teersanden in Kanada und synthetisches Rohöl aus Ölschiefer über den Galoter-Prozess in Estland) für die Bereitstellung von Dieseldieselkraftstoff betrachtet.

Synthetischer Dieseldieselkraftstoff aus erneuerbarem Strom („EE-PtL“) wird über die Produktion von Wasserstoff über Wasserelektrolyse und Synthese von Methanol mit CO<sub>2</sub> sowie Weiterverarbeitung des Methanols zu Benzin, Kerosin und Diesel erzeugt (siehe Abbildung 3-2). Dabei werden unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Quellen betrachtet (CO<sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung, CO<sub>2</sub> aus Rauchgas von Holzheizkraftwerken und CO<sub>2</sub> aus Luft).

Für die Bereitstellung von EE-PtL wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in der Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr – Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger“ im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie [MKS 03/2015].



**Abbildung 3-2: Produktion von synthetischen flüssigen Kohlenwasserstoffen mit erneuerbarem Strom (Quelle: Eigene Darstellung)**

Für Biodiesel wurde auf Basis derselben Vorgängerstudie eine beispielhafte spezifische THG-Emission zugrunde gelegt: die 37 g CO<sub>2</sub>-Äqu./MJ bilden einen Biodiesel (FAME – Fatty Acid Methyl Ester) aus Raps ab [MKS 03/2015]. Bedingt durch entsprechende Rahmenbedingungen wie Steuerbegünstigung für reine Biokraftstoffe, wurden Biodiesel und Pflanzenöl aus Raps in Deutschland bereits in großen Mengen, auch in schweren Lkw, eingesetzt (2007: 1,9 Mio. t Biodiesel als Reinkraftstoff [BAFA]). Bis 2030 ist mit einer weiteren Minimierung der spezifischen THG-Emissionen von Biokraftstoffen zu rechnen, nicht zuletzt aufgrund der entsprechenden Anreize durch die Umstellung von einer energetischen Biokraftstoffquote auf eine zur THG-Vermeidung ab 2015 in Deutschland. Für das Jahr 2030 wird daher von THG-Emissionen im unteren Bereich der Bandbreite aktueller Werte ausgegangen (29 g CO<sub>2</sub>-Äqu./MJ).

Für LNG aus Import wurde analog zu [MKS 10/2014] angenommen, dass das LNG aus Katar nach Zeebrugge in Belgien über eine Entfernung von etwa 13.300 Kilometer (einfach) transportiert wird. Von dort wird es mit Lkw über eine Transportentfernung von 500 Kilometer zu den Tankstellen transportiert.

Die Produktion von synthetischem Methan aus Strom erfolgt über die Produktion von Wasserstoff über Wasserelektrolyse und Methanisierung mit CO<sub>2</sub>. Dabei werden wie bei EE-PtL unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Quellen betrachtet. Das synthetische Methan wird über das Erdgasnetz zu den Tankstellen transportiert, wo es verflüssigt wird. Für die Bereitstellung von EE-LNG wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in der Studie „LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen – Aktualisierung auf Verkehrsprognose 2030“ im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie [MKS 10/2014].



Für CNG aus Erdgas wurde analog zu [JEC 2014] angenommen, dass das Erdgas durch eine Pipeline über eine Entfernung von 4.000 Kilometer von den Erdgasfeldern nach Europa transportiert wird. Die mittlere Entfernung für die Verteilung von Erdgas über das Hochdruckpipelinennetz wurde mit 500 Kilometer sowie weiterhin mit 10 Kilometer für die Erdgasverteilung über das lokale Pipelinennetz angenommen.

Die Bereitstellung von EE-CNG basieren auf den gleichen Annahmen wie in der Studie „Power-to-Gas (PtG) im Verkehr“ im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) [MKS 05/2014].

Tabelle 3-2 und Tabelle 3-3 zeigen die Emission von Treibhausgasen aus der Bereitstellung und Nutzung (Verbrennung) verschiedener Kraftstoffalternativen im Vergleich zu Dieselmotorkraftstoff aus Rohöl für den Zeithorizont 2015 bzw. 2030.

Aufgrund des hohen volumetrischen Energieinhaltes von Erdöl ist dieses mit deutlich geringeren THG-Emissionen zu transportieren als Erdgas, das pro Volumen auch in verdichtetem oder tiefgekühlt flüssigem Zustand eine deutlich geringere Energiedichte hat. Die energetischen Aufwendungen für die Verflüssigung von Erdgas und den LNG-Transport und die damit verbundenen THG-Emissionen sind höher als beim Pipelinetransport von Erdgas. Trotz des geringeren spezifischen Kohlenstoffgehalts von Gas gegenüber Öl kann LNG über die Bereitstellungskette diesen Vorteil nicht ausspielen und hat höhere Bereitstellungs-THG-Emissionen als Öl oder durch Pipeline angeliefertes Erdgas.

Wird Kraftstoff aus erneuerbarem Strom eingesetzt, ergeben sich für alle Varianten sehr niedrige Treibhausgasemissionen. Die geringfügigen THG-Emissionen entstehen durch den Strombedarf bei der Verflüssigung an der Tankstelle und dem Betrieb der Tankstelle (Komprimierung im Fall von CNG), der durch Strom aus dem Strommix Deutschland gedeckt wird.

Für Bio-LNG und Bio-CNG ergeben sich für den Zeithorizont 2015 Treibhausgasemissionen, die inklusive Verbrennung 46 % (Bio-LNG) bzw. 43 % (Bio-CNG) niedriger sind als bei der fossilen Kraftstoffalternative. 2030 erreichen sie sogar Reduktionen von 64 % bei Bio-LNG und 63 % bei Bio-CNG.

**Tabelle 3-2: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von verschiedenen Kraftstoffalternativen pro Energiegehalt im Vergleich zu Dieselkraftstoff aus Rohöl für den Zeithorizont 2015 in g CO<sub>2</sub>-Äqu./MJ**

	Flüssige Kraftstoffe			LNG			CNG		
	Diesel aus Rohöl	Biodiesel (FAME)	EE-PTL	LNG-Import*	Bio-LNG	EE-LNG	CNG (Erdgas)	Bio-CNG	EE-CNG
Rohölförderung	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rohöltransport	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Raffinerie	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgasförderung-, aufbereitung	0,0	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0
Erdgastransport über Pipeline	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,7	0,0	0,0
H <sub>2</sub> -Bereitstellung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Synthese, Methanisierung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lokales Erdgasnetz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,8	0,8
Bereitstellung Biodiesel/ Biomethan	0,0	37**	0,0	0,0	36,6	0,0	0,0	36,6	0,0
CH <sub>4</sub> -Verflüssigung	0,0	0,0	0,0	5,6	4,0	4,0	0,0	0,0	0,0
Transport nach EU	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kraftstoffverteilung	0,6	-	0,7	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tankstelle	0,5	-	0,5	0,0	0,0	0,0	1,6	1,6	1,6
<b>Summe „Well-to-Tank“</b>	<b>15,3</b>	<b>37</b>	<b>1,2</b>	<b>20,8</b>	<b>40,6</b>	<b>4,0</b>	<b>13,9</b>	<b>39,0</b>	<b>2,4</b>
Diesel aus Teersand (WTT)	32,0								
Diesel aus Ölschiefer (WTT)	67,7								
Verbrennung Kraftstoff (TTW)	73,2	0,0	0,0*	55,0	0,0*	0,0*	55,1	0,0*	0,0*

\* Verbrennung CO<sub>2</sub>-neutral | \*\* enthält Distribution, d.h. Kraftstoffverteilung und Tankstelle

**Tabelle 3-3: Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung von verschiedenen Kraftstoffalternativen pro Energiegehalt im Vergleich zu Dieselmotorkraftstoff aus Rohöl für den Zeithorizont 2030 in g CO<sub>2</sub>-Äqu./MJ**

	Flüssige Kraftstoffe			LNG			CNG		
	Diesel aus Rohöl	Biodiesel (FAME)	EE-PTL	LNG-Import*	Bio-LNG	EE-LNG	CNG (Erdgas)	Bio-CNG	EE-CNG
Rohölförderung	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rohöltransport	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Raffinerie	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgasförderung, -aufbereitung	0,0	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0	4,1	0,0	0,0
Erdgastransport über Pipeline	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,7	0,0	0,0
H <sub>2</sub> -Bereitstellung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Synthese, Methanisierung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lokales Erdgasnetz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,8
Bereitstellung Biodiesel/ Biomethan	0,0	29**	0,0	0,0	23,6	0,0	0,0	23,6	0,0
CH <sub>4</sub> -Verflüssigung	0,0	0,0	0,0	5,6	4,0	4,0	0,0	0,0	0,0
Transport nach EU	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kraftstoffverteilung	0,6	-	0,7	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tankstelle	0,5	-	0,5	0,0	0,0	0,0	1,6	1,6	1,6
<b>Summe „Well-to-Tank“</b>	<b>15,3</b>	<b>29</b>	<b>1,2</b>	<b>20,8</b>	<b>27,6</b>	<b>4,0</b>	<b>13,9</b>	<b>25,2</b>	<b>2,4</b>
Diesel aus Teersand (WTT)	32,0								
Diesel aus Ölschiefer (WTT)	67,7								
Verbrennung Kraftstoff (TTW)	73,2	0,0	0,0*	55,0	0,0*	0,0*	55,1	0,0*	0,0*

\* Verbrennung CO<sub>2</sub>-neutral | \*\* enthält Distribution, d.h. Kraftstoffverteilung und Tankstelle

### 3.3.2 Fahrzeugnutzung (Betrachtung TTW)

#### 3.3.2.1 Einflussfaktor Kraftstoffverbrauch

Der spezifische Kraftstoffverbrauch stellt den Haupteinflussfaktor für den Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen dar, sowohl bei der Betrachtungsperspektive Tank-to-Wheel (TTW) als auch Well-to-Wheel (WTW). Ergänzend zu den Arbeiten in [MKS 10/2014] wurden daher Verbrauchsdaten aus aktuellen Studien mit Praxiswerten verglichen.

Prinzipiell kann CNG und LNG in verschiedenen Motorenkonzepten genutzt werden, wie die folgende Übersicht verdeutlicht (Tabelle 3-4). Derzeit werden jedoch für den europäischen Markt ausschließlich Lkw-Modelle mit stöchiometrischen Monofuel-Ottomotoren mit 3-Wege-Katalysatoren angeboten, die Euro VI erfüllen. Hierfür werden vor allem die Anforderungen zur Einhaltung der Euro VI-Emissionsgrenzwerte als Ursache angesehen. Nach Einschätzung von Daimler ist in den nächsten Jahren ein verstärkter Einsatz von Ottomotoren mit stöchiometrisch oder lean-burn arbeitenden Verbrennungsverfahren in Gas-Lkw zu erwarten [Daimler 2015].

Soll ein Mischbetrieb von Gas (Erdgas oder Methangas) mit Dieselmotoren (Dual-Fuel) möglich sein, besteht die Herausforderung darin, einerseits den Methangrenzwert (im Zusammenhang mit dem Methanschlepp bei der Verbrennung) und andererseits die NO<sub>x</sub>- und Partikelemissionen unterhalb der Euro VI-Grenzwerte durch eine aufwendige Abgasnachbehandlung zu realisieren. Dies wäre die Voraussetzung, um den potenziellen Vorteil von Dual-Fuel- und von HPDI-Motoren – eine höhere Motorleistung und höhere Kraftstoffeffizienz – also die Vorteile eines Dieselmotors weiter zu erhalten. Laut [Westport 2015a] haben moderne HPDI-Motoren einen um 15-20 % geringeren Kraftstoffverbrauch als Ottomotoren und sind daher ähnlich effizient wie reine Dieselmotoren, können jedoch nicht mehr als Monofuel-Ottomotoren mit 100 % Diesel oder mit 100 % Erdgas/Methan betrieben werden.

**Tabelle 3-4: Übersicht zu Motorenkonzepten und deren technischen Eigenschaften**

	<b>Monofuel – Stöchiometrisch (<math>\lambda=1</math>)</b>	<b>Monofuel – Magerbetrieb (<math>\lambda&gt;1</math>)</b>	<b>Dual-Fuel</b>	<b>HPDI (High Pressure Direct Injection)</b>
<b>Zündung</b>	Fremdzündung		Kompressionszündung mit Diesel	
<b>Substitution mit Erdgas und Be- triebsweise</b>	100 % (reiner Gasbetrieb)		< 70 % (kein reiner Gasbe- trieb möglich)	< 95 % (kein reiner Diesel- oder Gasbetrieb möglich)
<b>Motorleistung</b>	Heute ca. 340 PS Bis 2030 >400 PS möglich		>450 PS möglich	
<b>Abgasminderung Euro VI</b>	3-Wege- Katalysator	SCR	SCR + DPF	SCR + DPF
<b>Schadstoff-/ Schallemission (Lärm)</b>	PM, NOx: mindestens -50 % gegenüber Diesel Euro VI; Motorschall ca. -10 % gegenüber Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Heute: keine Ein- haltung Euro VI; Motorschall wie Diesel	zulassungsfähig („designed to meet“) Euro VI und EPA 2014; Motorschall wie Diesel
<b>Primärenergie (WTW)</b>	Heute: CNG +20 % , LNG +28% 2030: CNG +7 % , LNG +14 % gegenüber Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Euro V wie Diesel, keine Daten für Euro VI vorhanden	Heute: keine Daten vorhanden 2030: CNG -3 % , LNG +3 % gegen- über Diesel
<b>Endenergiebedarf (TTW)</b>	Heute +24 % , 2030 +10 % gegenüber Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Euro V wie Diesel, keine Daten für Euro VI vorhanden	wie Diesel
<b>THG-Emissionen (WTW) pro km</b>	Heute: CNG -2 % , LNG +7 % ; 2030 CNG -13 % , LNG -5 % gegenüber Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Heute (Euro V): CNG bis -25 % , LNG bis +5 % gegenüber Diesel 2030 unverändert zu heute	Heute: keine Daten vorhanden 2030: CNG: -19 % , LNG: -11 % gegen- über Diesel
<b>THG-Emissionen (TTW) pro km</b>	Heute: -5 % 2030: -16 % gegen- über Diesel	Konkrete Zahlen nicht vorhanden	Nicht zulassungs- fähig, daher nicht weiter verfolgt	Heute: keine Daten vorhanden 2030: -21 % gegen- über Diesel
<b>Entwicklungs- stand</b>	Ausgereift, bereits im Einsatz	Herausfordernd	Euro V ausgereift Euro VI in Entwick- lung	in Erprobung

Quellen: [Daimler AG 2014, 2015], [Westport 2015a,b], [dena 2014a] und eigene Berechnungen.  
 Erläuterung:  $\lambda$  (Lamda) = Verbrennungsluftverhältnis, das die beim Verbrennungsprozess verfügbare  
 Luftmasse im Verhältnis zur für eine vollständige Verbrennung nötige Luftmasse beschreibt ( $\lambda > 1$  =  
 Magerbetrieb = Luftüberschuss)

Die derzeit in Deutschland verfügbaren CNG- und LNG-Fahrzeuge haben in der Regel einen  
 deutlich geringeren Motorenwirkungsgrad als Dieselfahrzeuge, weshalb ihr energetischer

Kraftstoffverbrauch um ca. 10-30 % höher liegen kann (siehe Tabelle 3-5). Die Verbrauchsunterschiede zwischen Diesel- und Gasfahrzeugen hängen neben der Fahrzeugtechnik auch vom realen Einsatz- und Fahrprofil ab, welches aus den Angaben einzelner Fahrzeugbetreiber nicht immer im Detail nachvollziehbar ist. Diese Faktoren werden jedoch im Simulationsmodell VECTO, welches im Auftrag der EU-Kommission und in Zusammenarbeit mit der Fahrzeugindustrie entwickelt wurde, berücksichtigt [IFEU/TU Graz 2015]. Der mit VECTO ermittelte Mehrverbrauch für einen 40 t-Sattelzug spiegelt mit 18-20 % die Größenordnung einiger Betreiberangaben wieder (siehe Tabelle 3-5). Bei dem die Studie begleitenden Fachworkshop „LNG und CNG im Lkw: Eine wirtschaftliche und umweltfreundliche Option für den zukünftigen Transportsektor?“ wurde ein Praxisbeispiel mit einem deutlich höheren Mehrverbrauch gegenüber solchen mit Dieselmotoren präsentiert. Diese CNG-Müllsammel-fahrzeuge der Berliner Stadtreinigung (BSR) weisen einen hohen Leerlauf-/Teillastanteil beim täglichen Fahrbetrieb zum Sammeln des Mülls auf und dürften damit nicht repräsentativ bzw. kaum vergleichbar mit einem durchschnittlichen Einsatzprofil von Sattelzugmaschinen sein. Dieses Praxisbeispiel zeigt jedoch, dass sich der Einsatz von CNG-Lkw aus Umweltsicht trotz Mehrverbrauch lohnen kann, wenn Biomethan als Kraftstoff eingesetzt wird und die Stickoxid- und Geräuschemissionen in Städten insgesamt durch CNG-Lkw reduziert werden können (siehe [Schwanke 2015]).

Die Fahrzeuggrößenklasse hat keinen sichtbaren Einfluss auf den Mehrverbrauch von Gasfahrzeugen mit Ottomotoren gegenüber Dieselfahrzeugen: nach [IFEU/TU Graz 2015] wird z.B. sowohl für LNG-Sattelzugmaschinen mit 40 t als auch CNG-Verteiler-Lkw mit 12 t ein Mehrverbrauch von +18 % gegenüber Diesel angenommen, nach [MKS 07/2013] wird für CNG-Pkw ebenfalls ein Mehrverbrauch von +20 % gegenüber Diesel angesetzt.

**Tabelle 3-5: Unterschied im Kraftstoffverbrauch von Fahrzeugen mit CNG/LNG gegenüber Dieselantrieb**

Quelle	Art der Daten, Einsatzprofil	Fahrzeugtyp, Motor	Verfügbarkeit Fahrzeug in Deutschland	Diff. Verbrauch (MJ/km) Gas/Diesel
[IFEU/TU Graz 2015]	Simulation mit VECTO-Modell, Fern-/Verteilerverkehr	LNG-Sattelzug 40t, Ottomotor Euro VI CNG-Verteiler-Lkw 12t, Ottomotor Euro VI	heute	+ 18-20 % 18 %
[Hendricks 2015] & interne Informationen	Betreiberangaben, Regionaler Verteilerverkehr	LNG-Sattelzug, Ottomotor EEV LNG-Sattelzug, Ottomotor Euro VI	Bis 2013 heute	+ 24 %* + 10-21 %*,**
[Schwanke 2015]	Betreiberangaben, Entsorgungsfahrzeug Stadtverkehr	CNG-Sattelzug, Ottomotor, Mittelwert Fuhrpark	Bis 2013	+ 33 %*
[Güterverkehr 2012]	Testfahrt, vorwiegend Autobahn	CNG-Sattelzug (Scania P310), Otto-Motor Euro V/EEV	Bis 2013	+ 26 %*
MKS [MKS 10/2014]	Annahme basierend auf Betreiberangaben	LNG-Sattelzug, Ottomotor Euro VI	Heute (2013)	+ 27 %
MKS [MKS 10/2014]	Annahme basierend auf Betreiberangaben	LNG-Sattelzug, Mischwert Otto-/Dual-Fuel Motor-/Euro VI	Annahme 2030	+ 15 %

\* umgerechnet mit folgenden Heizwerten: Diesel 43,2 MJ/kg, LNG: 49,2 MJ/kg [JEC 2014]; CNG: 49,3 MJ/kg (Angabe BSR); \*\* bedingt durch Bandbreite LNG-Verbrauch bei IVECO Stralis

Die zukünftigen Entwicklungspotenziale bei Gasmotoren und Lkw insgesamt sind aktuell noch Gegenstand von Forschung und Entwicklung. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der spezifische Kraftstoffverbrauch sowohl bei Diesel- als auch Gasfahrzeugen weiter reduziert werden kann. Nach [IFEU/TU Graz 2015] sind Reduktionen von bis zu ca. 20 % gegenüber heutigen Euro VI-Fahrzeugen möglich, wobei neben Veränderungen am Antriebsstrang vor allem technische Maßnahmen am Fahrzeug (z. B. Aerodynamik, Reifen, etc.) zu einer Verringerung des Kraftstoffbedarfs beitragen können.

Der Hersteller Volvo hat bisher als einziger Hersteller die Entwicklung eines Euro VI-Lkw mit HPDI Motor angekündigt, hat jedoch die Ankündigung mittlerweile wieder zurückgezogen<sup>3</sup>.

Westport und Daimler [Westport 2015b] hingegen haben im ersten Halbjahr 2015 in Nordamerika ein Programm abgeschlossen, in welchem sie die HPDI-Einblastechnologie für einen Daimlermotor für Schwerlastkraftwagen entwickelt und ausgewertet haben. Der Motor

<sup>3</sup> <http://www.fleetsandfuels.com/fuels/ngvs/2014/10/volvo-throttles-back-on-alt-fuels/> Aufruf am 10.03.2015

soll die Leistung und Kraftstoffökonomie eines Diesels bei über 90% Erdgassubstitution haben und auf EPA2014 oder Euro VI zertifiziert werden können.

Im Fachworkshop bestätigten einige Fahrzeughersteller, dass derzeit an dieselähnlichen Gasmotoren geforscht würde. Konkrete Informationen zum Entwicklungsstand und möglichen Markteintritt konnten jedoch nicht gegeben werden. Damit ergibt sich eine große Bandbreite für den energetischen Mehrverbrauch von zukünftigen CNG- und LNG- gegenüber Dieselfahrzeugen.

### 3.3.2.2 Annahmen für heutige und zukünftige THG-Emissionen

Tabelle 3-6 zeigt die getroffenen Annahmen zum Kraftstoffverbrauch (TTW) und den Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasemissionen für einen Sattelzug mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 Tonnen. Die Annahmen werden zum Vergleich der Treibhausgasemissionen WTW bei fossilen und verschiedenen erneuerbaren Breitstellungspfade für Diesel, CNG- und LNG-Fahrzeuge verwendet.

**Tabelle 3-6: Kraftstoffverbrauch und Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasemissionen für einen Sattelzug mit einem maximal zGG von 40 t**

		Diesel-Fahrzeug		LNG-/CNG-Fahrzeug	
		2015	2030	2015	2030
<b>Zeithorizont</b>		2015	2030	2015	2030
<b>Kraftstoffverbrauch</b>	l/(100 km)	31	25		
	MJ/km (Differenz zu Diesel)	11,1	8,8	13,8 (+24 %)	9,7 (+10 %)
<b>Emissionen</b>	g CH <sub>4</sub> /km	0,0031	0,0024	0,5933	0,4168
	g N <sub>2</sub> O/km	0,0434	0,0343	0,0413	0,0290

Die Verbrauchswerte der Dieselfahrzeuge wurden aus [MKS 03/2015] entnommen. Für die CNG und LNG-Fahrzeuge wird angenommen, dass der energetische Mehrverbrauch heute bei 24 % liegt und zukünftig auf 10 % reduziert werden kann. Hierbei werden die zu erwartenden Verbesserungspotenziale für reine Gasmotoren (stöchiometrisch und lean-burn) im Jahr 2030 nach Einschätzung von Daimler angenommen [Daimler 2015].

Die Emissionen wurden aus [IPCC 2006] und den Grenzwerten für die Emission von Kohlenwasserstoffen nach Euro VI abgeleitet. Der Grenzwert für unverbrannte Kohlenwasserstoffe beträgt bei Dieselmotoren 0,16 g pro Kilowattstunde mechanische Arbeit. Nach [IPCC 2006] beträgt der Methananteil an den gesamten unverbrannten Kohlenwasserstoffen 1,6 %. Die N<sub>2</sub>O-Emissionen betragen nach [IPCC 2006] etwa 0,0039 g pro MJ verbranntem Dieselmotorkraftstoff. Bei mit gasförmigen Kraftstoffen betriebenen Ottomotoren existiert nach Euro VI für die Methanemissionen ein Grenzwert von 0,5 g pro Kilowattstunde mechanische Arbeit.



Die N<sub>2</sub>O-Emissionen betragen nach [IPCC 2006] etwa 0,0030 g pro MJ verbranntes Gas.

Über den Wirkungsgrad des Motors (Annahme: Dieselmotor 39 % und Ottomotor 31 %) wurden die pro Kilowattstunde mechanische Arbeit angegebenen CH<sub>4</sub>-Emissionen auf einen Wert pro Energieeinheit Kraftstoff für 2015 umgerechnet und dann über den Kraftstoffverbrauch auf einen Wert pro gefahrenem Kilometer bezogen.

### 3.3.3 Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen (WTW)

Für konventionellen Dieselmotor, Biodiesel und Dieselmotor über Power-to-Liquid (PtL) wird ein Lkw mit Dieselmotor eingesetzt, sowie für LNG und CNG ein Lkw mit Gasmotor (Ottomotor).

Sehr hohe Treibhausgasemissionen ergeben sich beim Einsatz von unkonventionellem Rohöl für die Bereitstellung des Dieselmotors. Wird konventionelles Rohöl eingesetzt, ergeben sich für aus Katar importiertes LNG in Kombination mit einem Lkw mit Ottomotor für den Zeithorizont 2015 höhere Treibhausgasemissionen als für Dieselmotor aus Rohöl in Kombination mit einem Lkw mit Dieselmotor. Im Fall von CNG liegen die Treibhausgasemissionen in etwa auf dem gleichen Niveau wie bei Dieselmotor. Wird Kraftstoff aus erneuerbarem Strom eingesetzt, ergeben sich für alle Varianten sehr niedrige Treibhausgasemissionen. Für den Zeithorizont 2030 liegen die Treibhausgasemissionen für LNG etwa 5 % unter denen von Diesel aus konventionellem Rohöl. Bei CNG liegen die Treibhausgasemissionen für den Zeithorizont 2030 etwa 13 % darunter.

Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4 zeigen den Primärenergieeinsatz von der Quelle bis zum Rad („Well-to-Wheel“) in 2015 und 2030.

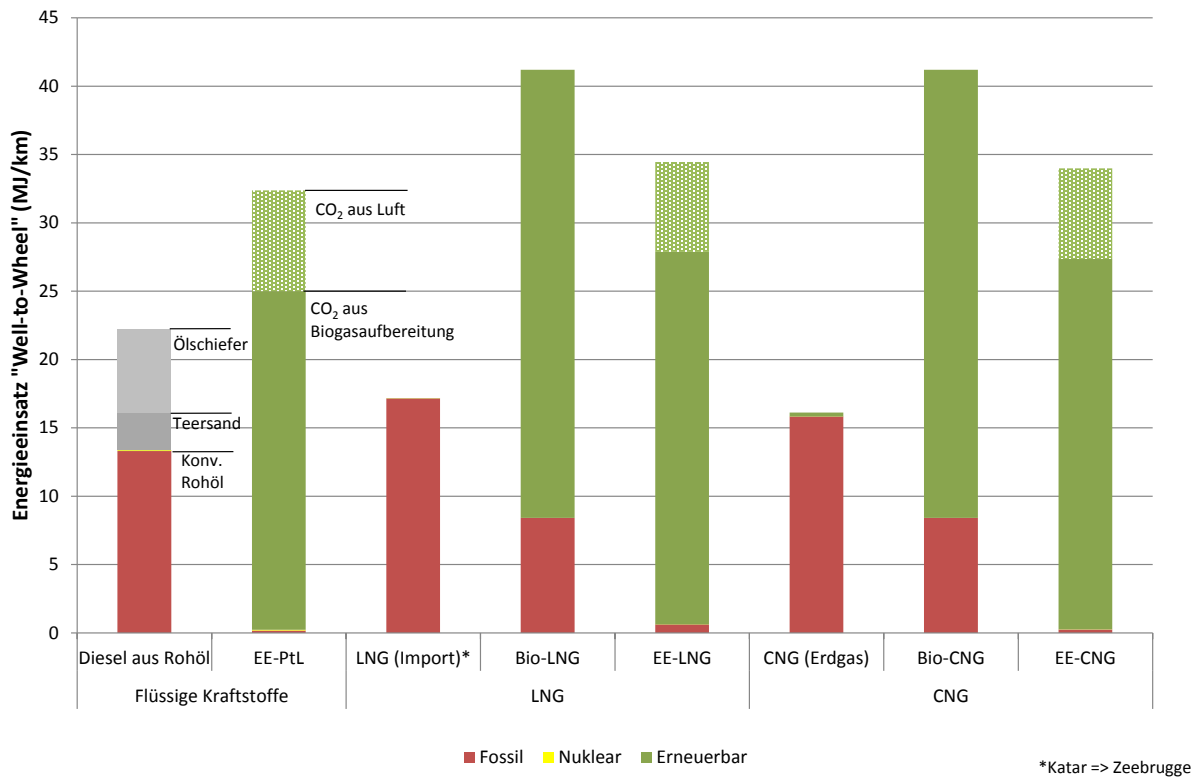


Abbildung 3-3: Primärenergieeinsatz „Well-to-Wheel“ für den Zeithorizont 2015

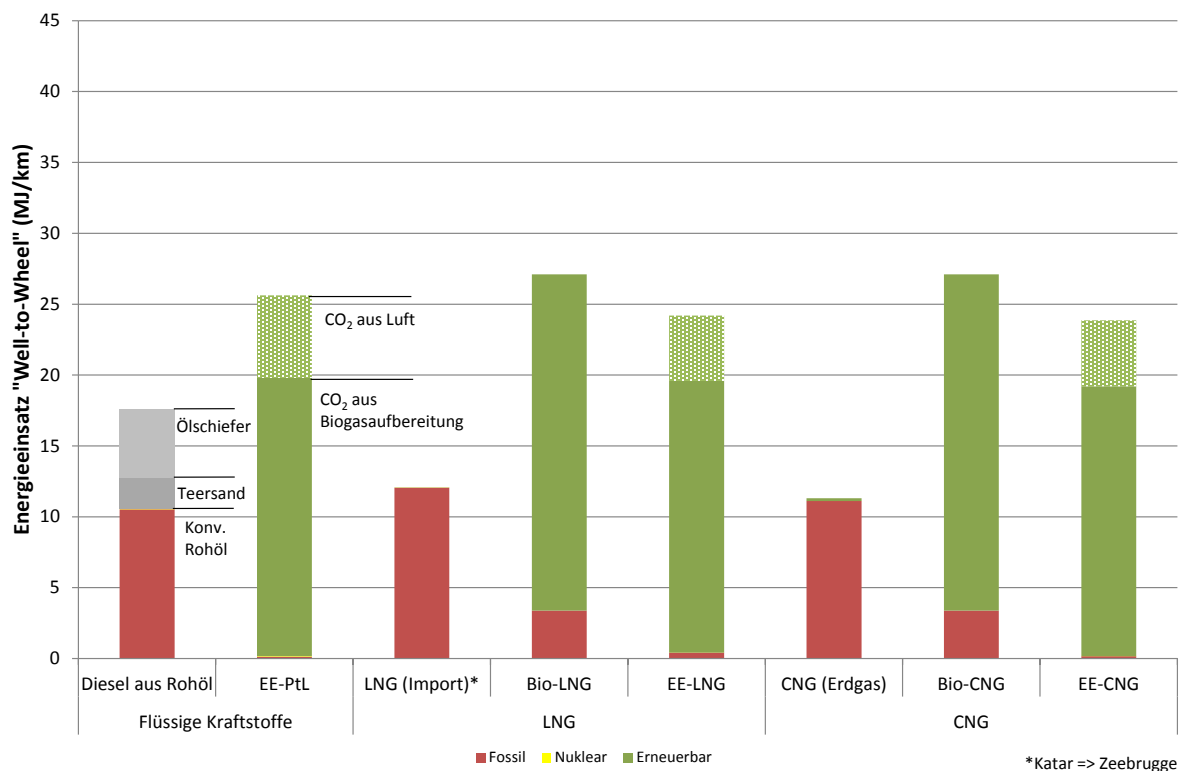


Abbildung 3-4: Primärenergieeinsatz „Well-to-Wheel“ für den Zeithorizont 2030

Abbildung 3-5 und 3-6 zeigen die Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ in den Jahren 2015 und 2030.

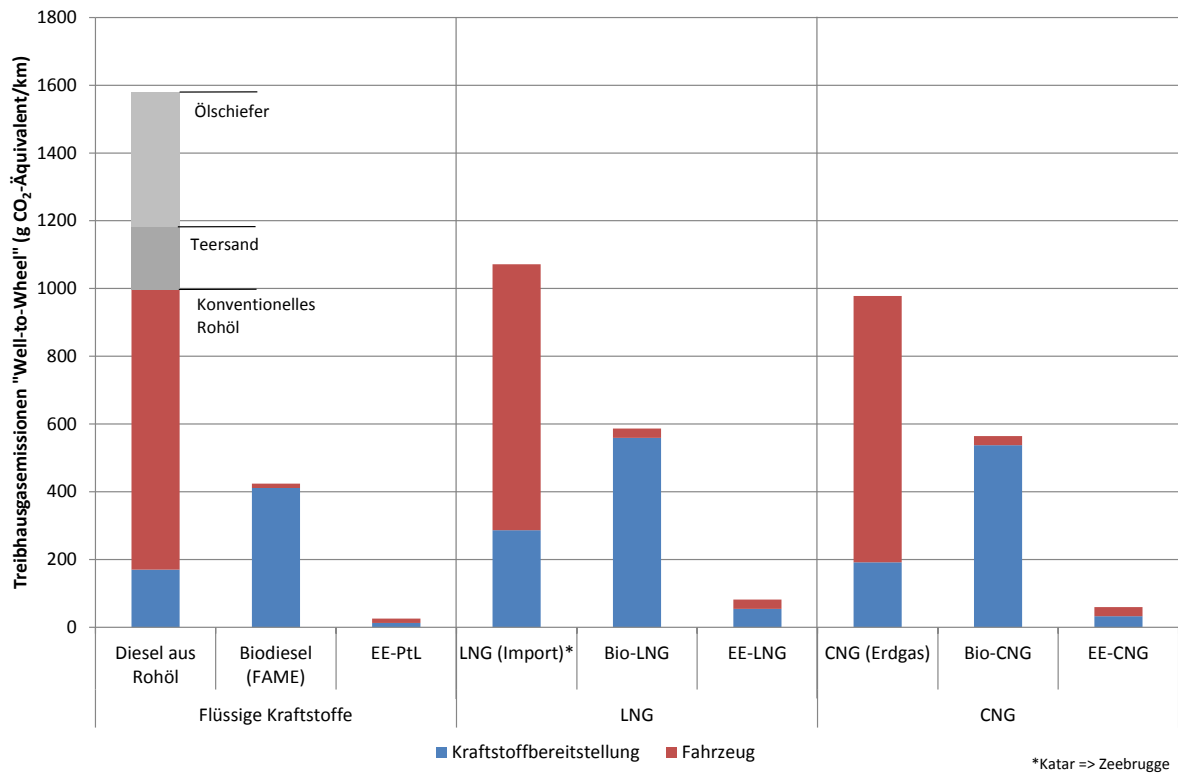


Abbildung 3-5: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ für den Zeithorizont 2015

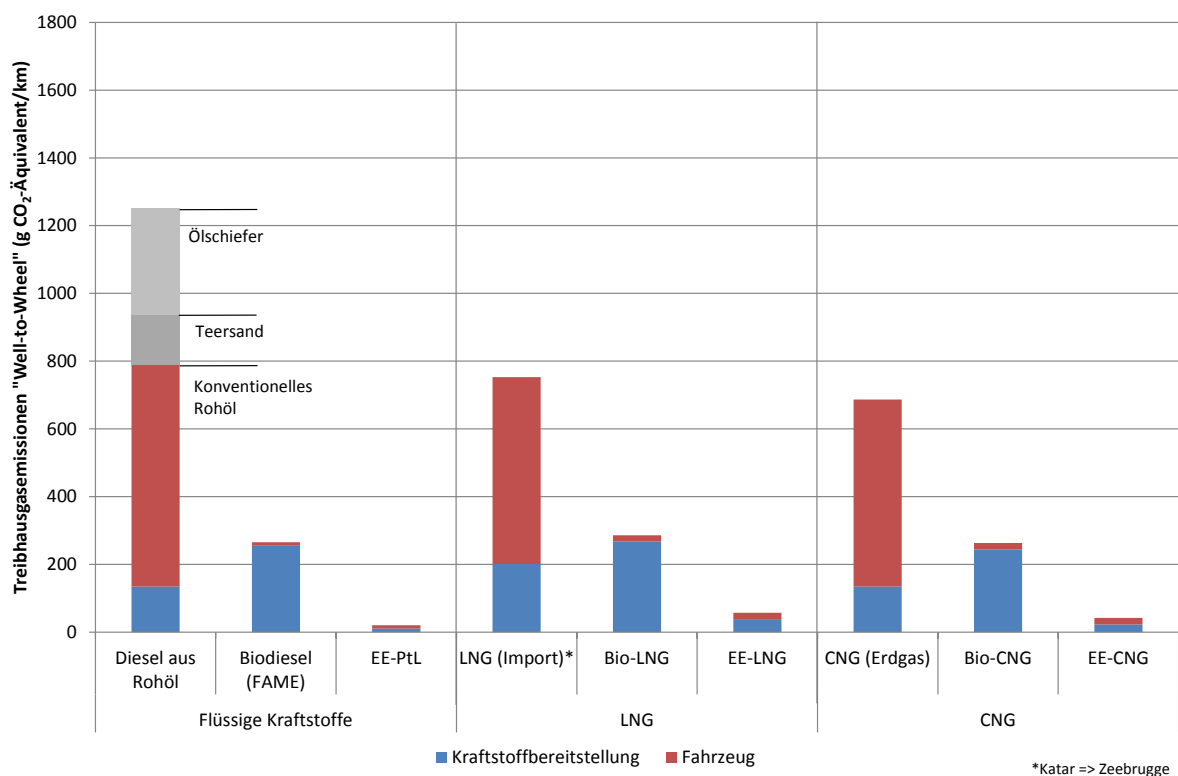


Abbildung 3-6: Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ für den Zeithorizont 2030

Betrachtet man die Primärenergieaufwendungen WTW für die erneuerbaren Kraftstoffpfade wie EE-Diesel, Bio-LNG, EE-LNG, Bio-CNG und EE-CNG, dann liegen diese heute (2015) und auch künftig (2030) deutlich über denen von fossilem Diesel, CNG oder LNG (siehe Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4). Bei den THG-Emissionen in einer WTW-Betrachtung ergeben sich für die erneuerbaren Kraftstoff-Antriebskombinationen deutlich niedrigere Emissionswerte als für die fossilen Pfade. Die THG-Emissionen für die strombasierten Kraftstoffe (EE-Diesel, EE-CNG und EE-LNG) liegen nochmals um eine Größenordnung niedriger als bei den Biokraftstoffpfaden (siehe Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6).

Würde man für EE-LNG und EE-CNG längerfristig schwere Lkw mit HPDI-Motorentechologie annehmen, dann würden ihre WTW THG-Emissionen vergleichbar mit den Werten für EE-Diesel liegen. Allein aus THG-Minderungsgründen wäre es nicht notwendig auf Erdgas umzusteigen und hierfür eine neue Kraftstoffinfrastruktur aufzubauen.

Würde man sowohl eine schnelle Diversifizierung des Kraftstoffmarktes als auch kurz- bis mittelfristig sichtbare THG-Emissionsminderungen über verfügbares fossiles Erdgas erreichen wollen, dann sollte man CNG-Lkw mit HPDI-Motorentechologie einsetzen (Reichweite 350-400 km). Deren Reichweiten könnten dann im Rahmen regulatorischer Adaptionen („längere Sattelzüge“) durch den dann möglichen Einbau von CNG-Speichermodulen hinter der Fahrerkabine auf bis zu 1.500 km gesteigert werden [Quantum 2015].

Im Rahmen einer möglicherweise anstehenden THG-Regulatorik für Lkw (z.B. g CO<sub>2</sub>-equ./km) hätten bei gleichen Umwandlungswirkungsgraden mit Erdgas betriebene Lkw einen klaren Vorteil gegenüber mit fossilem Diesel betriebenen Lkw. In dieser TTW-Perspektive haben Erdgas-Lkw einen potenziellen THG-Vorteil gegenüber in der WTW-Perspektive teilweise noch vorteilhafteren Diesel-Lkw.

### **3.4 Perspektiven für die Nutzung erneuerbarer Energien**

Die Bereitstellung von Dieselkraftstoff aus erneuerbaren Energiequellen ist zukünftig aufgrund der höheren Nachfrage, der Notwendigkeit zur Verringerung von Treibhausgasemissionen des Straßengüterverkehrs, einer Erhöhung der Liefersicherheit und sinkender Erdölreserven ein notwendiger Schritt. Soll der Straßengüterverkehr im heutigen Volumen beibehalten werden oder gar wie vorhergesagt noch anwachsen, werden verbrauchssenkende Maßnahmen allein bei weitem nicht mehr ausreichend, die anstehenden Zielkonflikte (z.B. in Bezug auf den Treibstoffbedarf bei Schiffen und Flugzeugen) adäquat zu adressieren. Deshalb ist die Nutzung von Erdgas, welches in einem beliebigen Mischungsverhältnis mit Biomethan oder EE-Methan bereitgestellt werden kann, ein möglicher Weg, die Treibhausgasemissionen von schweren Lkw langfristig und signifikant zu reduzieren.

### 3.4.1 Bio-CNG und Bio-LNG aus Biomethan

#### Produktion von Biomethan

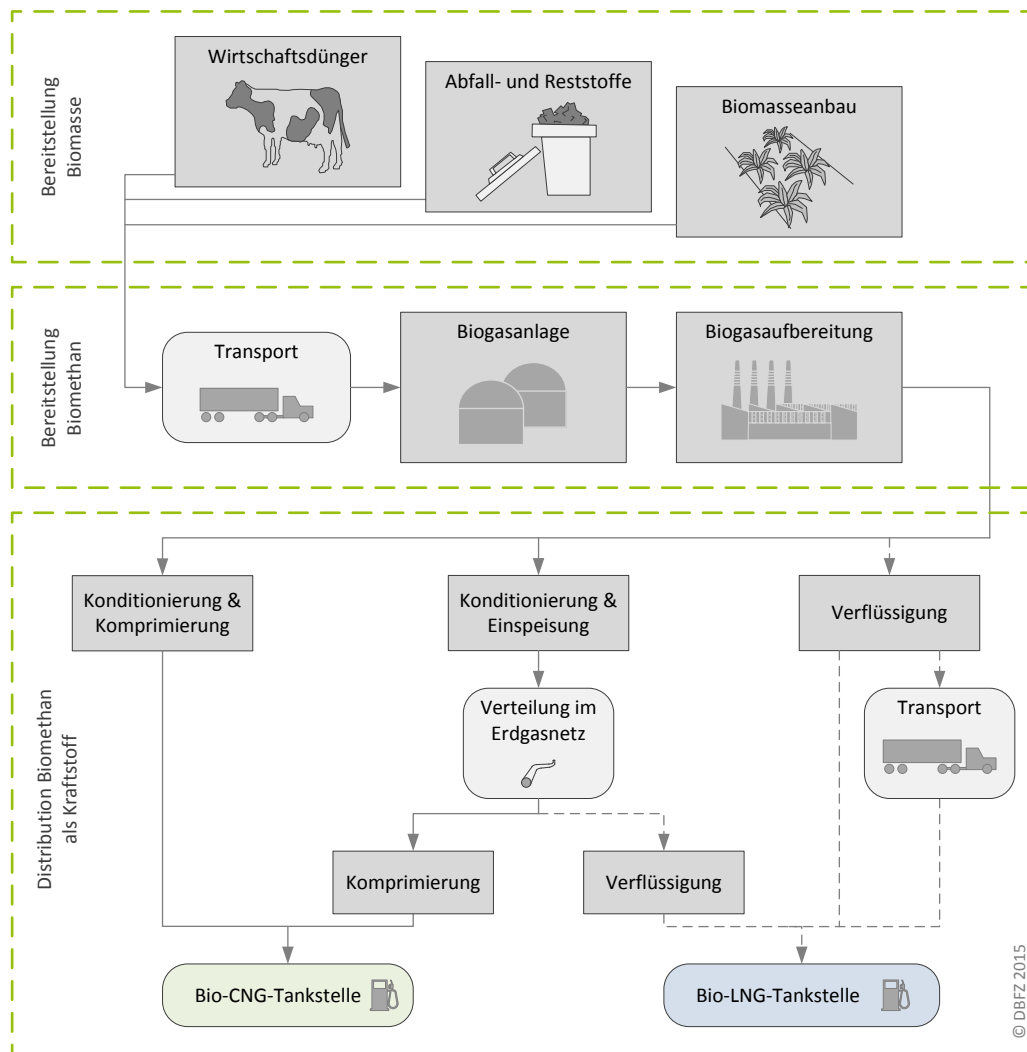
Bei der Produktion von Biomethan wird in einem ersten Verfahrensschritt mittels anaerober Vergärung aus organischen Stoffen Biogas produziert. Dieser Schritt unterscheidet sich nicht von Biogasanlagen, deren Gas vor Ort zur Wärme- oder in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt wird. Um das Gas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, sind weitere Schritte zur Anpassung der Gasqualität notwendig. Im Rahmen dieser Aufbereitung werden unerwünschte Gasbestandteile, wie z. B. CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub> und H<sub>2</sub>S, abgetrennt. Das entstandene methanreiche Gasgemisch wird je nach Einspeisestelle hinsichtlich Druck und Brennwert angepasst, um die erforderliche Gasqualität zu erzielen. [Adler u. a. 2014]

Über 50 % der weltweiten Produktionskapazität für Biomethan ist in Deutschland installiert. Während in den USA Deponiegas den Hauptrohstoff für Biomethan darstellt, setzen beispielsweise Schweden, die Niederlande oder die Schweiz vor allem Bioabfälle und Klärschlamm ein. In Deutschland liegt der Schwerpunkt der gesamten Anlagenkapazität deutlich bei nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) [IEA Bioenergy], hingegen wird im Verkehrssektor vor allem Biomethan aus Abfall- und Reststoffen eingesetzt (91 % der insgesamt 1.750 TJ bzw. 0,5 TWh Bio-CNG in 2013) [BLE 2014].

Die Distribution und Nutzung von Biomethan als Kraftstoff kann über verschiedene Wege realisiert werden:

- Die Nutzung als Kraftstoff erfolgt direkt über eine Tankanlage am Standort der Biogas- bzw. Biomethanproduktion als Bio-LNG oder Bio-CNG (das ist der Regelfall z. B. in Schweden).
- Die Distribution vom Standort der Produktionsanlage zum Verwendungsort erfolgt in verflüssigter Form als Bio-LNG.
- Die Distribution erfolgt über das Erdgasnetz mit anschließender Komprimierung zu Bio-CNG oder Verflüssigung zu Bio-LNG.

Diese drei Optionen sind, eingebettet in die gesamte Bereitstellungskette, in Abbildung 3-7 dargestellt.



**Abbildung 3-7: Schematische Darstellung der Bereitstellungskette von Bio-CNG und Bio-LNG**

### Zusammensetzung und Spezifikation

In Deutschland ist das Erdgasnetz vergleichsweise engmaschig ausgebaut. Daher erfolgt die Distribution von Biomethan derzeit fast ausschließlich über das Erdgasnetz und die Nutzung als Kraftstoff in Form von Bio-CNG. Zum Zeitpunkt der Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz muss es entsprechend der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) die Mindestanforderungen nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 erfüllen. Die Erdgasbeschaffenheit ist in Deutschland regional sehr unterschiedlich. Grundsätzlich wird unterschieden zwischen dem sogenannten L-Gas und dem energiereicheren H-Gas (Tabelle 3-7). L-Gas ist im Wesentlichen in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie in Teilen von Hessen, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt verbreitet, H-Gas im Übrigen [Adler u. a. 2014]. In Tabelle 3-7 sind die wesentlichen Bestandteile von Biogas, Biomethan und Erdgas vergleichend gegenübergestellt.

**Tabelle 3-7: Schwankungsbreiten der Gaszusammensetzung von Biogas aus NawaRo und biogenen Reststoffen sowie Erdgas (Quelle: [Adler u. a. 2014], [Krayl 2009])**

Bestandteil	Einheit	Biogas (NawaRo)	Biogas (Reststoffe)	Biomethan, aufbereitet	H-Gas	L-Gas
Methan CH <sub>4</sub>	Vol. %	50–55	60–70	> 97	67-98	54-83
Kohlendioxid CO <sub>2</sub>	Vol. %	45–50	30–40	< 1	0-1,4	0,6-1,3
Sauerstoff O <sub>2</sub>	Vol. %	0–1	0–1	< 0,5	0-4,1	0-4,9
Schwefelwasserstoff H <sub>2</sub> S	ppmv	100–1.500	100–5.000			
Ammoniak NH <sub>3</sub>	mg/m <sup>3</sup> <sub>i.N.</sub>	< 2	< 10			
Heizwert H <sub>s,n</sub>	kWh/m <sup>3</sup>			< 11	11,1-12,5	9,1-11

### Biomethanpotenziale in Deutschland

Bei der Spezifizierung eines Potenzials für Biomethan als Kraftstoff in Deutschland gibt es entlang der Bereitstellungskette zahlreiche begrenzende Einflüsse. Das theoretische Potenzial geeigneter Biogassubstrate wird dabei entlang der Kette schrittweise reduziert, die jeweils limitierenden Faktoren sind zusammenfassend in Tabelle 3-8 aufgeführt.

**Tabelle 3-8: Limitierende Faktoren des Biomethanpotenzials**

Limitierender Faktor	Nicht erschließbarer Anteil des Potenzials
Ökonomische, ökologische, technische Verfügbarkeit der Rohstoffe	Technisch, ökonomisch, ökologisch, z. B. standortbedingt nicht bergbarer Anteil
Transportwürdigkeit der Rohstoffe	z. B. nicht transportwürdiger Anteil
Vorhandene Nutzung der Rohstoffe	z. B. bereits konkurrenzfähig genutzter Anteil
Vorhandene Kapazität der Produktionsanlagen	Nicht verarbeitbarer/konvertierbarer Anteil
Im Verkehrssektor nutzbare Gaskraftstoffe	Nicht als Kraftstoff nutzbarer Anteil (begrenzter Bedarf und Nutzungskonkurrenz im KWK-Bereich)
Im Verkehrssektor absetzbare Bio-Gaskraftstoffe	Derzeit (innerhalb der Quote) nicht konkurrenzfähiger Anteil

Zunächst begrenzen die technischen Rohstoffpotenziale die mögliche Biogasproduktion. Auch die Transportwürdigkeit von beispielsweise Kleinstmengen biogener Abfall- und Reststoffe zu den eher zentralen Biogasproduktions- und –aufbereitungsanlagen reduziert das erschließbare Rohstoffpotenzial entsprechend. Ein wesentlicher Anteil der derzeitigen Biogas- und Biomethanproduktion in Deutschland wird auf Basis nachwachsender Rohstoffen (NawaRo) bereitgestellt. In 2013 wurden 1,25 Mio. ha zum Anbau von NawaRo für die Bio-

gas-/Biomethanproduktion genutzt (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.). Für das Biomethanpotenzial von 68 TWh aus Energiepflanzen ist ein Flächenpotenzial von 1,9 Mio. ha hinterlegt [Adler u.a. 2014]. Demnach ist ein großer Teil dieses Potenzials derzeit durch die Biogasnutzung im KWK-Bereich gebunden (vgl. Tabelle 3-9 und Abbildung 3-8).

**Tabelle 3-9: Technisches Biomethanpotenzial aus NawaRo und biogenen Reststoffen (Quelle: [Adler u. a. 2014], [Edel 2015])**

Substrate	Biomethanpotenzial in TWh <sub>HS</sub> /a [Adler u. a. 2014] <sup>4</sup>	Biomethanpotenzial in TWh <sub>HS</sub> /a [Edel 2015]
<b>Tierische Exkreme</b> (von Rindern, Schweinen und Hühnern)	21,4	24,0
<b>Energiepflanzen</b>	68,4	76,9-99,7
<b>Industrielle Reststoffe</b> (Reststoffe aus Brauereien, der Zuckerproduktion, der Bioethanol- und Biodieselproduktion sowie Schlachtabfälle)	2,6	2,9
<b>Kommunale Reststoffe</b> (Bioabfall, Grünabfall, gewerbliche Speiseabfälle, halmgutartiges Landschaftspflegematerial)	6,3	6,7
<b>Stroh</b>		21,6
<b>Summe</b>	<b>98,6</b>	<b>132,1-154,9</b>

Der Biomethanertrag von Rindergülle liegt bei etwa 14 Nm<sup>3</sup> je Tonne Substrat, Maissilage demgegenüber beispielsweise bei 106 Nm<sup>3</sup> je Tonne [DBFZ u.a. 2013]. Abgesehen von zahlreichen technischen Herausforderungen, wäre die Raumbelastung bei einer Gülle-Monovergärung unverhältnismäßig hoch, was die energetische und vor allem ökonomische Effizienz in Frage stellt. Vor dem Hintergrund einer angestrebten Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans und den damit verbundenen infrastrukturellen Aufwendungen ist daher eine Covergärung von tierischen Exkrementen mit ertragreicheren Substraten erforderlich.

Neben den verfügbaren Rohstoffen sind für das aktuelle Biomethanpotenzial deren Verarbeitbarkeit und damit die vorhandene **Anlagenkapazität** von Bedeutung. In Tabelle 3-10 ist die Entwicklung der Anlagenkapazität für die Produktion von Biomethan in Deutschland zusammenfassend dargestellt. Alle Anlagen bis auf zwei speisen aufbereitetes und konditioniertes Biomethan in das Erdgasnetz ein, mit einer aktuellen Aufbereitungskapazität von etwa 10 TWh<sub>HS</sub> Biomethan.

<sup>4</sup> Berechnet aus Biogaspotenzial (0,99 MJ Biomethan/MJ Biogas)

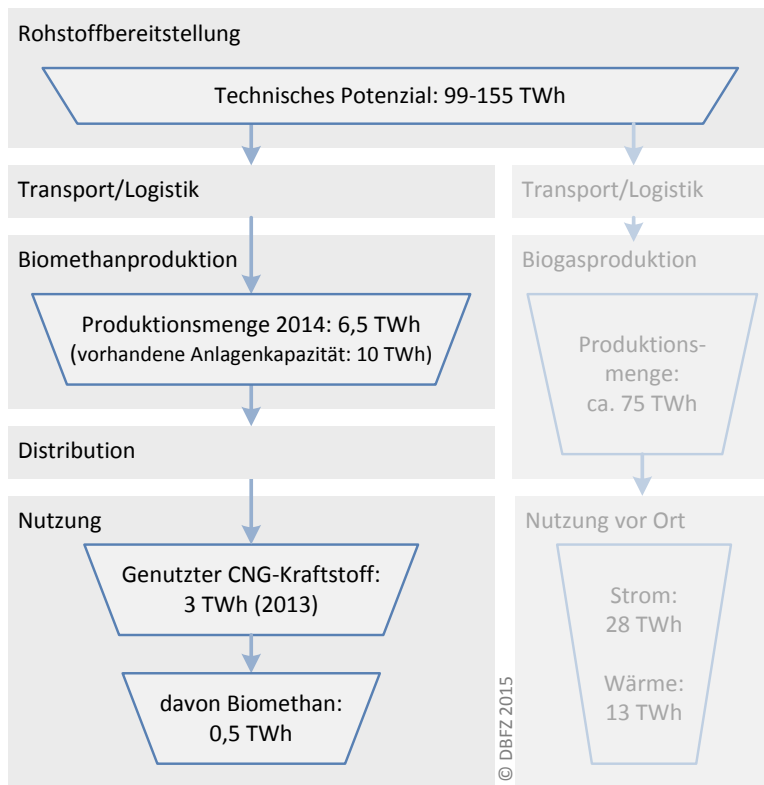


**Tabelle 3-10: Entwicklung Anlagenkapazität Biomethan in Deutschland 2007-2014 (Quellen: <sup>a</sup> [DBFZ 2014a], <sup>b</sup> [BLE 2014])**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Anlagenanzahl <sup>a</sup></b>	6	14	33	52	85	120	154	175
<b>Aufbereitungskapazität Rohgas in 1.000 Nm<sup>3</sup>/h <sup>a</sup></b>	4	11	43	69	105	140	176	202
Nenn-Aufbereitungskapazität in TWh <sub>HS</sub>	0,2	0,6	2,2	3,5	5,3	7,1	8,9 <sup>a</sup>	10,2
Einspeisung Biomethan in TWh <sub>HS</sub>	0,1	0,4	1,4	2,3	3,5	4,6	5,8 <sup>a</sup>	6,7
<b>Nutzung Biomethan als Kraftstoff in TWh <sup>b</sup></b>					0,09	0,34	0,49	k.A.

In 2013 wurden im Rahmen der Biokraftstoffquotenverpflichtung oder einer Steuerentlastung 0,49 TWh (1,75 PJ [BLE 2014]) Biomethan im Verkehr als Kraftstoff verwendet. Auch die insgesamt im Verkehr genutzte Menge CNG ist mit etwa 3 TWh vergleichsweise gering (< 1 % des Endenergieverbrauchs im Verkehr). Die schrittweise Reduktion des technischen Potenzials entlang der Bereitstellungskette ist zusammenfassend in Abbildung 3-8 dargestellt.

Aus den dargestellten Mengen ergibt sich die Schlussfolgerung, dass in Deutschland der limitierende Faktor einer verstärkten Biomethannutzung im Verkehrssektor zunächst auf der Nutzungsseite liegt. Die vorhandenen Produktionskapazitäten für Biomethan könnten etwa die dreifache Menge des derzeit im Verkehrssektor eingesetzten Erdgases (CNG) bereitstellen. Das technische Potenzial, resultierend aus entsprechend geeigneten Rohstoffmengen, würde wiederum einen weiteren Ausbau der Kapazitäten ermöglichen, einen Marktzugang der Bio-CNG bzw. perspektivisch Bio-LNG Mengen vorausgesetzt.



**Abbildung 3-8: Potenziale entlang der Bereitstellungskette für Biomethan als Kraftstoff 2013/2014 (Bio-CNG)**

Eine weitere Möglichkeit biogener Kraftstoffsubstitute stellen die bereits bis 2007/2008 in signifikanten Mengen in Deutschland genutzten Optionen Biodiesel und Pflanzenöl als Reinkraftstoff dar. Die Verminderung der Steuerbegünstigung hat deren Nutzung in den Folgejahren wieder nahezu vollständig wegfallen lassen.

**Exkurs: Biodiesel.** Der Anbau von Raps zur Produktion von energetisch genutztem Biodiesel und Pflanzenöl hat laut Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. in 2013 etwa 0,56 Mio. ha eingenommen. Der Kraftstoffenergieertrag je ha Anbaufläche ist bei Biomethan mit ca. 130 GJ/ha\*a im Vergleich mit Biodiesel mit 30-60 GJ/ha\*a ungleich höher. Hingegen sind die Wertigkeit der NawaRo in der Fruchtfolge und vor allem auch die Bereitstellung von Koppelprodukten in einen solchen Vergleich einzubeziehen. Während beim Biomethan im Wesentlichen Gärrest entsteht, der als organischer Dünger ausgebracht wird, geht bei der Produktion von Pflanzenöl und Biodiesel aus Raps ein hoher Massenanteil in den Presskuchen bzw. das Extraktionsschrot, welches als Eiweißfuttermittel eingesetzt wird. Bei der Entscheidung für einen der beiden Biokraftstoffe als Option für den Güterverkehr, sollten daher auf der Bereitstellungsseite vielfältige Kriterien gegeneinander abgewogen werden.

### Praxisbeispiele Skandinavien

In Lidköping in **Schweden** steht eine der ersten Anlagen zur Herstellung von verflüssigtem Biogas (in Skandinavien auch als Liquified Biogas (LBG) bezeichnet). Die Anlage hat eine

Produktionskapazität von 7,5 MW<sub>th</sub> und eine Jahresziel von 60 GWh<sub>th</sub><sup>5</sup>. Der Biogasproduktionsprozess basiert auf Pflanzenabfällen aus dem Getreidehandel und der Lebensmittelproduktion. Die Substrate werden zerkleinert, gemischt, auf 38° C erhitzt und anschließend kontinuierlich in die Fermenter gepumpt. Als Produkte entstehen Biogas und Biodünger, welcher in einem abgedeckten Gärrestlager gesammelt wird. [Lidköping Biogas]

Seit 2014 ist zudem in Nes/Romerike in **Norwegen** eine Anlage zur Produktion von verflüssigtem Biogas in Betrieb, deren Produktionskapazität die jährliche Verarbeitung von 50.000 Tonnen Lebensmittelabfällen zu rund 5 Mio. Nm<sup>3</sup> Biomethan ermöglicht. Das anschließend verflüssigte Biogas wird in Bussen der Stadt Oslo eingesetzt. Die Gesamtanlage wird betrieben durch Cambi, die Verflüssigungsanlage wurde installiert durch Wärtsilä. Die Verflüssigungstechnologie ist nach Herstellerangaben skalierbar bis zu einer Kapazität von 60 Tonnen pro Tag. Als Produkte entstehen jährlich neben dem Energieträger etwa 11.700 Tonnen Flüssigdünger und 15.300 Tonnen festes Düngemittel. [Wärtsilä, 2014]

### **Weitere Ansätze aus Forschung und Entwicklung zur regenerativen Methanherzeugung**

Neben dem in diesem Abschnitt betrachteten Methan aus der Vergärung von Biomasse, gibt es weitere Technologieoptionen zu dessen regenerativer Bereitstellung. Neben der im nachfolgenden Unterkapitel dargestellten Option PtG/PtL, sind dies:

- Synthetisches Methan aus Biomasse. Festbrennstoffe wie z. B. Holz oder Stroh werden dabei zunächst konditioniert, das heißt mechanisch oder thermisch vorbehandelt und anschließend thermo-chemisch vergast. Das produzierte Synthesegas wird zunächst gereinigt und konditioniert und anschließend durch eine katalytische Umwandlung des enthaltenen H<sub>2</sub> und CO zu CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub>O methanisiert. Für die Einspeisung in das Erdgasnetz und die Nutzung als Kraftstoff ist, ähnlich der Methanbereitstellung aus Biogas, eine abschließende Gasaufbereitung und -konditionierung notwendig [Basshuysen u.a. 2015].
- Biologische Methanisierung. Alternativ zur chemischen Methanisierung kann eine identische Reaktion auch mittels mikrobiellen Vorgängen erfolgen. Diese biologische Methanisierung basiert auf natürlichen Stoffwechselprozessen von Mikroorganismen und wurde bisher fast ausschließlich im Labormaßstab untersucht. Zudem ist an Biogasanlagen die Prozessintegration der biologischen Methanisierung möglich: (I) direkt im Gärbehälter, (II) in einem separaten Reaktor oder (III) in Kombination mit einer In-situ-Elektrolyse [Basshuysen u.a. 2015].

---

<sup>5</sup> entspricht 8.000 Jahresvolllaststunden

## F&E-Vorhaben im Bereich Biomethan als Kraftstoff

Vor allem auf europäischer Ebene gibt es zahlreiche abgeschlossene und laufende Vorhaben, die sich mit biogenen gasbasierten Kraftstoffen und deren Vorbereitung auf die Markteinführung beschäftigen (Tabelle 3-11). Die Finanzierung läuft im Wesentlichen über die Forschungsprogramme FP7 und Horizon 2020 sowie Intelligent Energy Europe (IEE) und den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE).

**Tabelle 3-11: Europäische Forschungs- und Entwicklungsprojekte für Biomethan als Kraftstoff**

Projekt	Informationen zum Projekt
<b>BioGas Max</b>	<p><b>Projekthalt</b></p> <p>Durchführung von Fallstudien zur Nutzung von Biogas aus Abfällen in 7 europäischen Großstädten mit Betrachtung der gesamten Bereitstellungskette: Produktion und Aufbereitung von Biogas aus organischen Abfällen, Direktnutzung oder Einspeisung ins Erdgasnetz und Nutzung in biomethanbetriebenen Fahrzeugen; Demonstration von Großanlagen zur Biogasproduktion und -aufbereitung auf Basis von Abfällen aus dem städtischen und angrenzenden ländlichen Raum; Nachweis von Kosteneffizienz, technischer Zuverlässigkeit sowie sozialen und ökologischen Vorteilen von Biogastreibstoffen; Demonstration von gasbetriebenen Fahrzeugflotten im öffentlichen und privaten Verkehr.</p> <p><b>Projektziel</b></p> <p>Profilierung von Biogas(/-methan) zur Lösung von Luft- und Wasserverschmutzungsproblemen sowie dem Müllaufkommen in urbanen Räumen; Verbreitung der Ergebnisse der Best-Practice Beispiele aus den Fallstudienregionen als Modelle für weitere Großstädte außerhalb des Projektes durch Informationsmaterialien, Vorträge und Konferenzen.</p> <p>(30 Projektpartner aus 7 EU-Staaten; Laufzeit: 2006 – 2010)</p>
<b>MADEGASCAR</b>	<p><b>Projekthalt</b></p> <p>Analyse des Gasmarktes in Partnerländern; Errichtung eines regionalen und europäischen Netzwerks; Informations- und Schulungsveranstaltungen zu den Vorzügen gasförmiger Kraftstoffe für Schlüsselakteure auf Verbraucherseite (Flottenbesitzer, Fahrzeughändler, lokale Behörden, Tankstellenbetreiber), aber auch Berücksichtigung der Erzeugung und Distribution von Biomethan; Erstellung von Plänen zur Erweiterung des Tankstellennetzes und Machbarkeitsstudien für Biogasanlagen; Marktstrategien zur Förderung von gasförmigen Kraftstoffen in 12 Fallstudienregionen Europas.</p> <p><b>Projektziel</b></p> <p>Erschließung des Marktes für methanbetriebene Fahrzeuge und Schaffung von Akzeptanz für die Erdgas- und Biomethannutzung für den leichten Transport- und den Personenverkehr; Errichtung einer Versorgungs- und Distributionsinfrastruktur; Identifizierung von Hindernissen und Erfolgsfaktoren für die Integration von Biomethan und Erdgas im Verkehrssektor.</p> <p>(15 Projektpartner aus 10 Ländern; Koordinator: Skåne Energy Agency (Schweden); Laufzeit: 09/2007 - 02/2010; <a href="http://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/madagascar">http://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/madagascar</a>)</p>
<b>GasHighWay</b>	<p><b>Projekthalt</b></p> <p>Förderung der Umsetzung und Erweiterung von Verteilungsnetzen gasförmiger Kraftstoffe und Abbau von Barrieren für Investitionen in die Kraftstoffversorgungsinfrastruktur; Unterstützung des Wissenstransfers und technische Beratung für interessierte Organisationen; Information von Entscheidungsträgern über Marktbarrieren und regulatorische Anforderungen die der Gasbetankung sowie der Biogasproduktion und -</p>

---

aufbereitung im Weg stehen. Zielgruppe von Maßnahmen: Fahrzeugflottenbetreiber, Gemeinden und regionale Behörden sowie bestehende und zukünftige Biogasproduzenten.

**Projektziel**

Langzeitziel: Errichtung eines Gashighways von Finnland bis nach Süditalien, bestehend aus einem Netzwerk von Tankstellen für Biogas und Erdgas;

Verbreitung von Best-Practice Vorhaben und Technologien für die Nutzung gasförmiger Kraftstoffe in Fahrzeugen; Erweiterung des Tankstellennetzes für gasförmige Kraftstoffe sowie für die Aufbereitung von Biogas als Kraftstoff und deren Zugang für den Verbraucher; Erhöhung der Akzeptanz gasförmiger Kraftstoffe.

(13 Projektpartner aus 9 EU-Staaten; Koordinator: Jyväskylä Innovation Ltd (Finnland); Laufzeit: 05/2009 - 04/2012;

<https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/gashighway>)

---

**Baltic Biogas Bus**

**Projektinhalt**

Entwicklung von Strategien und kosteneffizienten Konzepten zur Einführung von Biomethan als Kraftstoff im öffentlichen Nahverkehr, sowie Maßnahmen für dessen Produktion und Distribution in 8 Städten der Ostseeregion; Gründung einer Plattform für die Zusammenarbeit, zum Austausch und zur Verbreitung von Erfahrungen, Wissen und Technologien der Nutzung von Biomethan im öffentlichen Verkehr; Untersuchung von Synergien durch die Mischung von Biomethan und Wasserstoff; Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch gesteigerte Energieeffizienz von Bussen und Optimierungen bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan; Analyse von sozioökonomischen und ökologischen Faktoren von Biogas als Kraftstoff.

**Projektziel**

Förderung der Biogasnutzung in Bussen des öffentlichen Personennahverkehrs in Städten und Regionen der Ostseeanrainerstaaten; Erhöhung der Nachfrage nach Gas betriebenen Bussen, technologische Verbesserungen, Ausbau der Infrastruktur und des Tankstellennetzes sowie sinkende Anschaffungskosten.

Vorreiterrolle des Projektes für zukünftige Kraftstoffe im Straßenverkehr wie Wasserstoff und Lerneffekte für deren Implementierung.

(12 Projektpartner aus 8 EU-Staaten; Laufzeit: 2009 – 2012 sowie 2013 – 2014;

<http://www.balticbiogasbus.eu>)

---

**BIOGASFUEL**

**Projektinhalt**

Technische Anpassung landwirtschaftlicher Motoren an die Nutzung eines Flüssig-Gasgemisches (Diesel bzw. Biodiesel und Biogas) als Kraftstoff; Untersuchung negativer Auswirkungen des CO<sub>2</sub>-Gehaltes des Biogases auf die Motorleistung; Untersuchung positiver Auswirkungen der Nutzung von Biogas auf die Senkung der Verbrennungstemperatur und Verringerung der Emissionen von Stickoxiden; Entwicklung eines Motorprüfstandes zur Untersuchung dieser Kraftstoffgemischen in landwirtschaftlichen Maschinen; Forschung zu Entwicklung von Mikroreaktoren zur Biogasproduktion mit optimalen Kraftstoffeigenschaften; Testphase zum Einsatz von Biogas-Kraftstoffgemischen in landwirtschaftlichen Traktoren.

**Projektziel**

Entwicklung eines Dualkraftstoffsystems für Dieselmotoren in landwirtschaftlichen Maschinen auf Basis von Diesel oder Biodiesel in Kombination mit Biogas aus der Landwirtschaft

(5 Projektpartner aus Litauen und Polen; Koordinator: Technische Universität Warschau (Polen); Laufzeit: 07/2010 - 07/2013; [http://cordis.europa.eu/result/rcn/82336\\_en.html](http://cordis.europa.eu/result/rcn/82336_en.html))

---

**Bio-WALK4Biofuels**

**Projektinhalt**

Kultivierung von Makroalgen für schnelles Wachstum und hohen Energieertrag zur Rohstoffversorgung von Biogasanlagen; Demonstrationsanlage zur Biogasproduktion auf Grundlage von Makroalgen und dessen anschließende Aufbereitung zu Biomethan; Schaffung eines Kreislaufs bestehend aus regionalen organischen Abfallstoffen die

zum Wachstum von Makroalgen eingesetzt werden, welche wiederum für die Vergärung zu Biogas genutzt werden; Rückspeisung des CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung sowie der flüssige Gärrückstand in die Algenkultivierung und Verarbeitung der feste Gärrückstand zu Düngemitteln oder Pellets.

**Projektziel**

Kostengünstige Produktion von Biogas auf Basis von Mikroalgen; Optimierung der Zusammensetzung von organischen Abfällen und der Biogas-Ausbeute.

(11 Projektpartner aus 4 EU-Staaten; Koordinator: Universität Rom (Italien); Laufzeit: 2010 – 2014; <http://www.biowalk4biofuels.eu>)

**BIOMASTER**

**Projekthalt**

„Waste-to-Wheel“ Partnerschaft entlang der Biomethan-Kette mit Projektpartnern der Produktion, Distribution und Nutzern in 4 Partnerregionen der beteiligten Staaten. Erstellung von Potenzialstudien sowie Plänen zu Optionen der Biogasproduktion und -aufbereitung sowie die Erarbeitung von Konzepten zur Gärrestnutzung.

Aufbau regionaler Netzwerke, um zusätzlich lokale und nationale Akteure einzubinden, sodass Maßnahmen zur Erschließung des Biomethanmarktes vorbereitet werden können. Durchführung von Veranstaltungen zum Aufbau ähnlicher Netzwerke außerhalb des Projektes.

**Projektziel**

Erarbeitung von Konzepten zur Ausbeutung des Biomethanpotenzials und Nutzung im Transportsektor; Zusammenbringen von Schlüsselakteuren um Investitionen anzustoßen und nicht-technologische Barrieren abzubauen.

(17 Projektpartner aus Österreich, Italien, Polen, Schweden und UK; Laufzeit 2011 – 2014; <http://www.biomaster-project.eu/>)

**Urban Biogas**

**Projekthalt**

Zusammenführen von Akteuren und Entscheidungsträgern die an den verschiedenen Stufen der Biomethanbereitstellung beteiligt sind; Erfassung der Abfallsysteme (inkl. -aufkommen, -trennung) in den 5 Partnerstädten des Projektes; Entwicklung von Logistikkonzepten zum Einsammeln der Abfälle; Entwicklung von individuell auf die Partnerstädte abgestimmten Optionen zur Biogasproduktion und -aufbereitung sowie dessen Verwendung entweder zur Einspeisung ins Erdgasnetz oder direkt zur Nutzung als Kraftstoff

**Projektziel**

Entwicklung von marktfähigen "Abfall zu Biomethan"-Konzepten in den 5 Partnerstädten des Projektes bezüglich der Förderung der Nutzung und Aufbereitung von Biogas aus organischen Abfällen; Modellcharakter der 5 Projektstädte: Durch Partnerschaften zu 22 weiteren EU-Städten, die am Aufbau von Abfall-zu-Biomethan Konzepten interessiert sind, werden auf Workshops und durch Informationsmaterialien Erfahrungen weitergegeben.

(11 Projektpartner aus 6 EU-Staaten, Koordinator: WIP Renewable Energies (Deutschland); Laufzeit: 05/2011 - 04/2014; <http://www.urbanbiogas.eu/>)

**Green Gas Grids**

**Projekthalt**

Wissenstransfer von Vorreiterstaaten zu Staaten mit weniger Erfahrung; Unterstützung von Lösungen zur der Überwindung von Marktbarrieren durch 4 Arbeitsgruppen für je einen thematischen Schwerpunkt (Nachhaltigkeit, Handel von Biomethan, technische Standards, und Gesetzgebung); Zusammenbringen von Geschäftspartnern; Unterstützung von Biomethanprojekten in Ländern mit hohem Potenzial und ausbaufähiger Umsetzung; Lobbyarbeit für Biomethan bei paneuropäischen Akteuren der Gas- und Energieversorgung.

**Projektziel**

Nachweisbare Erhöhung der Produktion und Nutzung von Biomethan im Transportsektor sowie für die Wärme- und Elektrizitätserzeugung innerhalb der EU.

---

(13 Projektpartner aus 11 EU-Staaten, Koordinator: dena (Deutsche Energie-Agentur); Laufzeit: 2011 – 2014; <http://www.greengasgrids.eu/>)

**BIO-METHANE  
Regions**

**Projekthalt**

Optimierung und Weiterentwicklung der Fermenter zur Steigerung der Biogasproduktion; Aufbereitung des Biogases zu Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz oder zur Nutzung als Kraftstoff anstelle der bisherigen Verwendung zur Stromerzeugung; Entwicklung eines Kalkulators als Hilfestellung zur Wahl des für den Standort optimalen Aufbereitungsverfahrens von Biogas zu Biomethan; Erstellung von projektbezogenen Dokumentationen zu regionalen Biogaspotenzialen und Maßnahmenprogrammen; Informationsmaterial für potenzielle Anlagenbauer zu politischen Rahmenbedingungen in den Partnerländern, technischen Aspekten zum Biogasanlagenbetrieb und Best-Practice Beispielen.

**Projektziel**

Förderung der Nutzung von Biomethan in den Projektregionen der beteiligten Partnerländer

(15 Projektpartner aus 11 EU-Staaten; Koordinator: Severn Wye Energy Agency (UK); Laufzeit: 05/2011 - 04/2014; <http://www.bio-methaneregions.eu>)

**FABbiogas**

**Projekthalt**

Informationsveranstaltungen und Machbarkeitsstudien für die Erzeugung von Biogas aus Abfällen der Lebensmittelindustrie; Erstellung eines Kompendiums zur Biogas-erzeugung aus organischen Abfällen; Erstellung von Tools und Leitlinien für die Schaffung eines europäischen Referenz-Standards zur industriellen Nutzung von Abfällen der Lebensmittelindustrie zur Energieproduktion; Aufbau von Beratungsstellen in den nationalen Lebensmittelverbänden zum Thema Biogasproduktion aus Abfällen; Erstellung von Landkarten für die Partnerländer mit Standortbeschreibungen von bestehenden Abfall-Biogasanlagen und Abfallströmen aus der Lebensmittel- und Getränkeindustrie zur Erfassung freier Potentiale von bestehenden Biogasanlagen und Ermittlung möglicher neuer Anlagenstandorte.

**Projektziel**

Steigerung der Produktion von Biogas/-methan aus organischen Abfällen der Europäischen Lebensmittel- und Getränkeindustrie mit seinen unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten (KWK Anlagen, Biomethan als Treibstoff oder die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz); Integration der Lebensmittelabfälle in die Energiesysteme zur Erweiterung des Angebots an Energiequellen für Lebensmittelbetriebe;

Ziel: Zusätzliche Energieproduktion aus Lebensmittelabfällen in Partnerländern von 35.000 t Öleinheiten pro Jahr.

(9 Projektpartner aus 7 EU-Staaten, Koordinator: IFA-Tulln (Österreich); Laufzeit: 04/2013 - 09/2015; <http://www.fabbiogas.eu>)

**Biosurf**

**Projekthalt**

Wertschöpfungskettenanalysen von der Herstellung bis zur Nutzung des Biomethans unter Berücksichtigung der jeweiligen territorialen, physischen und ökonomischen Merkmale für unterschiedliche Nutzungspfade; Rückverfolgbarkeit, ökologischen Kriterien und Qualitätsstandards sowie Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz von Biomethan; Analyse, Vergleich und Förderung der Biomethanregistrierung, Kennzeichnungs-, Zertifizierungs- und Handelspraktiken in Europa; CO<sub>2</sub>-Emissionen entlang der Biomethankette und Optimierungspotenzial; Informationsaustausch zu Biomethanstrategien, Anforderungen und Beihilferegelungen in Europa.

**Projektziel**

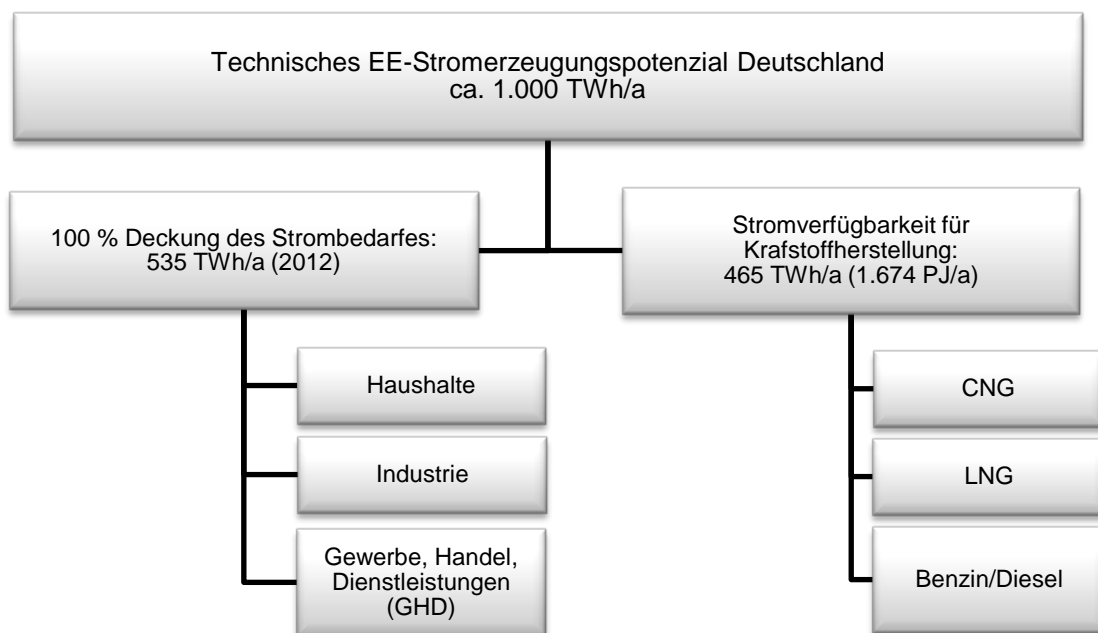
Steigerung der Produktion von Biomethan basieren auf (Tier-)Abfällen und nachhaltiger Biomasse zur Einspeisung ins Erdgasnetz oder zur direkten Verwendung als Kraftstoff.

(11 Projektpartner aus 7 EU-Staaten, Koordinator: ISIS - Institute of Studies for the Integration of Systems (Italien); Laufzeit: 01/2015 - 12/2017)

### 3.4.2 EE-Methan und EE-PTL

Bei einer angenommenen, zukünftigen auf 100 % erneuerbarer Energiequellen basierenden Stromversorgung in Deutschland ergibt sich ausgehend von einem technisch EE-Stromerzeugungspotenzial von 1.000 TWh pro Jahr ein technisches Potenzial von 465 TWh Strom pro Jahr, das für die Kraftstoffherstellung prinzipiell nutzbar wäre [MKS 03/2015]. Dabei wurde angenommen, dass 535 TWh pro Jahr für Bereiche außerhalb des Verkehrssektors reserviert bleiben (Abbildung 3-9), was dem heutigen Nettostromverbrauch entspricht.

Es wird angenommen, dass der Nettostromverbrauch außerhalb des Verkehrssektors auch in der Zukunft in etwa auf dem heutigen Niveau bleibt. Einsparungen werden durch zusätzliche Verbraucher wie z. B. elektrische Wärmepumpen kompensiert.



**Abbildung 3-9: Gesamtes technisches EE-Stromerzeugungspotenzial und Nutzungsmöglichkeiten**

Darüber hinaus ist für die Produktion von kohlenwasserstoffhaltigen Kraftstoffen  $\text{CO}_2$  erforderlich. In [MKS 03/2015] wurde das Potenzial für  $\text{CO}_2$  aus der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ermittelt (Tabelle 3-12).

Für  $\text{CO}_2$  aus der Aufbereitung von Biogas ergibt sich somit ein  $\text{CO}_2$ -Potenzial von insgesamt etwa 1 Mrd.  $\text{Nm}^3$  pro Jahr.



Für CO<sub>2</sub> aus dem Abgas von Holzheizkraftwerken ergibt sich ein theoretisches CO<sub>2</sub>-Potenzial von insgesamt 7,7 Mrd. Nm<sup>3</sup> für die Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung > 1 MW<sub>el</sub> [MKS 03/2015].

Insgesamt können etwa 310 PJ synthetisches Methan pro Jahr für die Bereitstellung von LNG und CNG mit CO<sub>2</sub> aus Biogasaufbereitungsanlagen und dem Abgas aus Holzheizkraftwerken erzeugt werden.

**Tabelle 3-12: Abschätzung des theoretischen CO<sub>2</sub>-Potenzials aus Biogasaufbereitung in Deutschland auf Basis des Bestandes 2012 [MKS 03/2015]**

Anlagengröße	Biomethan			Biogas (optional)
	< 350 m <sup>3</sup> /h (i.N.)	350-700 m <sup>3</sup> /h (i.N.)	> 700 m <sup>3</sup> /h (i.N.)	> 1 MW <sub>el</sub>
Anzahl Anlagen	24	83	13	375
Kapazität gesamt	ca. 71.700 Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /h			600 MW <sub>el</sub>
CO <sub>2</sub> -Potenzial	ca. 330 Mio. Nm <sup>3</sup> /a <sup>6</sup>			ca. 625 Mio. Nm <sup>3</sup> /a <sup>7</sup>

Für EE-Dieselmotoren (EE-PTL) ist der spezifische CO<sub>2</sub>-Bedarf höher (ca. 73,3 g CO<sub>2</sub>/MJ statt 55,0 g CO<sub>2</sub>/MJ). Insgesamt können aus den oben genannten CO<sub>2</sub>-Quellen etwa 233 PJ EE-PTL erzeugt werden, davon 207 PJ Dieselmotoren pro Jahr bei Fahrweise auf maximale Dieselausbeute.

Daneben kann CO<sub>2</sub> aus Luft extrahiert werden, allerdings unter Inkaufnahme eines höheren Stromverbrauchs und damit eines niedrigeren Bereitstellungswirkungsgrades (siehe Tabelle 3-13).

**Tabelle 3-13: Bereitstellungswirkungsgrade für strombasierte Kraftstoffe bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Quellen**

Kraftstoffpfad	CO <sub>2</sub> aus Luft	CO <sub>2</sub> aus Abgas von Holzheiz(kraft)werken	CO <sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung
CNG und LNG über Elektrolyse und Methanisierung	41 %	50 %	51 %
Benzin/Kerosin/Diesel über Elektrolyse, Methanolsynthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung und Hydrotreating (davon Diesel alleine 89 % von gesamt)	35 % (31 %)	40 % (36 %)	45 % (40 %)

Aus den Bereitstellungswirkungsgraden in Tabelle 3-13 und einem für den Verkehr verblei-

<sup>6</sup> Annahmen: 8.000 Volllaststunden pro Jahr, Auskopplung von 30 vol.% CO<sub>2</sub> aus Rohbiogas

<sup>7</sup> Annahmen: 7.650 Volllaststunden pro Jahr [DBFZ et al. 2013], Ø Wirkungsgrad 33 %, Biogas: 5,5 kWh/m<sup>3</sup> bei 55 % CH<sub>4</sub>, Auskopplung von 30 vol.% CO<sub>2</sub> aus Rohbiogas

benden Stromerzeugungspotenzial von 465 TWh pro Jahr ergeben sich die in Tabelle 3-14 angegebenen Kraftstoffherzeugungspotenziale.

Insgesamt ergibt sich für LNG und CNG ein Potenzial von etwa 740 PJ pro Jahr, was etwa einem Drittel des heutigen Kraftstoffverbrauchs des gesamten Straßenverkehrs (Motorräder, Pkw, Lkw, Busse) entspricht (2.171 PJ in 2013 nach [AGEB 2014]).

**Tabelle 3-14: Technische Potenziale für die Produktion von EE-LNG, EE-CNG und EE-Diesel**

Kraftstoffpfad	CO <sub>2</sub> aus Luft		CO <sub>2</sub> aus Abgas von Holzheiz(kraft)werken		CO <sub>2</sub> aus Biogasaufbereitung	
	TWh/a	PJ/a	TWh/a	PJ/a	TWh/a	PJ/a
EE-CNG über Elektrolyse und Methanisierung <sup>8</sup>	119	430	76,6	276	9,5	34
LNG über Elektrolyse, Methanisierung und Verflüssigung <sup>6</sup>	119	427	76,6	276	9,5	34
Diesel über Elektrolyse, Methanolsynthese und MtSynfuels-Prozess <sup>9</sup>	94	339	51,2	184	6,3	23

Annahme: Insgesamt stehen 465 TWh erneuerbarer Strom für den Verkehr zur Verfügung.

Für Dieselkraftstoff über Power-to-Liquid ergibt sich ein Potenzial von 550 PJ/a, wenn die Produktionsanlage auf eine maximale Dieselausbeute optimiert ist. Das entspricht etwa einem Viertel des heutigen Kraftstoffverbrauchs des gesamten Straßenverkehrs, inklusive der Benzinfraktion (für Pkw mit Ottomotor) wären es etwa 28 %.

Der Dieselkraftstoff aus der Jahresstromproduktion einer Windkraftanlage (3 MW bei 2.071 Vollaststunden) reicht aus, um einen typischen Lkw etwa 900.000 bis 1.100.000 km zu betreiben [MKS 03/2015]. Bei einer Lkw-Fahrleistung von 130.000 km im Jahr können sieben bis acht Lkw mit PtL-Diesel aus einer Windkraftanlage versorgt werden.

### 3.4.3 Politische Rahmen- und Förderbedingungen für erneuerbare Gaskraftstoffe

#### Aktuelle Bedingungen für Biomethan als Kraftstoff

Biomethan kann auf die **Biokraftstoffquote** angerechnet werden. Der zweite Abschnitt im dritten Teil des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) enthält die Vorgaben zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen. § 37a definiert den Mindestanteil von Biokraftstoffen an der Gesamtmenge des in Verkehr gebrachten Kraftstoffs. Wer demzufolge zu versteuernde Otto- oder Dieselkraftstoffe in Verkehr bringt, ist verpflichtet innerhalb eines

<sup>8</sup> 55,0 g CO<sub>2</sub> sind pro kWh EE-Methan erforderlich

<sup>9</sup> 73,3 g CO<sub>2</sub> sind pro kWh synthetische Kohlenwasserstoffe erforderlich

Kalenderjahres eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 3,5 % ab dem Jahr 2015, 4 % ab dem Jahr 2017 und 6 % ab dem Jahr 2020 zu erfüllen. Die Anbieter von Erdgas bzw. Biomethan als Kraftstoff sind in der Regel Energieversorgungsunternehmen und damit nicht Verpflichtete im Sinne des § 37 BImSchG. Biomethan kann auf die Treibhausgasminderung angerechnet werden, indem die Verpflichtung vom Mineralölunternehmen auf einen Dritten, bspw. das Energieversorgungsunternehmen übertragen wird (entsprechend BImSchG § 37 a Absätze 5 und 6). Die in einem Kalenderjahr vom Verpflichteten in Verkehr gebrachten Kraftstoffmengen sind bis zum 15. April des Folgejahres gegenüber der Biokraftstoffquotenstelle des Hauptzollamtes zu erklären.

Der Biomethanproduzent/-händler ist bei Biomethankosten von ca. 7 Eurocent pro Kilowattstunde gegenüber einem Erdgaspreis von 2-3 Eurocent pro Kilowattstunde (jeweils ohne Steuern, vgl. Abschnitt 4.2.1.2) in der Regel darauf angewiesen, neben dem direkten Verkaufserlös auch einen Zusatzerlös durch den Verkauf von Quotenanteilen an Mineralölunternehmen zu generieren. Die Übertragung der Verpflichtung auf Dritte erfolgt in der Regel innerhalb des ersten Quartals des Folgejahres. Der notwendige Zusatzerlös wird somit rückwirkend generiert, Planungssicherheit ist in diesem Fall nicht gegeben. Die seit dem 01.01.2015 geltende Fassung des BImSchG ermöglicht ab 2016 erstmalig auch die Übertragung von Biokraftstoffmengen, die bereits im Vorjahr des Verpflichtungsjahres in Verkehr gebracht (und noch nicht angerechnet) wurden.

Gemäß § 50 Absatz des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) wird dem Anbieter von Biomethan mit Erdgasqualität auf Antrag eine **Steuerentlastung** als Biokraftstoff gewährt. Laut § 2, Absatz 2 beträgt die Steuer bis einschließlich 2018 für Erdgas sowie gasförmige Kohlenwasserstoffe 13,90 Euro pro Megawattstunde, ab 2019 entsprechend Absatz 1 dann 31,80 Euro pro Megawattstunde.

Sowohl Biomethan, welches im Rahmen der Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtung nach § 37a BImSchG auf die Biokraftstoffquote zur Treibhausgasminderung angerechnet wird, als auch steuerentlastungsfähiges Biomethan nach § 50 EnergieStG, müssen den Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen entsprechend der Biokraftstoff-**Nachhaltigkeitsverordnung** (Biokraft-NachV) gerecht werden.

### **Änderungen der Rahmenbedingungen auf deutscher und europäischer Ebene**

Wie bereits in [MKS 03/2015] dargestellt, bilden die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED 2009/28/EG) und die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD 2009/30/EG) den derzeitigen europäischen Förderrahmen für Biokraftstoffe und andere alternative Energieträger im Verkehr.

Die Berechnungsmethodik der **FQD** vom 20.04.2014 [EU 2015a] besagt, dass alle im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe<sup>10</sup> und Energien berichtet werden und zur Zielerreichung von 6 (+ 2 + 2) % Treibhausgasvermeidung bis 2020 beitragen. Den Standardwerten für fossile Kraftstoffe in Höhe von 93,3 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ für Ottokraftstoff und 95,1 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ für Dieselloskraftstoff stehen hier 69,3 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ für CNG und 74,5 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ für LNG gegenüber. Die Beimischung von Bio- oder EE-Methan würde die THG-Vermeidung weiter erhöhen. Für EE-Methan, verfahren als CNG im Ottomotor, nennt [EU 2015a] LCA-THG-Intensität von 3,3 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ. Bei einer Anpassung des BImSchG entsprechend der Methode der FQD, wären auch Anbieter von Gaskraftstoffen und Strom im Straßenverkehr Verpflichtete im Sinne der Quote zur Treibhausgasreduzierung.

Hinsichtlich des Ziels der **RED** von 10 % Erneuerbaren Energien im Verkehr bis 2020 sieht die aktuelle Einigung vom 28.04.2015 [EU 2015b] zwischen europäischer Kommission, Rat und Parlament neben der Beschränkung von Energiepflanzen basierten Kraftstoffen auf 7 % auch die zeitnahe Umsetzung nicht zwingend verbindlicher nationaler Quoten für sogenannte „advanced fuels“ von 0,5 % in allen Verkehrsträgern vor. Diese Kraftstoffe basieren beispielsweise aus Abfällen oder Algen. Grundsätzlich ist die aerobe Vergärung geeigneter Biomassen und damit die Produktion von Biomethan eine weitgehend ausgereifte und einsatzfähige Technologie und damit geeignet für die Bereitstellung von dieser Art von Kraftstoffen. Bei der THG-Bilanzierung von PtG oder PtL können die Mitgliedsstaaten entweder den erneuerbaren Anteil in der EU oder den nationalen EE-Anteil im Strommix ansetzen. Die Anrechnung auf das Ziel der RED erfolgt dann nach Artikel 9a i. V. m. Teil A (r) des neuen ANNEX IX mit dem Zweifachen des Energieinhalts. [EU 2015b] nennt weiterhin für die Festlegung von Bedingungen unter denen eine 100 %-Anrechnung von aus erneuerbarem Strom erzeugten flüssigen (EE-Diesel) oder gasförmigen (EE-Methan) Kraftstoffen im Verkehr erfolgen kann den 31.12.2017.

Sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene sind in RED und BImSchG Änderungen vorgesehen bzw. bereits umgesetzt, um mithilfe vereinfachter Gesetzgebungsverfahren (EU: delegierter Rechtsakt, DE: Ermächtigungsgrundlage) u. a. die Anrechnung weiterer Kraftstoffoptionen aus erneuerbaren Quellen zu ermöglichen und die Berechnungsmethodik und das Nachweisverfahren zu definieren. Dies ermöglicht nach entsprechenden Vorgaben auf europäischer Ebene eine zeitnahe nationale Umsetzung.

---

<sup>10</sup> einschließlich mobile Maschinen und Geräte, land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen sowie Binnenschiffe und Sportboote

## Perspektiven regenerativer Kraftstoffe in Deutschland

**Strombasierte Kraftstoffe.** Nach § 9a des Stromsteuergesetzes ist Strom, der für die Elektrolyse entnommen wurde, von der Stromsteuer befreit<sup>11</sup>, sofern es sich beim Betreiber einer Power-to-Gas-Anlage um ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Sinne des StromStG handelt<sup>12</sup>.

Unklar ist derzeit noch die Rechtsprechung, ob Power-to-Gas-Anlagen, die Wasserstoff durch Wasserelektrolyse oder Methan durch Elektrolyse und anschließende Methanisierung erzeugen, nach dem Energiewirtschaftsgesetz §118 Absatz 6 tatsächlich für 20 Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit sind, auch wenn die entnommene elektrische Energie nicht wieder in das Entnahmenetz eingespeist wird. Darüber hinaus ist noch zu klären, ob nach dem aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) die PtG-Herstellung nach § 64 (Stromkostenintensive Unternehmen) und Anlage 4, Liste 1, z. B. „Herstellung von Industriegasen bzw. Mineralölverarbeitung (= Raffinerie)“, oder Liste 2, z. B. „Gewinnung von Erdöl und Erdgas“, eine Ermäßigung der EEG-Umlage zu erzielen ist.

Damit Power-to-Gas relevant zum Ziel einer sowohl wirtschaftlichen als auch klimafreundlichen Energieversorgung im Verkehr beitragen kann, sind bei der Weiterentwicklung der politischen Rahmenbedingungen vor allem zwei Dinge zu beachten: Zum einen muss die Power-to-Gas-Technologie wirtschaftlich darstellbar werden. Dies könnte sowohl durch eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben als auch durch eine preisliche Abbildung potenzieller Flexibilitätsdienstleistungen von Power-to-Gas-Anlagen (z. B. im Rahmen des Regelenenergiemarktes) geschehen. Zum anderen sollten wirksame Instrumente für den Einsatz von erneuerbarem Strom für Power-to-Gas entwickelt werden, damit diese Technologie relevant zur Treibhausgasreduktion beitragen kann.

Basis hierfür könnte die Entwicklung einer Sektor übergreifenden Power-to-Gas-Roadmap

---

<sup>11</sup> Stromsteuergesetz (StromStG), § 9a Erlass, Erstattung oder Vergütung der Steuer für bestimmte Prozesse und Verfahren (1) Auf Antrag wird die Steuer für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet, den ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes [...] für die Elektrolyse [...] entnommen hat.

<sup>12</sup> Stromsteuergesetz (StromStG) § 2 Begriffsbestimmungen: Unternehmen des Produzierenden Gewerbes: Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind, sowie die anerkannten Werkstätten für behinderte Menschen im Sinne des § 136 des Neunten Buches Sozialgesetzbuch, wenn sie überwiegend eine wirtschaftliche Tätigkeit ausüben, die den vorgenannten Abschnitten der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen ist;

sein, welche die wirtschaftlichen Optionen einer gemeinsamen Wasserstoff-Infrastrukturnutzung und die dafür erforderlichen Mengengerüste und Kosten entwickelt. In Ergänzung verbindlicher politischer Ziele für den Verkehrssektor könnten zur Marktvorbereitung besondere Vergünstigungen vorgesehen werden. Diese sollten degressiv und zeitlich befristet bzw. justierbar gestaltet sein.

Für die Anerkennung von strombasierten Kraftstoffen im Rahmen europäischer und nationaler Ziele ist eine robuste und transparente Nachweisführung für erneuerbaren Strom zu entwickeln, um Akzeptanz und nachhaltiges Vertrauen in die technologische und umweltpolitische Entwicklungslinie sicherzustellen.

**Regenerative Kraftstoffe.** Grundsätzlich bedarf es strategischer Entscheidungen, ob die begrenzten Rohstoff- und Energiemengen und daraus resultierende Energieträger beliebig eingesetzt oder sektoral gelenkt werden sollen.

Zudem wäre es hilfreich, wenn als verlässlicher Rahmen für die künftig wachsende Rolle erneuerbarer Energien im Verkehr zusätzliche Zielsetzungen für die Reduktion von Treibhausgasemissionen im Verkehr auf dem Pfad bis 2050 entwickelt werden, wie das in anderen Energiesektoren bereits geschehen ist.

### **3.5 Schlussfolgerungen für die Umweltbewertung**

Nachfolgend werden die zentralen Schlussfolgerungen zu den Umwelteffekten von schweren Lkw mit CNG und LNG gegenüber Dieselfahrzeugen zusammengefasst.

#### **Schadstoff- und Motorschallemissionen (Lärmemissionen):**

- Gasmotoren (Ottomotoren, die nur mit 100% Erdgas bzw. Bio-/EE-Methan betrieben werden) haben geringere Lärmemissionen als Dieselmotoren.
- Im Gegensatz zu Dieselmotoren können die aktuellen Euro VI Grenzwerte für Partikel und NOx ohne Partikelfilter und SCR eingehalten bzw. unterschritten werden (ersten Ergebnissen zufolge bei Partikeln um ca. 78-95 %, bei NOx um ca. 53-75 %).
- Dual-Fuel- und HPDI-Motoren arbeiten hingegen nach dem Dieselpinzip mit entsprechend hohen Verbrennungsdrücken und verbrennen auch immer noch etwas Diesel. Anders als bei Ottomotoren sind höhere Lärm- und Schadstoffemissionen zu erwarten.

### **Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch bei der Nutzung rein fossiler Kraftstoffe:**

- Die aktuell für Deutschland verfügbaren schweren Lkw mit CNG und LNG im Bereich der 40 Tonner haben Ottomotoren, deren energetischer Kraftstoffverbrauch Tank-to-Wheel (TTW) um ca. 18-24 % höher als der von Dieselmotoren liegt. Auch leichtere Lkw-Klassen und Pkw mit Erdgasantrieb haben i.d.R. einen Mehrverbrauch in dieser Größenordnung. In speziellen Einsatzprofilen, z.B. Stadtverkehr mit hohem Stop-and-Go- Anteil, kann der Mehrverbrauch von Gasfahrzeugen jedoch noch höher ausfallen.
- Die THG-Emissionen sind bei der Nutzung von fossilem Erdgas aufgrund des niedrigeren Kohlenstoffanteiles TTW heute dennoch um ca. 5 % geringer als bei fossilem Diesel. Well-to-Wheel (WTW) sind die THG-Emissionen von fossilem LNG jedoch um ca. 8 % höher als bei fossilem Diesel, für fossiles CNG ca. 2 % niedriger. Grund dafür sind die bei der Bereitstellung von LNG, also die Well-to-Tank (WTT) entstehenden THG-Emissionen bzw. der dafür notwendige Energieaufwand, z.B. für die Verflüssigung, welche insgesamt höher als bei CNG und Diesel sind (siehe Tabelle 3-15).
- Für zukünftige Gasmotoren werden derzeit von den Lkw-Herstellern verschiedene Technologien beobachtet, welche eine Steigerung des Wirkungsgrades und somit eine Reduktion des Energieverbrauchs ermöglichen. Mit der zukünftigen Entwicklung von effizienteren Ottomotoren könnte der Kraftstoffverbrauch von CNG- und LNG-Lkw im Jahr 2030 nur noch um ca. 10 % über Dieselmotoren liegen. Die THG-Emissionen wären dann nicht nur TTW sondern auch WTW niedriger als bei Diesel-Lkw.

Tabelle 3-15 zeigt den Primärenergieeinsatz und die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung und Nutzung von Diesel aus Rohöl sowie von LNG, das aus Katar importiert und von CNG aus Erdgas, das über Pipeline angeliefert wird.

**Tabelle 3-15: Primärenergieeinsatz und Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (nur fossile Pfade)**

	2015			2030		
	Diesel	LNG	CNG	Diesel	LNG	CNG
<b>Energieeinsatz „Well-to-Wheel“ (MJ/km)</b>						
<b>Fossil</b>	13,3	17,2	15,8	10,5	12,0	11,1
<b>Nuklear</b>	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Erneuerbar</b>	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2
<b>Summe</b>	13,4	17,2	16,1	10,6	12,1	11,3
<b>Diesel aus Teersand*</b>	16,1			12,8		
<b>Diesel aus Ölschiefer*</b>	22,2			17,6		
<b>Treibhausgasemissionen „Well-to-Wheel“ (g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/km)</b>						
<b>Kraftstoffbereitstellung</b>	170	287	192	135	201	135
<b>Fahrzeug</b>	827	785	786	655	551	552
<b>Summe</b>	997	1072	978	790	753	687
<b>Diesel aus Teersand*</b>	1183			937		
<b>Diesel aus Ölschiefer*</b>	1580			1251		

\* Bei Teersanden und Ölschiefen handelt es sich um unkonventionelle Rohölvorkommen

### **Fortgeschrittene Erdgas-Motorenkonzepte nach dem Dieselpinzip**

Höhere Verbrauchseinsparungen als mit verbesserten Ottomotoren werden durch Dieselmotoren ähnliche Dual-Fuel- und HPDI-Motoren erwartet. Verschiedene Lkw- und Motorenhersteller haben in den letzten Jahren Dual-Fuel- und HPDI-Motoren entwickelt. Jedoch scheinen technische Herausforderungen bei der Einhaltung der Euro VI Emissionsgrenzwerte und zusätzliche Investitionskosten derzeit ein Hemmnis darzustellen, so dass diese Motoren in Europa bisher nicht angeboten werden. Fortgeschrittene Dual-Fuel- und HPDI-Motoren können weder mit 100% Erdgas noch mit 100% Diesel betrieben werden.

Die zukünftige Marktverfügbarkeit von Euro VI zertifizierten Dual-Fuel- oder HPDI-Motoren wird je nach Hersteller unterschiedlich beurteilt, scheint jedoch zumindest kurzfristig (die nächsten 3-5 Jahre) nicht absehbar. Ein Hersteller hat kürzlich in den USA einen seiner Lkw-Motoren von Westport Innovations Inc. auf das HPDI-Prinzip umbauen und vermessen lassen [Westport 2015b]. Dieser Motor (Hubraum: > 12 Liter, Drehmoment: >> 2.000 Newtonmeter, Leistung: > 450 PS) soll die gegenwärtigen Emissionsanforderungen nach EPA 2014 (USA) und EURO VI (EU) einhalten können. Die Dieselsubstitutionsrate (Ersatz Diesel durch Erdgas) soll über 90 % liegen. Der Wirkungsgrad soll im Jahr 2030 gleich zum Diesel, respektive ca. 1 % darunter liegen [Daimler 2015]. Es deutet sich also an, dass eine effiziente Motorentechnik mit hoher Erdgasnutzungsrate und EURO VI



Emissionscharakteristik technisch in absehbarer Zeit machbar ist. Wann diese im europäischen Markt eingeführt wird, ist bisher unklar. Die dann bereits mit fossilem LNG erzielbaren THG-Emissionen würden WTW deutlich unter denen von Diesel-Lkw liegen.

### **Treibhausgasemissionen bei der Nutzung erneuerbarer Energien**

- Durch die Nutzung von Biomasse als Kraftstoff können die Treibhausgasemissionen gesenkt und neben nachwachsenden Rohstoffen auch biogene Abfall- und Reststoffe genutzt werden. Die Verfügbarkeit von Biomasse in Deutschland ist jedoch eingeschränkt und dürfte zukünftig einer starken Nutzungskonkurrenz unterliegen (z. B. Biotreibstoffe für die Luftfahrt).
- Die Nutzung von Biodiesel ermöglicht heute bereits im Mittel eine THG-Reduktion von über 50 % gegenüber fossilem Diesel. Die Nutzung von reinem Biodiesel als Kraftstoff verlangt geringfügige fahrzeugseitige Anpassungen.
- Biomethan, welches in CNG- und LNG-Lkw eingesetzt werden kann, hat ähnlich THG-Minderungspotenziale (über 60 %), aber im Gegensatz zu Biodiesel den Vorteil, dass neben Energiepflanzen auch Reststoffe zu dessen Herstellung genutzt werden können. Ein weiterer wesentlicher Vorteil gegenüber Diesel Lkw besteht darin, dass in Gasfahrzeugen beliebige Beimischungsmengen von Biomethan ohne technische Veränderungen am Lkw realisierbar sind. Die Ausnutzung der inländisch vorhandenen Biomethanpotenziale setzt einen zukünftigen Anlagenausbau und unterstützende politische Rahmenbedingungen voraus.
- Die Nutzung von Strom basierten Flüssig- (PtL) oder Gaskraftstoffen (PtG) weist aus heutiger Sicht bezüglich der Umweltbewertung keine klaren Vor- oder Nachteile aus. Beide Pfade sind technisch realisierbar und erprobt und die zukünftige Anwendung hängt vor allem von der Verfügbarkeit und den Kosten für erneuerbaren Strom ab. Die Potenziale für EE-Strom sind ebenfalls begrenzt, aber auf einem deutlich höheren Niveau als die der energetisch nutzbaren Biomasse.
- Die THG-Emissionen von EE-Methan sind aus heutiger Sicht höher als die von EE-Diesel. Dies könnte sich aber durch die Reduktion des Kraftstoffverbrauchs von Gasfahrzeugen (s. o.) ändern.

**Tabelle 3-16: Bewertungskriterien der Kraftstoff-Antriebskombinationen bzgl. THG-Emissionen, Lärm, Reichweite und Infrastrukturaufwand**

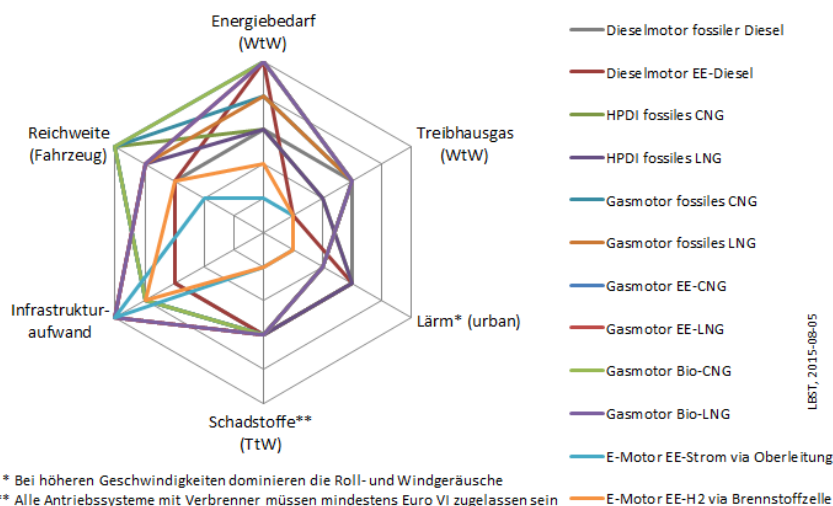
Antrieb	Kraftstoff	Energiebedarf (WtW)	THG (WtW)	Lärm* (urban)	Schadstoffe** (TtW)	Infrastrukturaufwand	Reichweite (Fzg.)
Dieselmotor	fossiler Diesel	o	o	o	o	o	o
Dieselmotor	EE-Diesel	--	++	o	o	o	o
HPDI	fossiles CNG	o	+	o	o	-	--
HPDI	fossiles LNG	o	+	o	o	--	-
Gasmotor	fossiles CNG	-	o	+	o	-	--
Gasmotor	fossiles LNG	-	o	+	o	--	-
Gasmotor	EE-CNG	--	o	+	o	-	--
Gasmotor	EE-LNG	--	o	+	o	--	-
Gasmotor	Bio-CNG	--	o	+	o	-	--
Gasmotor	Bio-LNG	--	o	+	o	--	-
<b>Zum Vergleich</b> (in dieser Studie nicht betrachtet):							
E-Motor	EE-Strom via Oberleitung	++	++	++	++	--	+
E-Motor	EE-H <sub>2</sub> via Brennstoffzelle	+	++	++	++	-	o

\* Bei höheren Geschwindigkeiten dominieren die Roll- und Windgeräusche

\*\* Alle Antriebssysteme mit Verbrennungsmotor müssen mindestens Euro VI zugelassen sein

**Legende:**

- ++ viel besser
- + besser
- o vergleichbar mit etablierter Diesel-/Dieselmotor-Kombination
- schlechter
- viel schlechter



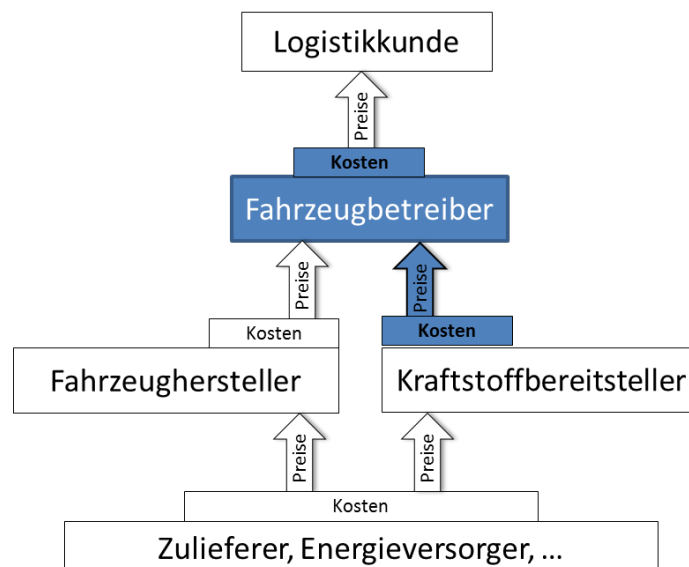
## 4 Kosten von CNG und LNG in schweren Lkw

Die Kosten für CNG- und LNG-Lkw stellen einen zentralen Aspekt für die Wirtschaftlichkeit dieser Konzepte und damit von möglichen finanziellen Hemmnissen dar. Daher sollen in diesem Kapitel zunächst die aktuell verfügbaren Kostendaten recherchiert und dargestellt und darauf basierend die wirtschaftlichen Eckdaten von schweren CNG- und LNG-Lkw und die dafür notwendigen Rahmenbedingungen aufgezeigt werden.

### 4.1 Erläuterungen zu den Kostenanalysen

Unter dem Begriff **Kosten** verbergen sich verschiedene Akteure und betriebswirtschaftliche Perspektiven. So werden die Kosten des Herstellers eines Produktes oder einer Dienstleistung (bestehend unter anderem aus Kosten für Material, Maschinen und Arbeitskraft, Forschung und Entwicklung, Logistik, Verwaltung, Versicherung, etc.), zusätzlich der zu entrichtenden Steuern und des Gewinns in der Regel als **Preis** an einen Käufer weitergegeben.

Die Analyse von wirtschaftlichen Hemmnissen für den Einsatz von schweren CNG- oder LNG-Lkw muss sich hierbei vor allem mit den Kosten der Fahrzeugbetreiber befassen (siehe Schema in Abbildung 4-1). Diese sind wiederum direkt von den Kosten der Kraftstoffbereitstellung und der dazu erforderliche Lager- und Tankstelleninfrastruktur betroffen, welche in Deutschland vor allem im Falle von LNG noch komplett aufgebaut werden muss. Die Kosten für Fahrzeughersteller, Zulieferer und Energieversorger können hierbei nur indirekt berücksichtigt werden, haben aber Einfluss auf die nachfolgende Betrachtung.



**Abbildung 4-1: Grundsätzliches Schema zu Kostenanalyse dieser Studie**

Durch den Fokus auf die Fahrzeugbetreiber handelt es sich um eine **betriebswirtschaftliche** Kostenanalyse. Auf eine volkswirtschaftliche Kostenanalyse – mit dem Ziel einer optimalen Allokation knapper Ressourcen über alle Sektoren – wird bei dieser Betrachtung ver-

zichtet.

Bei der Darstellung von Kosten bzw. Preisen über einen längeren Zeitraum, z. B. in der Vergangenheit oder in Zukunftsszenarien, muss die Inflation berücksichtigt werden. Hierbei wird zwischen **Nominal- und Realpreisen** unterschieden, wobei Realpreise inflationsbereinigt für ein konkretes Bezugsjahr angegeben werden.

#### 4.1.1 Amortisation der Mehrkosten beim Fahrzeugkauf

CNG und insbesondere LNG-Lkw sind derzeit in der Anschaffung deutlich teurer als vergleichbare Diesel-Lkw. Diese Mehrkosten müssen folglich wieder durch geringere Betriebskosten (pro Kilometer oder pro Jahr) „hereingefahren“ bzw. amortisiert werden, damit ein Nutzungsanreiz vorhanden ist. Die Amortisationszeit muss insgesamt geringer als die maximale Nutzungszeit der Fahrzeuge sein bzw. müssen Nutzungszeit und Restwert so konzipiert sein, dass der Nutzer einen geringeren Aufwand hat.

Die Nutzungszeit kann maximal der Lebensdauer des Fahrzeugs entsprechen, welche stark von der Jahresfahrleistung abhängt und wird beim 40 t Lkw im Fernverkehr mit 130.000 Kilometer pro Jahr bzw. 8 Jahren, bei einem 40 t-Lkw im Regionalverkehr mit 60.000 Kilometer pro Jahr bzw. 12 Jahren [IFEU/TU Graz 2015]. Fahrzeugbetreiber streben an, dass sich zusätzliche Investitionen bei einer Fahrzeugbeschaffung eines effizienteren Lkw oder eines Lkw mit alternativem Antrieb bereits innerhalb der Haltedauer amortisieren, welche meist deutlich kürzer als die Lebensdauer ist. Auch ist im Falle eines Weiterverkaufs des Fahrzeuges der erzielbare Restwert in die Kalkulation einzubeziehen, welcher vor allem bei neuartigen Technologien wie CNG und LNG für die Betreiber nur mit Unsicherheiten abschätzbar ist.

Als typischer Amortisationszeitraum für neue Fahrzeugtechnologien für Flottenbetreiber im Fernverkehr werden für 40 t-Lkw in Deutschland maximal drei Jahre angenommen. In anderen Bereichen wie z. B. dem Verteilerverkehr sind je nach Fahrzeugbetreiber auch längerfristige Amortisationserwartungen möglich. Als Maßstab für solche Nutzer werden sechs Jahre angesetzt. [IFEU/TU Graz 2015]

Letztendlich können diese Amortisationszeiträume aber nur Eckwerte darstellen, da sich die Bereitschaft, das Risiko einer Mehrinvestition zu tragen, von Betreiber zu Betreiber unterscheiden kann. Die durch praktische Anwendungen erfahrene Firma Rolande LNG in den Niederlanden nimmt beispielsweise für einen 40 t-LNG-Lkw einen Nutzungszeitraum von sieben Jahren und den gleichen Restwert wie für ein entsprechendes Dieselfahrzeug in Höhe von 17.500 Euro an [Hendrickx 2015].

#### **4.1.2 Abschreibung der Investitionskosten für Tankstelleninfrastruktur**

Auf eine separate detaillierte Berechnung der reinen Abschreibung für die LNG-Tankstelleninfrastruktur wurde in dieser Studie verzichtet. Die Investitions- und Betriebskosten wurden bezogen auf eine als fix angenommene Auslastung der Tankstellen ermittelt und in die Berechnung des Kraftstoffpreises integriert. Hätte man die konkret auslastungsabhängige Abschreibung der Tankstelleninfrastruktur ermitteln wollen, hätte dies je Zeithorizont einer durch den Lkw-Betrieb erzeugten Nachfrage simuliert in Bedarfsszenarien bedurft, um auf deren Basis die Abschreibungsrechnungen durchzuführen. Dies hätte eine komplexe Infrastruktur- und Fahrzeugbestandsplanung erfordert und den Umfang der Studie gesprengt.

### **4.2 Kraftstoffbereitstellung „Well-to-Tank“**

#### **4.2.1 Übersicht der wesentlichen Komponenten und Kosten**

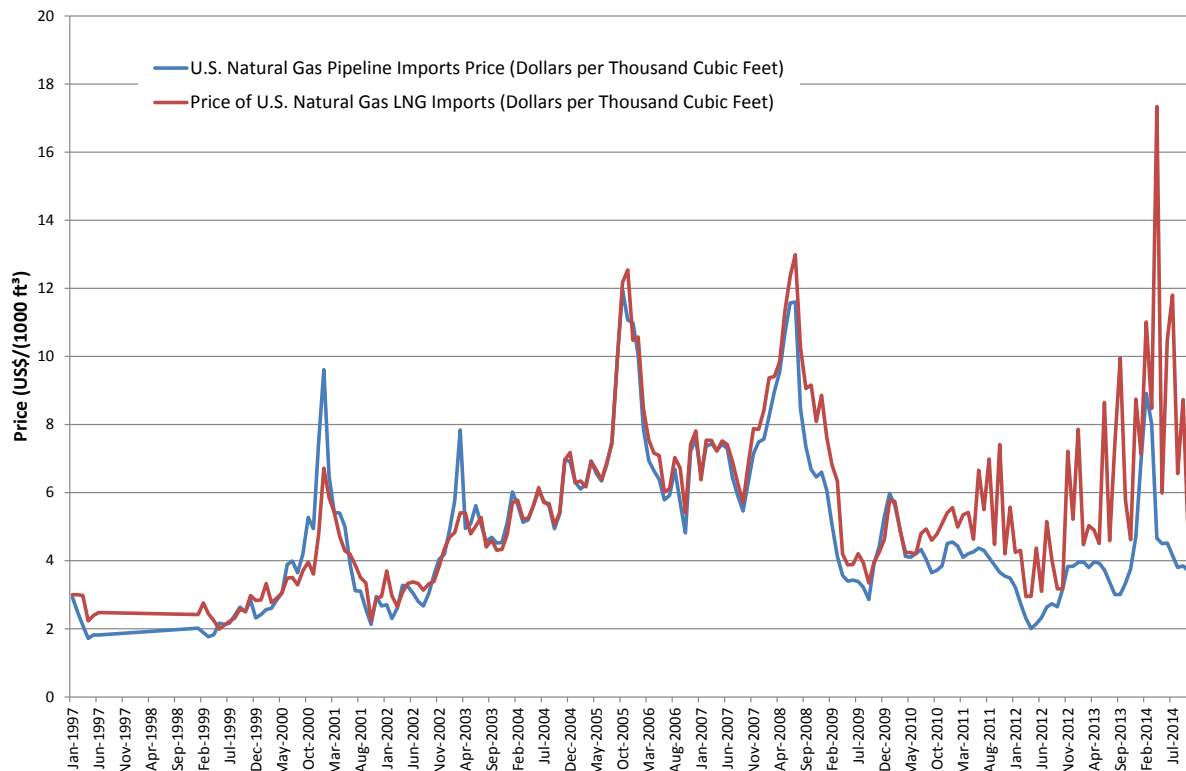
Der Zinssatz wird mit 4 % angenommen. Die Abschreibungsdauer entspricht der Lebensdauer der Komponenten von Anlagen zur Kraftstoffproduktion (z. B. Elektrolyseure, Methanisierungs- und PtL-Anlagen), Verteilinfrastruktur (z. B. LNG-Tanklastzug) und Tankstellen.

##### **4.2.1.1 Energiepreise**

Für die Berechnung der Herstellungskosten für fossile Kraftstoffe müssen Annahmen zu den Preisen für Rohöl und Erdgas getroffen werden.

Der Preis für Rohöl wird typischerweise in US\$ pro bbl (Barrel) angegeben, der in Euro pro Energieeinheit umgerechnet werden muss. Der Wechselkurs zwischen Euro und US\$ weist extreme Schwankungen auf und stellt daher eine Unsicherheit bei der Analyse der Energiepreiseentwicklung dar. Für 2015 wurde der aktuelle Wechselkurs von etwa 0,87 Euro pro US\$ verwendet. Analog zu [JEC 2007] wurde der Erdgaspreis für 2015 über einen Faktor von 0,8 an den Rohölpreis gekoppelt.

Die Preise für Erdgas und LNG weisen große Schwankungen auf, wobei der Preis für LNG im Mittel über dem von Erdgas liegt, das über Pipeline angeliefert wurde (Abbildung 4-2).



**Abbildung 4-2: Entwicklung der Preise für Erdgas und LNG (Quelle: [EIA 2015])**

Der Preis für LNG lag im langjährigen Mittel bei etwa 15 % über dem von Erdgas, zumindest in den USA. In dieser Studie wurde angenommen, dass das Preisverhältnis zwischen LNG und Erdgas in der EU auf dem gleichen Niveau liegt wie in den USA.

Für 2015 wurde der aktuelle Ölpreis nach [OIL-PRICE.NET 2015] verwendet. Für 2030 wurde auf Angaben in [EWI et al 2014] zurückgegriffen, welche von einer vergleichsweise moderaten Entwicklung des Rohölpreises ausgeht. (124 US\$/bbl und 780 €/t). Der Erdgaspreis wird in [EWI et al 2014] mit 0,031 €/kWh angegeben. Tabelle 4-1 zeigt die Annahmen für die Preise für Rohöl, Erdgas und LNG frei Hafen respektive Pipeline.

**Tabelle 4-1: Preise für Rohöl, Erdgas über Pipeline und importiertes LNG**

	Einheit	2015	2030
<b>Preis Rohöl</b>	US\$/bbl	59	124
	€/bbl	51	105
	€/t	378	780
	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,032	0,066
	€/GJ <sub>Hi</sub>	8,9	18,4
<b>Preis Erdgas frei Grenze EU</b>	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,8 * Rohölpreis	0,031
<b>Preis LNG (ex Import-Terminal)</b>	€/kWh <sub>Hi</sub>	1,15 * Erdgaspreis	1,15 * Erdgaspreis

Aus den in Tabelle 4-1 angegebenen Preisen für die Primärenergieträger und den Kosten für die Umwandlung in die jeweiligen Kraftstoffe ergeben sich die Tabelle 4-2 angegebenen Kraftstoffpreise. Bei CNG und LNG müssen noch weitere Kosten, die vom Import der Primärenergieträger bis zur Ausgabe an der Tankstelle anfallen, berücksichtigt werden. Diese Kosten werden in den folgenden Kapiteln dargestellt. Die Kosten pro Energieeinheit beziehen sich auf den unteren Heizwert.

**Tabelle 4-2: Preise für Kraftstoffe (ohne Energie-, Strom- und Mehrwertsteuer)**

	Einheit	2015	2030
<b>Diesel ab der Tankstelle</b>	€/l	0,45	0,82
	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,045	0,083
	€/GJ <sub>Hi</sub>	12,5	22,9
<b>Erdgas ab Pipeline</b>	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,0257	0,031
	€/GJ <sub>Hi</sub>	7,1	8,6
<b>LNG (ex Import-Terminal)</b>	€/kWh <sub>Hi</sub>	0,0295	0,0356
	€/GJ <sub>Hi</sub>	8,2	9,9

#### 4.2.1.2 Herstellungskosten von Biomethan

Die spezifischen Herstellungskosten für Biomethan liegen in Abhängigkeit von der Anlagengröße sowie dem jeweiligen Anlagenkonzept bei etwa 6,4 bis 8,9 €/ct/kWh im Mittel bei etwa 7 €/ct/kWh, wenn nachwachsende Rohstoffe (NawaRo, wie z. B. Maissilage) eingesetzt werden. Aktuelle Bereitstellungskosten ohne Transportkosten im Gasnetz (sowie ohne Handel und Handelsgewinn) sowie erzielbare Preise bzw. Erlöse für Biomethan sind zusammenfassend in Tabelle 4-3 dargestellt.

Die erzielbaren Erlöse für Biomethan im Kraftstoffmarkt orientieren sich am Preis für Erdgas, dieser liegt (ohne Erdgasnetz und Tankstelle, inkl. Energiesteuer) bei derzeit etwa 4 €/ct/kWh

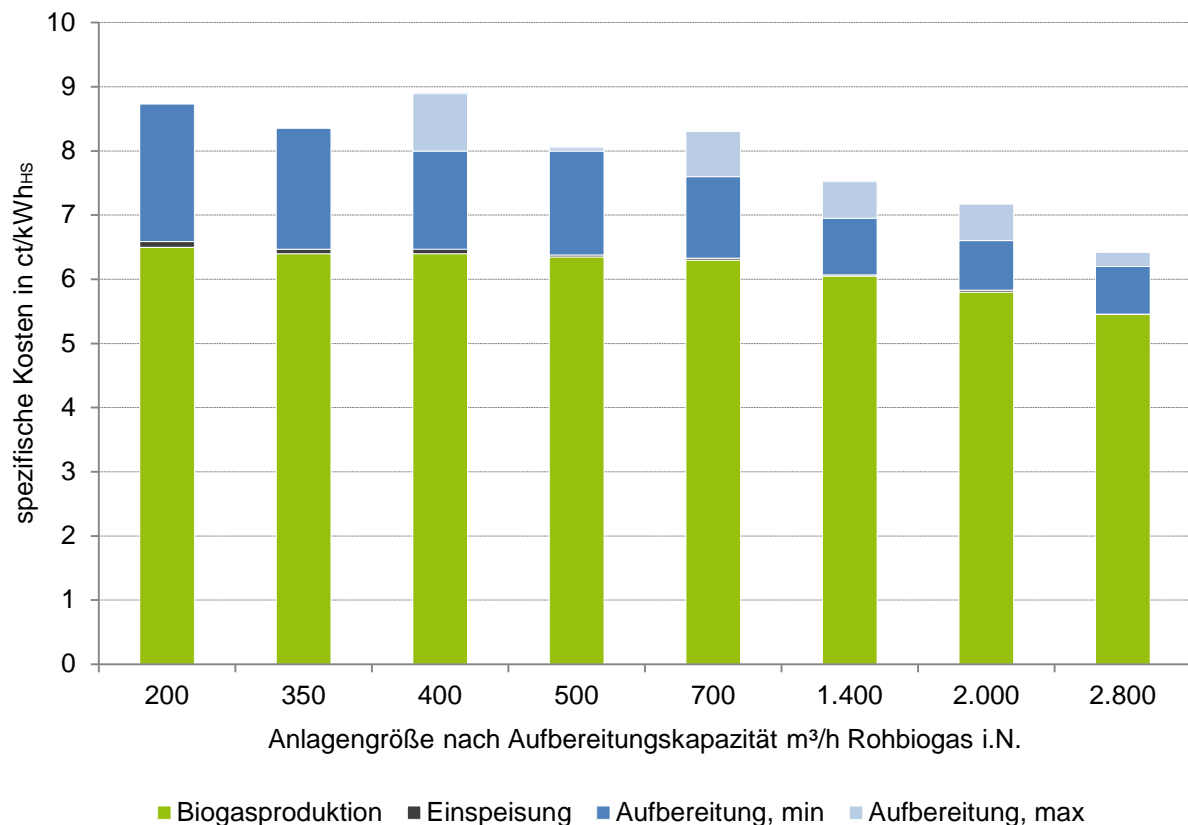
(vgl. Abbildung 4-7). Durch die nachträgliche Anrechnung von Biomethan, v. a. aus Abfall- und Reststoffen, auf die Biokraftstoffquote kann ein zusätzlicher Erlös erzielt werden, die Rahmenbedingungen hierfür sind mit der Umstellung der Quote in 2015 weiterhin unsicher und bieten für Biomethan als Kraftstoff wenig Planungssicherheit (Kapitel 3.4.3).

**Tabelle 4-3: Spezifische Herstellungskosten für Biomethan und aktuelle Preise/Erlöse nach Absatzmärkten in €ct/kWh<sub>HS</sub>**

	Anlagenkapazität [m <sup>3</sup> /h i. N. Rohgas]			Quelle
	500	1.000	2.000	
<b>Herstellungskosten von Biomethan</b>				
Biomethan aus 100 % Nachwachsenden Rohstoffen	7,75 – 8,4	7,23 – 7,38	6,42 – 6,96	[Grobe & Holzhammer 2012]
	8,0 – 8,1		6,6 – 7,2	[Adler u. a. 2014]
		7,0 – 7,1		[dena 2013]
		7,9		[DBFZ u. a. 2013]
Biomethan aus Bioabfall		4,9 - 7,2		[DBFZ 2014b]
<b>Preise/Erlöse von Biomethan 2014</b>				
Biomethan aus Gülle/Mist (EEG)		> 8,0		[Elek 2014]
Biomethan aus NawaRo (EEG)		> 7,0		
Biomethan aus Abfall/Reststoffen (Kraftstoff / Export / EWärmeG)		> 6,5		
Biomethan aus NawaRo (Kraftstoff)		4 - 6		[Scholwin u.a. 2014]
Biomethan aus Abfall/Reststoffen (Kraftstoff)		5 - 8		

Abbildung 4-3 zeigt eine vergleichende Gegenüberstellung verschiedener Anlagengrößen und -hersteller und die Bandbreiten der spezifischen Kosten für Biomethan.





Quelle: Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung, 2014, Hrsg.: FNR

**Abbildung 4-3: Spezifische Herstellungskosten für Biomethan aus Biogasnach Anlagengrößen (Quelle: [Adler u. a. 2014])**

Neben dem Methanertrag sind die Bereitstellungskosten für Rohbiogas und damit auch für Biomethan wesentlich von den **Substratpreisen** abhängig. Nachdem der durchschnittliche Preis für Maissilage innerhalb von zwei Jahren bis Juli 2014 von 35 €/t Frischmasse (FM) auf etwa 43 €/t (FM) – d. h. 23 % - gestiegen ist, ist er anschließend wieder auf etwa 36 €/t (FM) im Januar 2015 gesunken [FNR 2015].

Der überwiegende Anteil der in Deutschland installierten Biomethananlagen von 75 % liegt im Kapazitätsbereich von 350 bis 700 m³/h i. N. Biomethan [Scheftelowitz u.a. 2015]. Kostenseitig steigt der spezifische Anteil der Biogasproduktion im Verhältnis zu Biogasaufbereitung zu Biomethan mit zunehmender installierter Anlagenleistung von 74 % bei kleinen bis 88 % bei großen Anlagen. Die nachfolgende Beispielrechnung zeigt die detaillierten Kostenstrukturen einer solchen Biomethananlage von durchschnittlicher Größe (Tabelle 4-4). Bei dieser Beispielanlage werden knapp 70 % der variablen Kosten durch das Substrat verursacht. Bezogen auf die Gesamtkosten machen die Substrat-/Rohstoffkosten 46 % aus.

Ohne weitere Sensitivitäten zu berücksichtigen, würde für das Beispielkonzept in Tabelle 4-4 eine Substratpreissteigerung von beispielsweise 30 % eine Gesamtkostensteigerung von 14 % für Biomethan zur Folge haben.

**Tabelle 4-4: Kostenrechnung für die Biomethan-Modellanlage mit 400 m<sup>3</sup>/h i. N. Rohgasaufbereitung aus 100 % NawaRo [DBFZ u. a. 2013]**

Leistungs-/Kostenart	Einheit	
<b>Leistungen</b>		
Eingespeistes Biomethan	kWh <sub>HS</sub> /a	18.504.930
<b>Variable Kosten</b>		
Substrat	€/a	664.110
Betriebsstoffe	€/a	186.717
Wartung und Reparaturen (inkl. Vollwartungsvertrag für BGAA)	€/a	103.491
Laboranalysen	€/a	300
Zinskosten (1 Monat)	€/a	3.181
Summe variable Kosten	€/a	957.799
<b>Fixe Kosten</b>		
Abschreibung	€/a	315.168
Zinskosten Anlagenkapital	€/a	97.785
Versicherung	€/a	23.546
Lohnkosten	€/a	26.073
Summe fixe Kosten	€/a	462.572
Gemeinkosten	€/a	10.560
Gesamtkosten	€/a	1.430.931
<b>Spezifische Bereitstellungskosten (Bezug Biomethan)</b>		
Rohgasbereitstellung	€/kWh <sub>HS</sub>	6,38
Biogasaufbereitung (CO <sub>2</sub> -Abtrennung)	€/kWh <sub>HS</sub>	1,35
Biomethantransport und -vertrieb	€/kWh <sub>HS</sub>	0,2
Biomethanbereitstellung frei Erdgasnetz (gesamt)	€/kWh <sub>HS</sub>	7,93

Infolge technologischer Weiterentwicklungen ist davon auszugehen, dass perspektivisch der Rohstoffbedarf sinkt, aufgrund zunehmender Effizienz, ebenso wie die Investitionsaufwendungen, aufgrund von Lerneffekten.

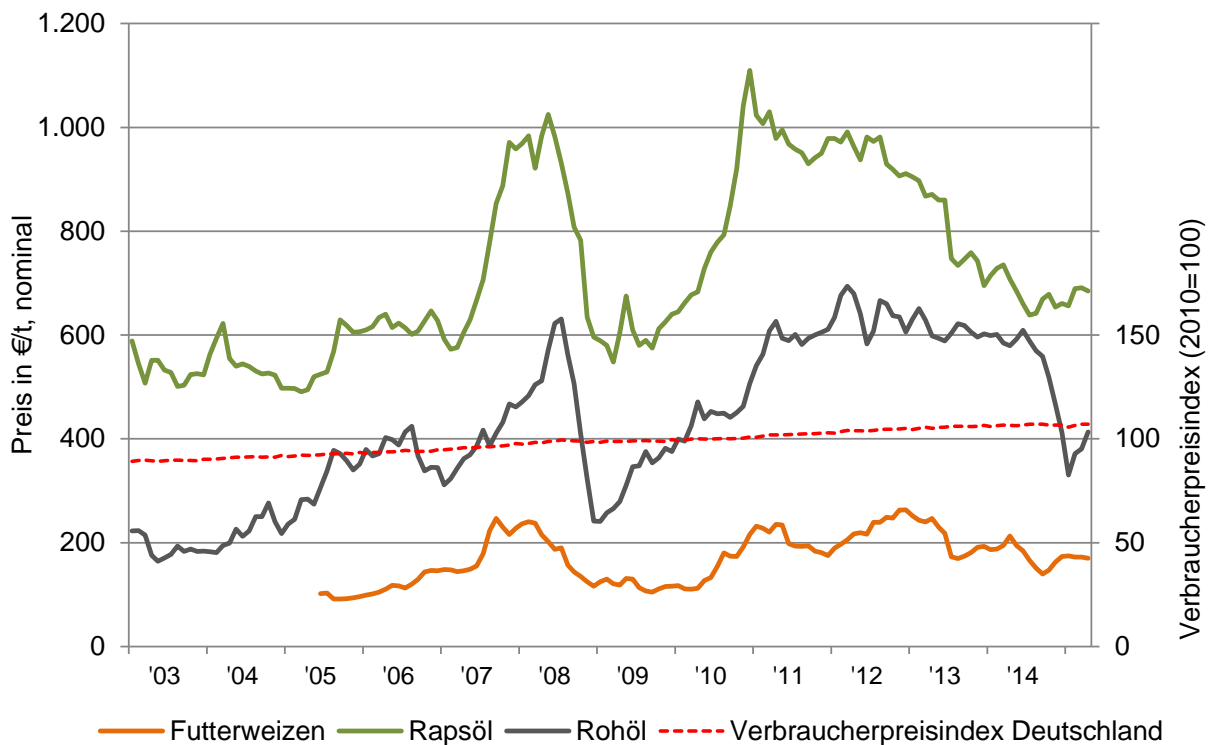
Bis 2030 ist, in Abhängigkeit von zahlreichen technischen und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen, neben Biomethan aus Biogas auch Biomethan über die **Vergasung von Lignocellulose** und anschließende Methanisierung zu Synthetic Natural Gas (SNG) eine mögliche Option. Die Herstellungskosten für dieses Biomethan sind stark von den Rohstoff- und den Investitionskosten abhängig, weniger von der Vergasungstechnologie. Derzeit wird von Bereitstellungskosten in Höhe von etwa 9 bis 10 €/kWh SNG ausgegangen [Rönsch u.a.

2012, 2014].

### **Preisentwicklung Substrate für Biomethan**

Die **Preise für Agrarrohstoffe** und damit auch für Biomethansubstrat (in Deutschland v. a. Maissilage) sind sehr volatil. Die zeitlichen Schwankungen resultieren u. a. aus einem schwankenden Angebot (z. B. bedingt durch starke/schwache Ertragsjahre), die regionalen Unterschiede dagegen sind v. a. bedingt durch unterschiedliche Nachfrageintensität der Viehhaltung und Biogas- bzw. Biomethananlagen. Da die beiden Getreidearten Weizen und Mais in vergleichbaren Nutzungssektoren (v. a. Nahrungsmittel, Futtermittel, Energie) nachgefragt werden, sind ihre Preise und deren Entwicklung mittelbar aneinander gekoppelt. Beispielfür die **Volatilität der Rohstoffpreise** sind in Abbildung 4-4 die Preisentwicklungen für Rohöl, Rapsöl, als Rohstoff für Biodiesel, und Weizen seit 2003 dargestellt. In Abhängigkeit von zahlreichen gesamtwirtschaftlichen Einflussfaktoren steigen bzw. fallen die Preise zum Teil innerhalb eines Kalenderjahres um über 100 % bzw. 50 % (bspw. 2007/2008, 2010/2011). Diese kurzfristigen Preisschwankungen haben somit deutlich stärkere Auswirkungen auf Biomethanherstellungskosten als mittel- bis langfristige Entwicklungstrends. Die in Abbildung 4-4 dargestellten Preisentwicklungen zeigen daher lediglich langfristige Tendenzen auf.

Die Entwicklung der Nominalpreise enthält auch inflationsbedingte Preisänderungen. Zur besseren Einordnung der langfristigen Entwicklungstendenz ist in Abbildung 4-4 daher auch der Verbraucherpreisindex dargestellt.

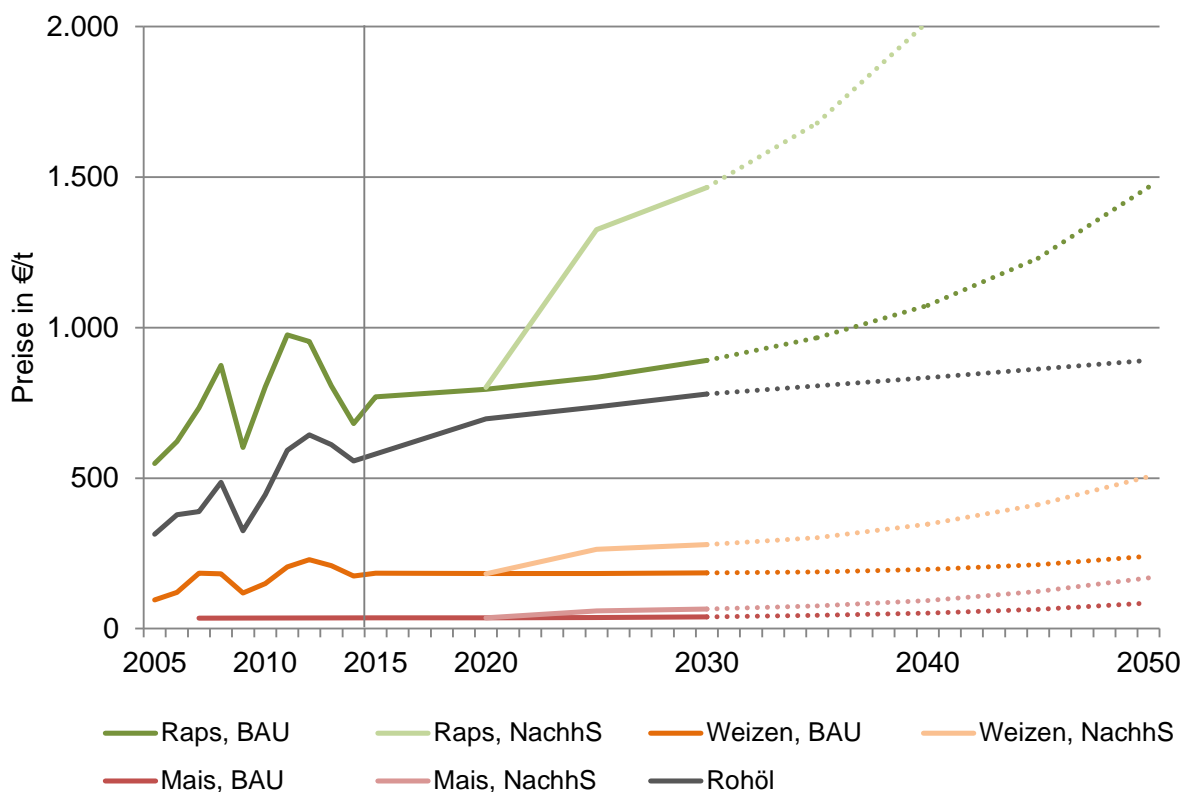


Rapsöl fob Ölmühle, Dtl. (Quelle: AMI), Futterweizen Magdeburg (Quelle: F.O.Licht), Grenzübergangspreise der Einfuhr von Rohöl (Quelle: BAFA), Verbraucherpreisindex (Quelle: Bundesbank) © DBFZ, 07/2015

**Abbildung 4-4: Preisentwicklung für Rapsöl, Weizen und Rohöl seit 2003 (DBFZ auf Basis AMI, BAFA, F.O.Licht)**

Im Rahmen des 2015 abgeschlossenen Vorhabens „Meilensteine 2030“ wurden ausgewählte Bioenergie-Entwicklungsszenarien für Deutschland bis zum Jahr 2050 simuliert, um daraus Schlussfolgerungen für die Entwicklung einer tragfähigen nachhaltigen Bioenergiestrategie ableiten zu können [Thrän u.a. 2015]. Die Ergebnisse zeigen Preissteigerungen für Mais-silage von 12 % im Szenario „Business as usual“ (BAU) sowie 85 % im Nachhaltigkeitsszenario bis 2030 gegenüber 2007. Daraus resultieren Herstellungskosten die im Jahr 2030 im BAU-Szenario 4 % unter den heutigen (7,8 €/t/kWh) bzw. im Nachhaltigkeitsszenario 9 % (8,8 €/t/kWh) über den heutigen Kosten für Biomethan mit etwa 8,1 €/t/kWh liegen (2015, 35 €/t FM Maissilage) (Quelle: Datenbasis „Meilensteine 2030“). Unabhängig von kurzfristigen Preisschwankungen ist damit aus derzeitiger Sicht bis 2030 nicht mit signifikant steigenden Bereitstellungskosten für Biomethan aus Biogas zu rechnen. Der Rohölpreis soll im gleichen Zeitraum deutlich stärker auf etwa 780 €/t in 2030 steigen [EWI et al 2014], was einem Plus von etwa 40 % gegenüber 2014 entspricht.

Die Entwicklungstrends der Preise für Agrarrohstoffe und Rohöl bis 2030 bzw. 2050 sind in Abbildung 4-5 dargestellt. In Abhängigkeit von zahlreichen Rahmenbedingungen bewegen sich diese v. a. langfristig in gewissen Bandbreiten, hier beispielhaft für Ölsaaten, Weizen und Mais wiederum die Szenarien BAU und Nachhaltigkeit aus Meilensteine 2030.



Preise nominal bis 2014: Mittelwerte: Rapsöl fob Ölmühle, Dtl. (Quelle: AMI), Futterweizen Magdeburg (Quelle: F.O.Licht), Grenzübergangspreise der Einfuhr von Rohöl (Quelle: BAFA) | Preise ab 2015: nominal (Basis 2007) entsprechend Datenbasis "Meilensteine 2030" für Ölsaaten/Raps, (Futter-)Weizen und Mais/Grobgetreide | BAU = Szenario Business as usual, NachhaltS = Nachhaltigkeitsszenario | nominal für Rohöl (Basis 2011) entsprechend Energierferenzprognose/BMWi © DBFZ, 07/2015

**Abbildung 4-5: Preisentwicklung für Rapsöl, Weizen, Mais und Rohöl bis 2030/2050 (DBFZ auf Basis AMI, BAFA, F.O.Licht, Thrän u.a. 2015, EWI et al 2014)**

#### 4.2.1.3 Stromkosten

Für die Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen über Power-to-Gas und Power-to-Liquid werden die Kosten für erneuerbaren Strom verwendet. Die Kosten für Strom ohne Transport und Verteilung wurden aus [MKS 2012] entnommen und basieren auf den Vollkosten des jeweiligen verwendeten Kraftwerksparks.

**Tabelle 4-5: Kosten Stromerzeugung**

	Einheit	2015	2030
Erneuerbarer Strom	€/kWh	0,128	0,085
Strommix	€/kWh	0,080	0,090

Die Kosten für Stromtransport und -verteilung wurden aus [WEMAG 2013] entnommen. Die Preisangaben für die jeweiligen Spannungsebenen beinhalten die vorgelagerten Spannungsebenen, sind also kumuliert zu verstehen.

**Tabelle 4-6: Kosten Stromtransport und -verteilung**

	Einheit	<2500 h	>2500 h
<b>Arbeitspreis (kumuliert)</b>			
Hochspannungsebene	€/kWh	0,03	0,0066
Mittelspannungsebene	€/kWh	0,0442	0,0176
Niederspannungsebene	€/kWh	0,0503	0,0161
<b>Leistungspreis (kumuliert)</b>			
Hochspannungsebene	€/(kW*a)	12,95	71,52
Mittelspannungsebene	€/(kW*a)	24,53	90,85
Niederspannungsebene	€/(kW*a)	25,14	110,66

Verbraucher bis zu einer Anschlussleistung von 1 Megawatt wurden mit der Niederspannungsebene verknüpft, Verbraucher mit mehr als 1 Megawatt bis 30 Megawatt Anschlussleistung mit dem Mittelspannungsnetz. Verbraucher mit mehr als 30 Megawatt Anschlussleistung wurden mit dem Hochspannungsnetz verknüpft.

Für die Berechnung der aus der Stromerzeugung resultierenden Kosten beim Stromverbraucher ist der Wirkungsgrad des Stromnetzes zu berücksichtigen (Tabelle 4-7). Der Wirkungsgrad für Stromtransport und -verteilung wurden aus [JEC 2014] entnommen.

**Tabelle 4-7: Wirkungsgrad Stromtransport und -verteilung**

	Jeweilige Spannungsebene	Kumuliert
<b>Höchst- und Hochspannungsebene</b>	98,5 %	98,5 %
<b>Mittelspannungsebene</b>	96,4 %	94,9 %
<b>Niederspannungsebene</b>	94,0 %	89,2 %

#### 4.2.1.4 Kosten für Power-to-Liquid und Power-to-Gas

Der Stromverbrauch für die Elektrolyse wird für den Zeithorizont 2015 mit 5,0 Kilowattstunden (kWh) pro Normkubikmeter (Nm<sup>3</sup>) Wasserstoff und für 2030 mit 4,5 kWh pro Nm<sup>3</sup> Wasserstoff angenommen, was zu etwa 1,67 kWh pro kWh Wasserstoff in 2015 und 1,5 kWh pro kWh Wasserstoff in 2030 bezogen auf den unteren Heizwert führt. Je nach CO<sub>2</sub>-Quelle ergeben sich die in Tabelle 4-8 angegebenen Stromverbrauchswerte. Die Verluste aus dem Transport des Stroms zur Anlage sind darin nicht enthalten.

**Tabelle 4-8: Stromverbrauch PtL und PtG-Anlagen (kWh/kWh<sub>PtX</sub>) – 2030**

	Power-to-Liquid (PtL)			Power-to-Gas (PtG)		
	Luft	Abgas	BGA*	Luft	Abgas	BGA*
<b>Elektrolyse**</b>	1,932	1,932	1,932	1,809	1,809	1,809
<b>CO<sub>2</sub>-Abtrennung</b>	0,629	0,255	0,000	0,451	0,032	0,000
<b>CO<sub>2</sub>- und H<sub>2</sub>-Kompression</b>	0,134	0,134	0,134	0,008	0,008	0,008
<b>Summe</b>	<b>2,695</b>	<b>2,321</b>	<b>2,066</b>	<b>2,268</b>	<b>1,849</b>	<b>1,817</b>
<b>Wirkungsgrad Anlage</b>	37 %	43 %	48 %	44 %	54 %	55 %

\* BGA: Biogasaufbereitung | \*\* bezogen auf das Endprodukt

Für den Investitionsbedarf für die Elektrolyse, der Methanisierung und der CO<sub>2</sub>-Gewinnung wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in [MKS 05/2014]. Der spezifische Investitionsbedarf für die Elektrolyse sinkt aufgrund der Serienproduktion. In welchem Ausmaß der spezifische Investitionsbedarf sinkt, hängt davon ab, wie viel Elektrolysekapazität zugebaut wird. Wird nichts zugebaut, gibt es auch keine Reduktion des spezifischen Investitionsbedarfs. In dieser Studie wurde angenommen, dass der Investitionsbedarf von heute etwa 1.000 € pro kW<sub>el</sub> für Elektrolyseanlagen im Bereich von 5 bis 10 MW<sub>el</sub> auf etwa 700 € pro kW<sub>el</sub> im Jahr 2030 absinken wird.

Alle PtL- und PtG-Anlagen weisen eine Elektrolyseanlage mit einer Anschlussleistung von zehn Megawatt (elektrisch) MW<sub>el</sub> auf. Tabelle 4-9 zeigt die ökonomischen Daten für die PtL- und PtG-Anlagen für den Zeithorizont 2030. Die Jahresvollbenutzungsdauer wurde mit 4.000 Stunden pro Jahr angenommen.

**Tabelle 4-9: Technische und ökonomische Daten PtL und PtG-Anlagen – 2030**

	Power-to-Liquid: 5,28 MW <sub>PtL</sub>			Power-to-Gas: 5,53 MW <sub>PtG</sub>		
	Luft	Abgas	BGA*	Luft	Abgas	BGA*
<b>Investition (Mio. €)</b>						
Elektrolyse	7,06	7,06	7,06	7,06	7,06	7,06
H <sub>2</sub> -Pufferspeicher	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
CO <sub>2</sub> -Abtrennung	5,95	1,46	0	4,56	1,12	0
Synthese, Weiterverarbeitung	5,59	5,59	5,59	3,64	3,64	3,64
<b>Summe</b>	<b>19,06</b>	<b>14,57</b>	<b>13,10</b>	<b>15,72</b>	<b>12,28</b>	<b>11,16</b>
<b>Betrieb und Wartung (Mio. €/a)</b>						
Wasser	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Wartung, Personal, etc.	0,38	0,38	0,26	0,31	0,31	0,22

\* BGA: Biogasaufbereitung | \*\* bezogen auf das Endprodukt

#### 4.2.1.5 Kosten der Kraftstoffverteilung

Erdgas und EE-Methan wird über das Erdgasnetz zu den Tankstellen transportiert. Im Fall von LNG aus EE-Methan erfolgt die Verflüssigung an der Tankstelle. Die Kosten für das Erdgasnetz betragen etwa 0,29 Eurocent pro Kilowattstunde Erdgas bezogen auf den unteren Heizwert.

Bei LNG aus LNG-Import wird das LNG mit Lkw über eine Transportentfernung von 500 Kilometern (einfach) zu den Tankstellen transportiert.

Im Fall von Power-to-Liquid wird analog zu [JEC 2014] der Dieselkraftstoff zunächst mit Lkw über eine Entfernung von 150 Kilometer zu einem Tanklager transportiert und dann von dort mit Lkw über eine Entfernung von 150 Kilometer zu den Tankstellen transportiert. Tabelle 4-10 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für den jeweiligen Tank-Sattelaufleger.

**Tabelle 4-10: Technische und ökonomische Daten Tank-Sattelaufleger**

	Einheit	Dieselmkraftstoff	LNG
<b>Transportkapazität</b>	t	26	16
<b>Investitionsbedarf</b>	€	148.500	207.000
<b>Abschreibungsdauer</b>	a	15	15
<b>Steuer, Versicherung, Verwaltung, Unterstellung</b>	€/a	10.794	10.794
<b>Wartung und Instandhaltung</b>	€/km	0,0471	0,0471

Der Investitionsbedarf für den Sattelaufleger für den Transport von Dieselmkraftstoff sowie die Kosten für Steuer, Versicherung, Verwaltung, Unterstellung, Wartung und Instandhaltung für beide Sattelaufleger wurden aus [LAO Katalog 2015] entnommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung beinhalten Schmierstoffkosten (z. B. für die Schmierung der Lager), Reifenkosten, Kosten für Reparatur und Wartung (z. B. Bremsanlage) sowie Pflegekosten. Der Investitionsbedarf für den LNG-Sattelaufleger wurde aus [Bauer & Schmittinger 1996] entnommen.

Der Sattelaufleger wird von einer Zugmaschine gezogen. Tabelle 4-11 zeigt die technischen und ökonomischen Daten für die Zugmaschine.



**Tabelle 4-11: Technische und ökonomische Daten Zugmaschine**

	2015	2030
<b>Kraftstoffverbrauch</b>	31 l Diesel pro 100 km	25 l Diesel pro 100 km
<b>Investition</b>	Ca. 100.000	Ca. 100.000
<b>Lebensdauer</b>	1.000.000 km	1.000.000 km
<b>Steuer, Versicherung, Verwaltung, Unterstellung</b>	15.871 €/a	15.871 €/a
<b>Wartung und Instandhaltung</b>	0,1705 €/km	0,1705 €/km

Der Investitionsbedarf sowie die Kosten für Steuer, Versicherung, Verwaltung, Unterstellung, Wartung und Instandhaltung für die Zugmaschine wurden aus [LAO Katalog 2015] entnommen.

#### 4.2.1.6 Lokale Methanverflüssigung an der Tankstelle

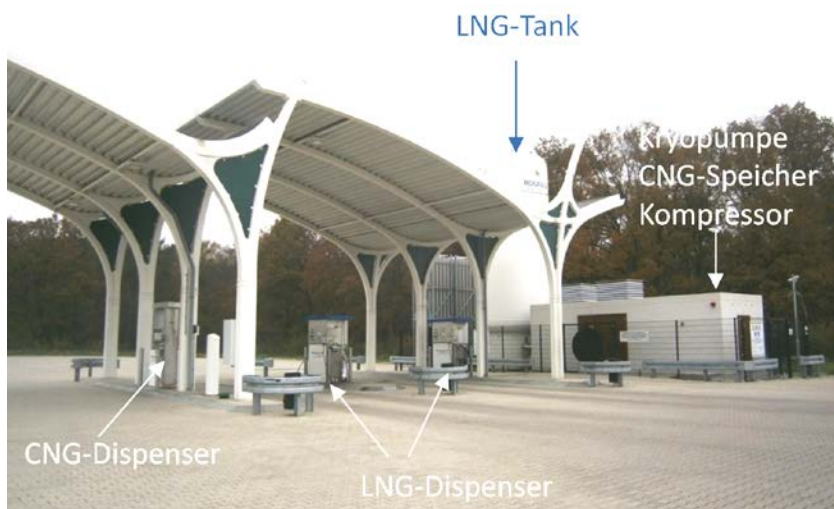
Für den Stromverbrauch der Verflüssigung wurden die gleichen Annahmen getroffen wie in der Studie „LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen – Aktualisierung auf Verkehrsprognose 2030“ im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) [MKS 10/2014]. Der Stromverbrauch liegt bei etwa 0,064 MJ pro MJ LNG. Der Strom für die Verflüssigung wird aus dem Stromnetz bezogen. Für die Berechnung des Investitionsbedarfs wurde auf Daten einer Erdgasverflüssigungsanlage in Norwegen mit einer LNG-Produktionskapazität von 2.500 Kilogramm pro Stunde und einem Investitionsbedarf von etwa 10 Mio. Euro zurückgegriffen. Die Investition wurde mit einem Skalierungsexponent von 0,7 an die hier benötigte LNG-Produktionskapazität angepasst. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung wurden nach [Bauer & Schmittinger 1996] mit 4 % des Investitionsbedarfs angenommen.

**Tabelle 4-12: Technisch-ökonomische Daten für die Methanverflüssigung an der Tankstelle**

<b>Methan-Verflüssigungsanlage</b>	
LNG-Produktionskapazität	8576 kW LNG (H) 617 kg LNG/h
Jahresvollbenutzungsdauer	8.300 h/a (2030)
Investition	3,9 Mio. €
Abschreibungsdauer	20 a
Kosten für Wartung und Instandhaltung	4 % der Investition/a

#### 4.2.1.7 Tankstellen

Als Basis wird die LNG-Tankstelle der niederländischen Firma Rolande LNG verwendet. Die Tankstelle in Tilburg in den Niederlanden wird alle drei Tage mit einem LNG-Sattelzug mit einer Transportkapazität von 16 Tonnen beliefert. Der stationäre LNG-Tank weist eine Bruttospeicherkapazität von 19 Tonnen LNG auf. Da der Kryotank nicht vollständig entleert werden darf, kann man von einer entnehmbaren Speicherkapazität von etwa 17 Tonnen LNG ausgehen. Die LNG-Tankstelle weist 2 LNG-Dispenser und 1 CNG-Dispenser auf. Der CNG-Dispenser dient zur Nutzung des Boil-off-Gases.



**Abbildung 4-6: LNG-Tankstelle in Tilburg, Niederlande (Foto: LBST)**

Maximal können pro Tag 150 bis 200 schwere Nutzfahrzeuge mit einer Speicherkapazität von 195 Kilogramm LNG betankt werden [Hendricks 2015]. Das wären jedoch 39 Tonnen LNG pro Tag. Jedoch werden die Tanks der Lkw nie vollständig leer gefahren. Wenn man realistischer Weise von einer durchschnittlichen Menge von 120 Kilogramm LNG pro Tankvorgang ausgeht, würde sich eine LNG-Abgabe von maximal 18 bis 24 Tonnen pro Tag ergeben. Der stationäre LNG-Tank an der Tankstelle wäre in weniger als einem Tag entleert. Für die Berechnung der spezifischen Kosten aus dem Betrieb der Tankstelle wurden für den Zeithorizont 2015 die oben genannten 16 Tonnen LNG innerhalb von drei Tagen angenommen, was zu etwa 2.000 Tonnen LNG pro Jahr führt. Für 2030 wurde angenommen, dass im Mittel über das Jahr pro Tag 117 Lkw mit 120 Kilogramm LNG betankt werden (entspricht 72 volle Tanks mit je 195 Kilogramm). Daraus ergibt sich eine LNG-Abgabe von 14 Tonnen LNG pro Tag.

Der Stromverbrauch wurde aus der Angabe von 230 V und einem Volumenstrom von 190 Liter LNG pro Minute auf dem Typenschild der Kryopumpe abgeleitet. Bei einem maximalen Strom von 16 A ergibt sich daraus ein Stromverbrauch von etwa 0,000055 Kilowattstunde pro Kilowattstunde LNG bezogen auf den unteren Heizwert. Im Fall von CNG beträgt

der Stromverbrauch etwa 0,022 Kilowattstunde pro Kilowattstunde CNG bezogen auf den unteren Heizwert.

Die Tabelle 4-13 zeigt technische und ökonomische Daten für LNG- und CNG-Tankstellen im Vergleich zur konventionellen Dieseltankstelle auf Basis von Daten von Rolande.

**Tabelle 4-13: Technische und ökonomische Daten Tankstellen**

	Einheit	Diesel	LNG	CNG
<b>Anzahl Dispenser</b>		2	2 (+1 CNG)	2
<b>Speicherkapazität LNG-Speicher</b>	T		19	
<b>Stromverbrauch</b>	MJ/MJ <sub>KS</sub>	0.0034	0,000055	0.022
<b>Investition</b>				
Dispenser	€	12.000	189.000*	44.000
Diesel-Speicher	€	18.000	-	-
LNG-Speicher	€	-	145.000	-
CNG-Speicher	€	-	20.000**	100.000
Kryopumpe inkl. Steuerung und Regelventile	€	-	129.000	-
Verrohrung Dieseltankstelle	€	6.000	-	-
Wasserdichter Betonboden	€	9.000		
Kompressor	€	-	25.000**	79.000
Oderiereinrichtung Boil-off	€		26.000	-
Gebäude für Kompressor	€	-	-	32.000
Baukosten (Dach, Bezahlsystem)	€	400.000	400.000	400.000
Installation CNG-Tankstelle	€	-	-	26.000
Genehmigung	€	35.000	35.000	35.000
<b>Summe Investition</b>	€	480.000	969.000	716.000
<b>Laufende Kosten</b>				
Wartung und Prüfung	€/a	-	17.550	-
Wartung und Instandhaltung Kompressor	€/a	-	2.500	7.930
Ersatzteile	€/a	-	4.000	-
Sicherheitsüberprüfung Drucktanks	€/a	-	-	2.880
Kalibrierung Dispenser	€/a	-	1.430	1.430

\* 2 LNG Dispenser (83.500 €/Stück) plus 1 CNG Dispenser (22.000 €/Stück) | \*\* für Boil-off-Nutzung

Einige LNG-Lkw-Modelle (IVECO Stralis Hi-Road LNG Euro VI) haben neben dem LNG-

Tank (195 Kilogramm) auch noch einen kleineren Speicher für CNG (40 Kilogramm) an Bord [Hendrickx 2015].

Im Vergleich dazu wird in [Chart 2011] für eine Tankstelle, die pro Tag etwa 6,8 Tonnen LNG und CNG pro Tag<sup>13</sup> abgibt (L-CNG-Tankstelle), ein Investitionsbedarf von 2.325.000 US\$ inklusive Baukosten angegeben (etwa 1.670.000 Euro bei einem Dollarkurs von 0,72 Euro pro US\$ in 2011, siehe Tabelle 4-14).

**Tabelle 4-14: Investitionsbedarf LNG-Tankstellen (Quelle: Daten nach [Chart 2011])**

Typ	Kraftstoffabgabe (kg LNG/d)	Komponenten (€)	Installation (€)	Summe (€)	Summe (€/kg LNG/d)
45-4 Station	6.785	1.116.000	558.000	1.674.000	247
30-4 Station	4.523	864.000	432.000	1.296.000	287
15-1 Station	2.262	576.000	288.000	864.000	382
ORCA-6200	905	324.000	-	324.000	358
IMC-6000	848	302.400	54.000	356.400	420
TFE-3000	424	223.200	72.000	295.200	696
SOT-10	424	165.600	82.800	248.400	586
ORCA-3500	390	230.400	-	230.400	591

Umgerechnet aus Daten in [Chart 2011] mit Wechselkurs 2011: 0.72 €/US\$; 1 DGE = 2,827 kg LNG

In [Le Fevre 2014] wird der Investitionsbedarf für eine LNG-Tankstelle mit einer LNG-Abgabe von 10 Tonnen pro Tag mit 350.000 britischen Pfund angegeben (437.500 Euro, gerundet 440.000 Euro, siehe Tabelle 4-14). Der Investitionsbedarf für die L-CNG-Tankstelle mit gleicher Kraftstoffabgabe liegt bei 800.000 britische Pfund (1.000.000 Euro). Die Frage ist, ob es eine Tankstelle geben kann, die ausschließlich LNG verkauft, da dann der Boil-off anderweitig genutzt (Heizung, BHKW) oder abgefackelt werden muss.

**Tabelle 4-15: Ökonomische Daten für CNG-, LNG, und LCNG-Tankstellen (Quelle: Daten nach [Le Fevre 2014])**

Kraftstoffabgabe (kg LNG/d)	CNG-Tankstelle		LNG-Tankstelle		LCNG-Tankstelle	
	CAPEX (k€)	OPEX (€/MWh <sub>Hi</sub> )	CAPEX (k€)	OPEX (€/MWh <sub>Hi</sub> )	CAPEX (k€)	OPEX (€/MWh <sub>Hi</sub> )
500	200	20,5	90	12,8	190	20,5
1.000	250	12,0	120	7,7	250	12,0
5.000	440	6,9	330	2,7	630	10,1
10.000	880	5,9	440	2,7	1000	7,7

Wechselkurs nach [Le Fevre 20014]: 1 £ = 1,25 €, 1 US\$ = 0,625 £; 1 mmbtu = 0,293 MWh

<sup>13</sup> [Chart 2011] gibt 2400 DGE ("diesel gallon equivalent") an, 1 DGE = 2,827 kg Erdgas

Die 1.000.000 Euro in [Le Fevre 2014] liegen nahe an den in dieser Studie verwendeten 969.000 Euro für eine LNG-Tankstelle mit CNG-Teil zur Nutzung des Boil-off-Gases.

#### 4.2.2 Kraftstoffherstellungskosten

Tabelle 4-16 zeigt die Kraftstoffherstellungskosten 2015 inklusive Strom- und Energiesteuer, aber ohne MwSt.

**Tabelle 4-16: Kraftstoffherstellungskosten „Well-to-Tank“ inklusive Strom- und Energiesteuer, ohne MwSt.**

	2015				2030			
	€/kWh	€/GJ	€/l <sub>DÄ</sub> **	€/kg	€/kWh	€/GJ	€/l <sub>DÄ</sub> **	€/kg
<b>Diesel</b> aus Rohöl	0,091	25,4	0,91	-	0,128	35,7	1,28	-
Biodiesel (FAME)	0,127	35,2	1,26	-	0,127	35,2	1,26	-
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus Luft)	0,736	204,4	7,33	-	0,514	142,9	5,12	-
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus Abgas)	0,651	181,0	6,49	-	0,447	124,1	4,45	-
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus BGA*)	0,593	164,8	5,91	-	0,400	111,2	3,99	-
<b>LNG</b> (Import)	0,059	16,3	0,58	0,80	0,082	22,7	0,81	1,12
Bio-LNG	0,098	27,3	0,98	1,34	0,119	33,2	1,19	1,63
EE-LNG (CO <sub>2</sub> aus Luft)	0,578	160,5	5,76	7,90	0,430	119,6	4,29	5,88
EE-LNG (CO <sub>2</sub> aus Abgas)	0,489	135,8	4,87	6,68	0,360	100,1	3,59	4,93
EE-LNG (CO <sub>2</sub> aus BGA*)	0,476	132,1	4,74	6,50	0,349	96,8	3,47	4,76
<b>CNG</b> (Erdgas)	0,051	14,1	0,51	0,70	0,075	20,9	0,75	1,03
Bio-CNG	0,087	24,1	0,86	1,18	0,121	33,6	1,20	1,65
EE-CNG (CO <sub>2</sub> aus Luft)	0,577	160,2	5,74	7,88	0,439	122,1	4,38	6,01
EE-CNG (CO <sub>2</sub> aus Abgas)	0,509	141,4	5,07	6,96	0,391	108,7	3,90	5,35
EE-CNG (CO <sub>2</sub> aus BGA*)	0,473	131,4	4,71	6,46	0,356	99,0	3,55	4,87

\* BGA: Biogasaufbereitung | DÄ: Dieseläquivalent

Tabelle 4-17 zeigt die Kraftstoffherstellungskosten 2015 ohne Energiesteuer und die Energiesteuer separat. Zu beachten ist, dass in den Kraftstoffherstellungskosten ohne Energiesteuer andere Steuern wie zum Beispiel Stromsteuer enthalten sein können.

**Tabelle 4-17: Kraftstoffherstellungskosten „Well-to-Tank“ ohne Energiesteuer und die Energiesteuer separat**

	2015				2030			
	Kraftstoff ohne Energiesteuer		Energiesteuer		Kraftstoff ohne Energiesteuer		Energiesteuer	
	€/kWh	€/GJ	€/kWh	€/GJ	€/kWh	€/GJ	€/kWh	€/GJ
<b>Diesel</b> aus Rohöl	0,044	12,3	0,047	13,1	0,081	22,6	0,047	13,1
Biodiesel (FAME)	0,076	21,0	0,051	14,2	0,076	21,0	0,051	14,2
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus Luft)	0,689	191,3	0,047	13,1	0,467	129,8	0,047	13,1
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus Abgas)	0,604	167,8	0,047	13,1	0,400	111,0	0,047	13,1
EE-PtL (CO <sub>2</sub> aus BGA*)	0,546	151,7	0,047	13,1	0,353	98,1	0,047	13,1
<b>LNG</b> (Import)	0,043	12,0	0,015	4,2	0,047	13,0	0,035	9,7
Bio-LNG	0,098	27,3	0,000	0,0	0,084	23,4	0,035	9,7
EE-LNG (CO <sub>2</sub> aus Luft)	0,563	156,3	0,015	4,2	0,396	109,9	0,035	9,7
EE-LNG (CO <sub>2</sub> aus Abgas)	0,474	131,6	0,015	4,2	0,326	90,4	0,035	9,7
EE-LNG (CO <sub>2</sub> aus BGA*)	0,460	127,8	0,015	4,2	0,314	87,1	0,035	9,7
<b>CNG</b> (Erdgas)	0,036	9,9	0,015	4,2	0,040	11,2	0,035	9,7
Bio-CNG	0,087	24,1	0,000	0,0	0,086	23,8	0,035	9,7
EE-CNG (CO <sub>2</sub> aus Luft)	0,561	156,0	0,015	4,2	0,405	112,4	0,035	9,7
EE-CNG (CO <sub>2</sub> aus Abgas)	0,494	137,2	0,015	4,2	0,356	98,9	0,035	9,7
EE-CNG (CO <sub>2</sub> aus BGA*)	0,458	127,1	0,015	4,2	0,321	89,3	0,035	9,7

\* BGA: Biogasaufbereitung | DÄ: Dieseläquivalent

Es wird deutlich dass die Bereitstellungskosten für flüssige und gasförmige Kraftstoffe generell für die fossile Option am niedrigsten sind, gefolgt von den Biokraftstoffen sowie mit größerem Abstand den strombasierten Kraftstoffen (EE). Die Entwicklungstendenz bis zum Jahr 2030 zeigt wiederum, dass diese Kosten für fossilen Diesel etwa um 40 % sowie für CNG und LNG, auch aufgrund höherer Steuern, um 40 % bzw. 48 % steigen. Die Kosten von auf Biomethan basierendem Bio-CNG und Bio-LNG werden, nach derzeitigem Kenntnisstand ebenfalls aufgrund ggf. steigender Steuerbelastung, um 40 % bzw. 22 % steigen. Während sie für Biodiesel wiederum etwa gleich bleiben, wird für CNG und LNG auf Basis von EE-Strom trotz höherer Steuern von einer Kostenreduktion von 23-27 % ausgegangen. Abbildung 4-7 zeigt die Kraftstoffherstellungskosten von der Quelle bis zum Tank („Well-to-Tank“ für 2015 inklusive Strom- und Energiesteuer, aber ohne MwSt., dito Abbildung 4-8 für das Jahr 2030.

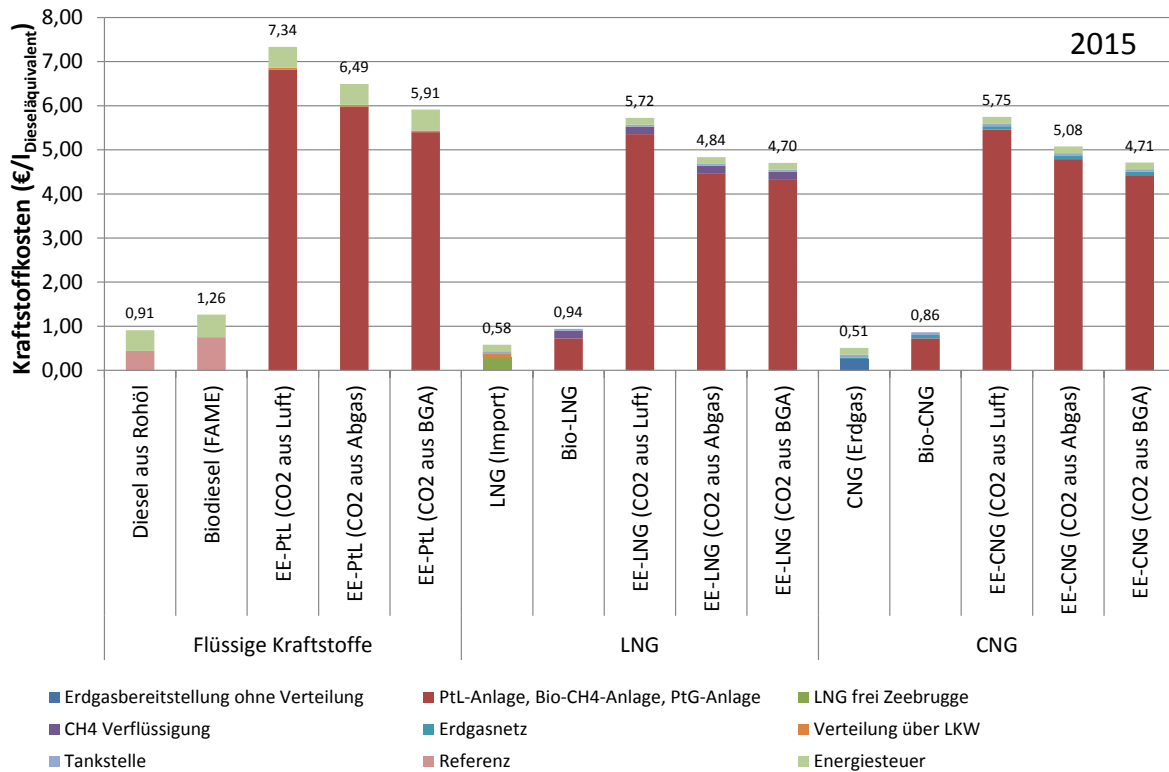


Abbildung 4-7: Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in 2015 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt.

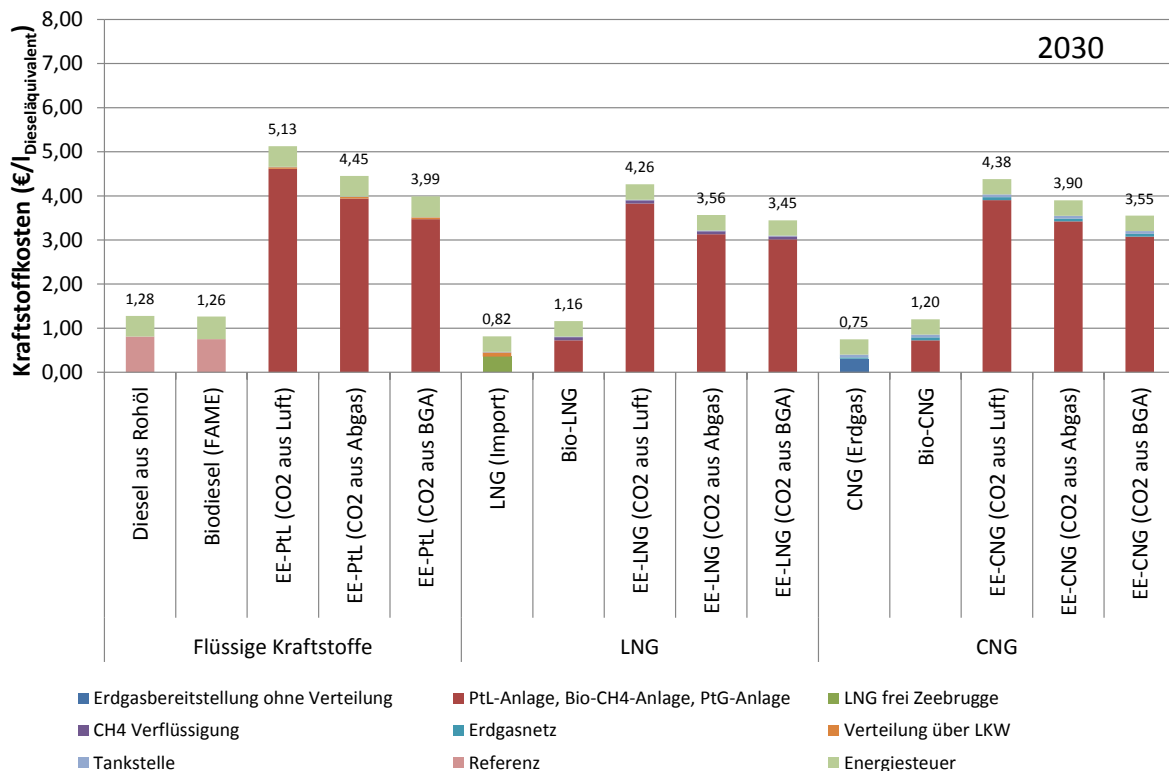


Abbildung 4-8: Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in 2030 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt.

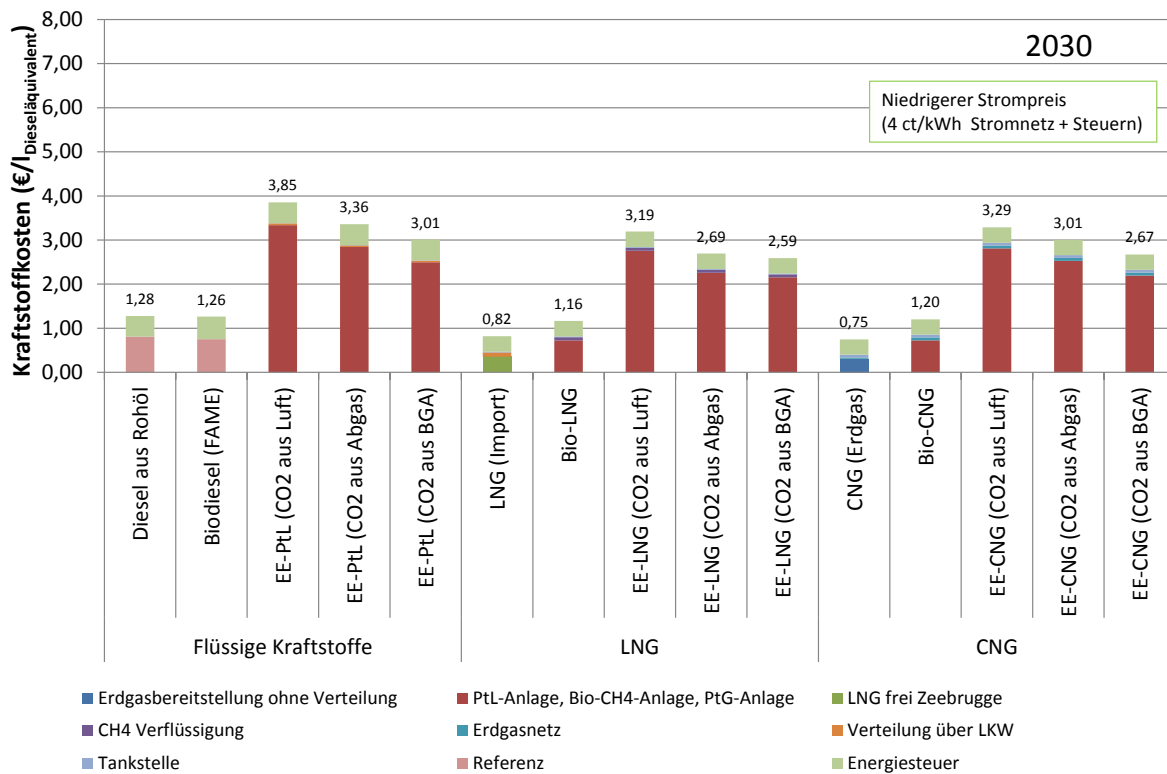
Bei den Kraftstoffen auf Basis von EE-Strom wirkt sich die Stromsteuer (1,23 Eurocent pro Kilowattstunde für große industrielle Verbraucher inklusive Energie- und Wasserversorgung) in Kombination mit dem Umwandlungswirkungsgrad erheblich auf die Kraftstoffherstellungskosten aus. Dazu kommt dann noch die Energiesteuer (47,04 Eurocent pro Liter Diesel bzw. 3,18 Eurocent pro Kilowattstunde LNG und CNG in 2030 bezogen auf den oberen Heizwert unter der Annahme, dass die reduzierte Energiesteuer für Erdgas nach 2018 ausläuft). Analog zur Kurzstudie „Power-to-Gas (PtG) im Verkehr“ wurde für 2030 ein Strompreis von 8,5 Eurocent pro Kilowattstunde nach [MKS 2012] plus Kosten für Stromtransport und -verteilung angenommen.

Für eine Sensitivitätsanalyse wurde mit einem Strompreis von 4,0 Eurocent pro Kilowattstunde statt 8,5 Eurocent pro Kilowattstunde gerechnet, was in etwa auf dem Niveau der Grundvergütung für in 2014 installierte Offshore-Windkraftanlagen nach dem aktuell gültigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 3,90 Eurocent pro Kilowattstunde entspricht<sup>14</sup>. 2030 dürften einige Offshore-Windparks von der höheren Anfangsvergütung in die Grundvergütung fallen. Das Gleiche gilt für einen Teil der Windkraftanlagen an Land. Bei in 2014 installierten Windkraftanlagen an Land beträgt die Grundvergütung 4,95 Eurocent pro Kilowattstunde. Sowohl Anfangs- als auch Grundvergütung sinken für Windkraftanlagen, die jeweils in den nach 2014 folgenden Jahren installiert werden. Daher dürften in 2030 auch einige an Land installierte Windkraftanlagen in eine Grundvergütung auf dem Niveau von etwa 4 Eurocent pro Kilowattstunde fallen. Abbildung 4-9 zeigt die Kraftstoffherstellungskosten für den Zeithorizont 2030 für den Fall, dass der Strompreis bei 4 Eurocent pro Kilowattstunde plus Stromnetz und Steuern liegt.

---

<sup>14</sup> § 50 EEG: „Für Strom aus Windenergieanlagen auf See beträgt der anzulegende Wert 3,90 Cent pro Kilowattstunde (Grundwert)“





**Abbildung 4-9: Kraftstoffkosten „Well-to-Tank“ in 2030 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt. – niedriger Strompreis**

Trotz des gegenüber den heutigen Rahmenbedingungen höheren Steuersatzes in 2030 liegen die Kosten für LNG aus Erdgas unter denen von Diesel aus Rohöl. Dabei wurde angenommen, dass sich der Dieselpreis nur moderat gegenüber 2015 um 37 Eurocent pro Liter erhöht.

Der höhere Verbrauch des Ottomotors kompensiert jedoch den niedrigeren Preis für LNG, was sich negativ auf die Amortisationszeit für die Kosten der Umrüstung von Lkw auf LNG auswirkt (siehe Kapitel 4.3). Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11 zeigen die Kraftstoffkosten pro gefahrenen Kilometer für 2015 und für 2030, bei denen die unterschiedlichen Wirkungsgrade und daraus resultierenden unterschiedlichen Verbrauchswerte der Fahrzeuge berücksichtigt wurden.

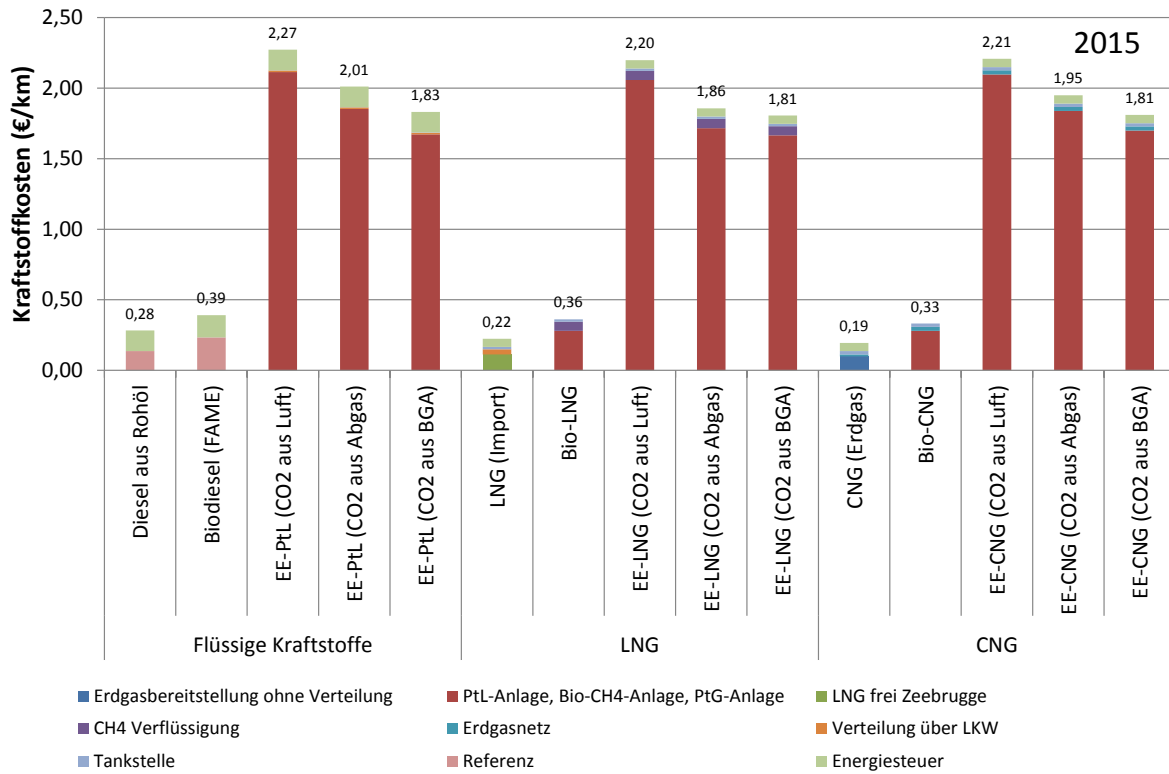


Abbildung 4-10: Kraftstoffkosten „Well-to-Wheel“ in 2015 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt.

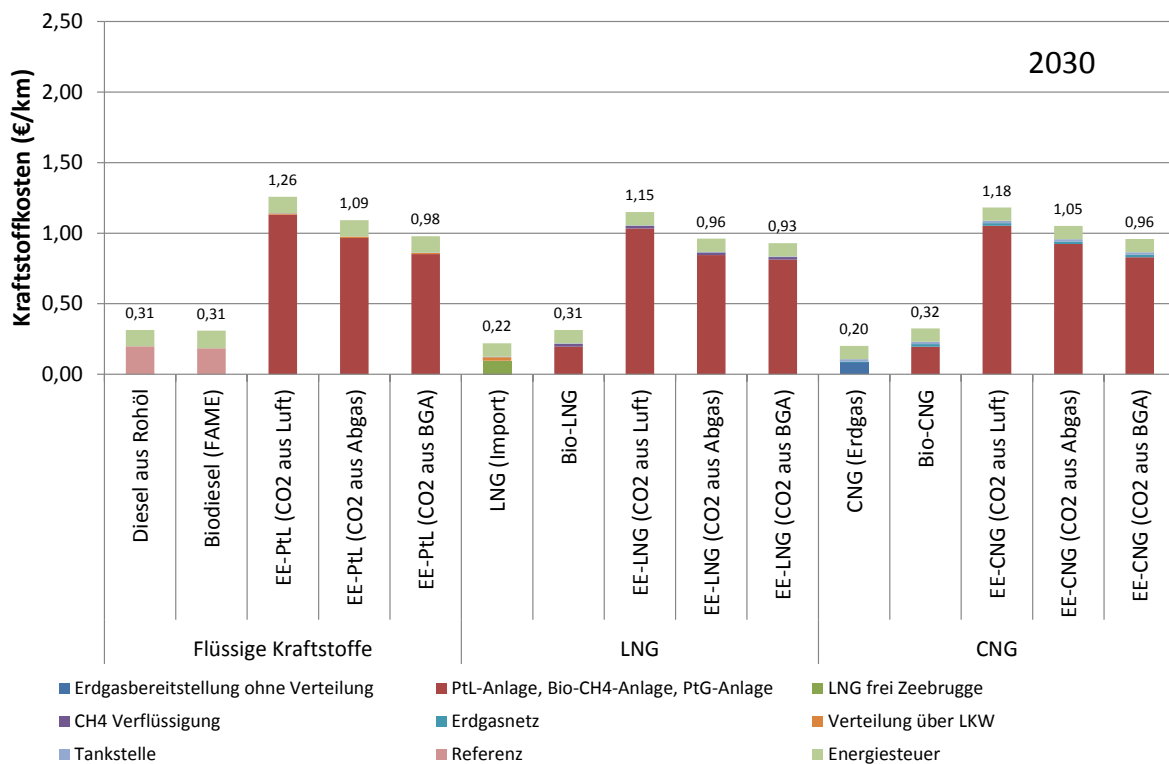
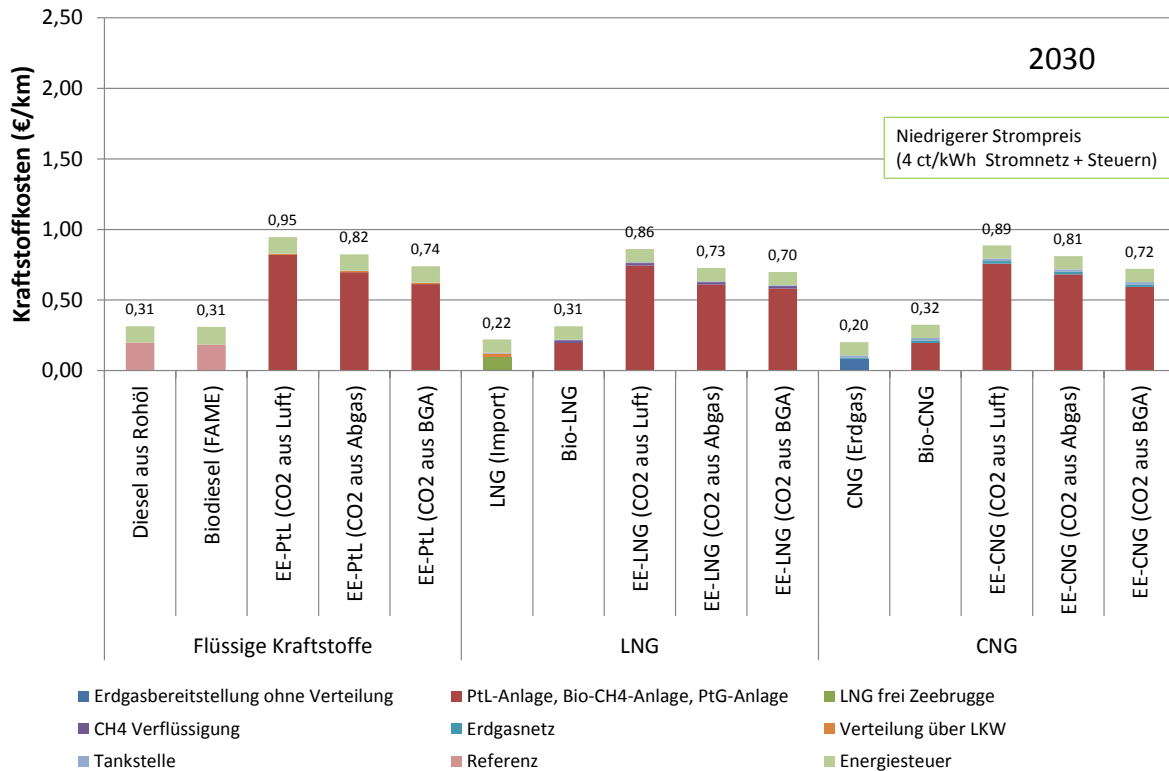


Abbildung 4-11: Kraftstoffkosten „Well-to-Wheel“ in 2030 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt.

Abbildung 4-12 zeigt als Sensitivitätsanalyse die Kraftstoffkosten pro gefahrenen Kilometer,

wenn ein Strompreis von 4,0 Eurocent pro Kilowattstunde statt 8,5 Eurocent pro Kilowattstunde angenommen wird.



**Abbildung 4-12: Kraftstoffkosten „Well-to-Wheel“ in 2030 inklusive Stromsteuer und Energiesteuer, ohne MwSt. – niedriger Strompreis**

Bei den erneuerbaren Pfaden weist der Dieselmotor (betrieben mit EE-Diesel) für den Zeithorizont 2015 in etwa gleiche Kraftstoffkosten pro gefahrenen Kilometer auf, wie die LNG- und CNG-Lkw. Für den Zeithorizont 2030 liegen die Kraftstoffkosten pro gefahrenen Kilometer für die LNG- und CNG-Lkw etwas unter denen der Diesel-Lkw.

Erneuerbare Kraftstoffe im Verkehr werden von sich aus auf absehbare Zeit keine Kostenparität mit fossilen Kraftstoffen erreichen.

Bei Biomethan sind die Erzeugungspotenziale in Deutschland weitgehend ausgereizt. Biomethan geht heute überwiegend in die Verstromung aufgrund der attraktiven EEG-Vergütung für Biogasstrom. Mit zunehmender Ausschöpfung der Biogaspotenziale steigen die Rohstoffkosten. Eine erste Anpassung gestiegener Rohstoffkosten erfolgte im EEG 2012 durch Anhebung der Vergütungssätze für Biogasstrom. Ist eine Nutzung von Biomethan im Verkehr gewünscht, so bedarf dies einer übergeordneten Bioenergiestrategie mit entsprechenden Prioritätensetzungen im regulatorischen Umfeld.

Strombasiertes Methan (Power-to-Methane) hat Kostenreduktionspotenziale im Bereich der EE-Stromkosten sowie bei der Anlagentechnik, insbesondere der Elektrolyse. Kostenreduktionspotenziale für den EE-Strommix in Deutschland sind nach [Leitstudie 2011] 30 % bis

zum Jahr 2030 und 50 % bis zum Jahr 2050. Bei verbreitetem Einsatz von Elektrolyse, z.B. für die Wasserstoffproduktion für Brennstoffzellenfahrzeuge, Power-to-Methane und Power-to-Liquid, sind ab 500 MW kumulierte installierte Leistung Kostendegressionen >50 % bei der Elektrolyse zu erwarten. Kostendegression in diesen Größenordnungen sind bedürfen eine Kombination aus großen Stückzahlen und dazu begleitenden Weiterentwicklungen bei Elektrolysetechnologie und Serienfertigungsverfahren – Forschung und Entwicklung im Labor allein sind dazu nicht in der Lage.

### **4.3 Fahrzeuge**

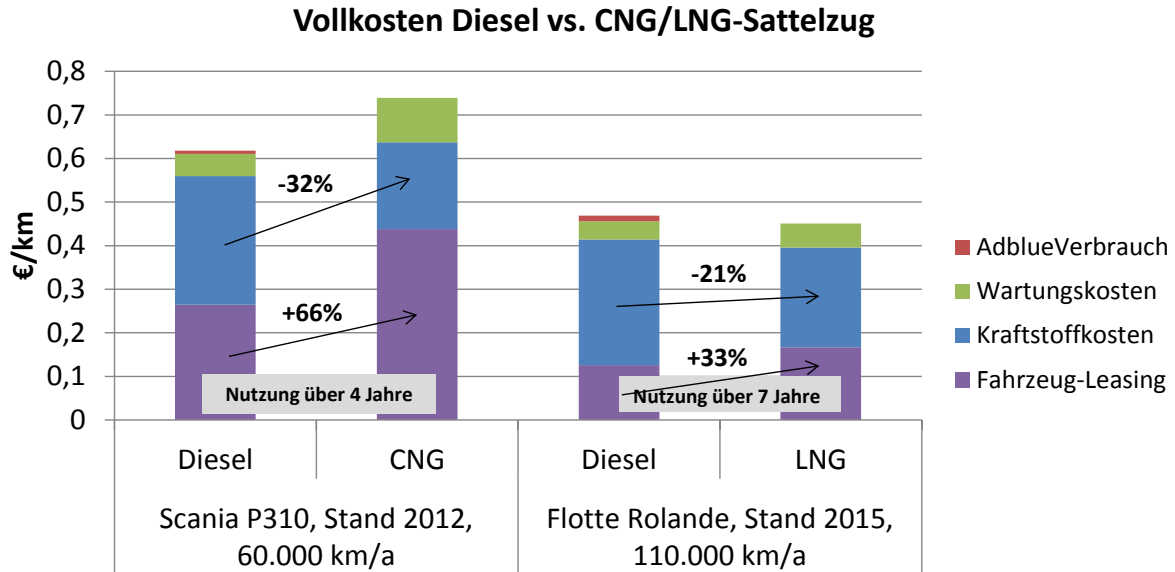
#### **4.3.1 Einflussparameter auf die Fahrzeugkosten**

Für die Kostenanalyse der Fahrzeuge werden die Gesamtkosten bzw. die Total Cost of Ownership (TCO) betrachtet. Diese setzen sich aus den Anschaffungskosten der Fahrzeuge und den laufenden Kosten, z. B. für Kraftstoff, Betriebsmittel, Reparatur und Wartung, zusammen. Die Einflussfaktoren auf die Gesamtkosten lassen sich anhand von Angaben zu den Kilometerkosten aus Leasing-Angeboten der Firma Rolande LNG und SCANIA verdeutlichen<sup>15</sup> (Anmerkung: Die Kostenangaben wurden 1:1 von den Quellen übernommen. Ein direkter Vergleich zwischen CNG- und LNG ist wegen der unterschiedlichen Annahmen (z. B. Nutzungsdauer) nicht möglich.

Abbildung 4-13). Besonders ausschlaggebend sind hierbei vor allem die Kraftstoff- und die Investitionskosten („Fahrzeug-Leasing“), wobei auch die angenommene Nutzungszeit und die Jahresfahrleistung Einfluss haben.

---

<sup>15</sup> Anmerkung: Die Kostenangaben wurden 1:1 von den Quellen übernommen. Ein direkter Vergleich zwischen CNG- und LNG ist wegen der unterschiedlichen Annahmen (z. B. Nutzungsdauer) nicht möglich.



Anmerkung: Die Kostenangaben wurden 1:1 von den Quellen übernommen. Ein direkter Vergleich zwischen CNG- und LNG ist wegen der unterschiedlichen Annahmen (z. B. Nutzungsdauer) nicht möglich.

**Abbildung 4-13: Anteil der Gesamtkosten von CNG-, LNG- und Dieselfahrzeugen am Beispiel von Leasing-Angeboten (Quelle: [Güterverkehr 2012], [Hendrickx 2015])**

Die oben gezeigten Beispiele lassen zwar eine grobe Einordnung zu, in der Praxis können die Kosten jedoch je nach Nutzungsmodell, sowie international (z. B. durch die Kraftstoffsteuer) und zeitlich variieren. Auch sind aktuell aufgrund des geringen Fahrzeugmodellangebots und der geringen Praxiserfahrungen aus der Nutzung schwerer CNG- und LNG-Lkw nur wenige Kosteninformationen aus verschiedenen Quellen verfügbar.

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Posten daher näher erläutert und eine Übersicht zu verfügbaren Daten gegeben. Die Kostenanalyse wird analog zu den Treibhausgasemissionen beispielhaft für Sattelzüge mit 34-40 t durchgeführt, da diese in Deutschland den höchsten Anteil an der Güterverkehrsleistung erbringen bzw. im Jahr 2013 ca. 60 % der CO<sub>2</sub>-Emission aller Lkw innerhalb Deutschlands verursacht haben<sup>16</sup>. Ein Großteil der derzeit zugelassenen Gas-Lkw, wie z. B. der Mercedes Econic, wurde für den Verteilerverkehr oder als kommunale Sonderfahrzeuge konzipiert. Prinzipiell können schwere Sattelzugmaschinen, wie der IVECO Stralis LNG bei vorhandener Tankstelleninfrastruktur auch im Regional- und Fernverkehr eingesetzt werden<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> Berechnungen auf Basis von TREMOD (aktuelle Modellbeschreibung in [IFEU 2012]).

<sup>17</sup> Allerdings stellen die derzeitig begrenzten Nennleistungen von in Deutschland angebotenen Gas-Lkw von max. 340 PS für viele Flottenbetreiber ein Hemmnis für den Einsatz im Fernverkehr dar.

Da in dieser Fahrzeugklasse sowohl CNG als auch LNG-Lkw eingesetzt werden können, werden beide Antriebe untersucht. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass CNG und LNG je nach Einsatzzweck unterschiedliche Eigenschaften (siehe Tabelle 4-18) aufweisen. CNG-Fahrzeuge werden tendenziell eher eingesetzt, wenn die Anforderungen an die Reichweite begrenzt oder ausreichend Bauraum für größere Kraftstofftanks vorhanden ist. Die Betankungsgeschwindigkeiten können dabei deutlich geringer als bei Diesel und bei LNG-Zapfsäulen ausfallen, können jedoch durch eine höhere Vorverdichtung verkürzt werden. Beispiele für den Einsatz von CNG könnten Verteiler-Flotten oder Sonderfahrzeuge im Stadtverkehr sein. LNG-Fahrzeuge eignen sich dagegen eher für den Einsatz auf längeren Strecken im regionalen Verteilerverkehr oder im Güterfernverkehr. Die kurze Betankungsdauer bei LNG erweist sich im Verteilerverkehr als Vorteil gegenüber CNG, wenn große Flotten mindestens einmal täglich betankt werden müssen.

Es gibt auch Anbieter von Sattelaufliegern, die zusätzlich mit Tanks für CNG ausgerüstet werden und so die Reichweite von CNG-Lkw auf Fernverkehrsniveau anheben. Bei diesen Fahrzeugen muss dann auf die Mitnahme von Paletten unter dem Boden des Sattelauflegers verzichtet werden, es ist ein höheres Eigengewicht zu berücksichtigen und beim Wechseln des Sattelauflegers muss beachtet werden, dass Reichweite verloren geht, sollte ein Sattelaufleger ohne die zusätzlichen Tanks für CNG zum Einsatz kommen.

**Tabelle 4-18: Eigenschaften für den Einsatz von CNG vs. LNG in schweren Lkw (Quelle: Eigene Darstellung nach [Le Fevre 2014])**

	<b>CNG</b>	<b>LNG</b>
<b>Reichweite/Fahrleistung</b>	Pendelverkehre mit geringer Fahrleistung	Hohe Fahrleistung und hohe maximale Reichweite
<b>Fahrzeuggewicht</b>	Mittelschwere Fahrzeuge	Schwere Fahrzeuge
<b>Betankungsdauer</b>	Kurze Dauer nur bei leistungsstarken Tankstellen, ansonsten längere Betankungszeiten erforderlich	Kurze Betankungszeiten
<b>Tankvolumen</b>	Je nach Reichweite ausreichender Bauraum für Fahrzeugtanks nötig	Einsetzbar bei begrenztem Bauraum, z. B. Sattelzugmaschinen

## 4.3.2 Übersicht der einzelnen Kosten

### 4.3.2.1 Anschaffungskosten

Die Anschaffungskosten für CNG- und LNG-Lkw liegen aktuell deutlich höher als für Dieselfahrzeuge. Die Mehrpreise von CNG- und LNG-Lkw für gängige Modelle sind teilweise aus Herstellerangaben bzw. aus Literaturlauswertungen bekannt.

Eine Übersicht verschiedener Preisangaben wird in Tabelle 4-19 gegeben. Bei LNG-

Sattelzügen werden Mehrpreise von 35.000 Euro bis 50.000 Euro für den EU-Markt angegeben. Tendenziell werden für Dual-Fuel-Fahrzeuge höherer Mehrpreise als für Monofuel-Fahrzeuge angegeben. Lkw mit CNG-Antrieb werden für geringere Mehrpreise von 20.000 Euro angeboten. Die genannten Preise können hierbei nur eine Größenordnung verdeutlichen und innerhalb des Fahrzeugmodells stark variieren. Jedoch sind laut Informationen der Firma Rolande LNG die Preisunterschiede für LNG-Lkw bereits in den letzten Jahren deutlich gesunken seit der Hersteller IVECO diese auch als Serienfahrzeuge anbietet. Ein Unterschied von 35.000 Euro wird daher als repräsentativ für den aktuellen Neumarkt in Deutschland angenommen, zumal hier bisher nur Fahrzeuge mit Monofuel-Antrieb zugelassen werden können.

**Tabelle 4-19: Unterschiede bei den Anschaffungskosten von LNG-/CNG- gegenüber Diesel-Sattelzügen**

Kraftstoff	Mehrpreis	Quelle	Anmerkung
<b>LNG</b>	+ 35.000 €	Rolande	IVECO Stralis, Euro VI, Monofuel-Fahrzeug, 1 LNG-Tank
	+ 40.000 €	[IFEU/TU Graz 2015]	Monofuel-Fahrzeug, EU-Markt
	bis + 40.000 €	[KANTOR 2014]	Dual-Fuel-Fahrzeug, EU-Markt
	+ 50.000 €	[Le Fevre 2014]	Dual-Fuel-Fahrzeug, EU-Markt
<b>CNG</b>	+ 20.000 €	[Eurotransport 2012]	IVECO Stralis, Euro V, Monofuel-Fahrzeug

Neben der Anschaffung von Neufahrzeugen mit CNG- oder LNG-Antrieb besteht auch die Möglichkeit, bestehende Fahrzeuge umzurüsten. Die Firma Rolande LNG führte beispielsweise Umrüstungen von CNG auf LNG-Lkw durch, bevor LNG-Neufahrzeuge von IVECO auf den Markt angeboten wurden. Ebenfalls möglich sind Umrüstungen von Diesel auf CNG oder LNG, was vor allem bei Fahrzeugen mit Dual-Fuel-Antrieb praktiziert wird [dena 2014a]. Die Relevanz von solchen Umrüstungen ist für den deutschen Markt noch unklar. Aus dem Pkw-Bereich zeigt sich jedoch, dass Umrüstungen auf CNG in der Regel nicht wirtschaftlich sind und stattdessen eher neue Fahrzeuge gekauft werden [MKS 07/2013]. Eine Begründung dafür ist, dass in Deutschland im Straßengüterfernverkehr meist Neufahrzeuge genutzt werden, die am Anfang über eine Herstellergarantie verfügen, die bei einer Umrüstung erlöschen würde. Gleichzeitig werden diese Fahrzeuge häufig bereits nach wenigen Jahren (4-5 Jahren) Nutzung weiterverkauft.

### **Komponentenkosten**

Die aktuell deutlich höheren Fahrzeugkosten dürften vor allem auf die Refinanzierung von Entwicklungskosten und geringe Stückzahlen, insbesondere bei den Motoren, zurückzuführen

ren sein. Die reinen Komponentenkosten von Monofuel-Gasmotoren sind zwar ähnlich oder sogar geringer als bei Dieselmotoren [NANUPOT 2011]. Die Anpassungen umfassen hierbei Aufladung, Ladeluftführung, Zündung und die komplette Gemischaufbereitung inklusive der Abgasrückführung [Mercedes-Benz 2014].

Bei Dual-Fuel- und HPDI-Motoren wird von deutlich höheren Investitionskosten im Vergleich zu Otto-Gasmotoren ausgegangen [UC DAVIS 2015]. Diese benötigen, anders als reine Gasmotoren, dieselben Komponenten zur Abgasminderung (z. B. SCR und Partikelfilter) wie reine Dieselmotoren [Daimler 2014]. Dennoch wird momentan an solchen Systemen geforscht, weil diese Vorteile bezogen auf die Motorleistung und die Kraftstoffeffizienz gegenüber Monofuel-Motoren besitzen (siehe Kap. 3.3.2.1)

Neben dem Antrieb hängen die Kosten insbesondere vom Tanksystem bzw. der Tankgröße ab. Die Kosten für einen LNG-Tank mit einem Inhalt von 185 Kilogramm bzw. einer Reichweite von etwa 750 Kilometer, samt Tankstutzen, Wärmetauscher und Regler liegen bei ca. 11.000 Euro [Hendrickx 2014]. Die Fahrzeugkosten dürften damit auch von der benötigten maximalen Reichweite abhängen. Die Reichweite von CNG-Fahrzeugen ist vor allem bei Sattelzugmaschinen i. d. R. durch den Bauraum an der Karosserie begrenzt. Die Kosten für einen CNG Tank mit einem Fassungsvermögen von 90 Kilogramm liegen laut [NANUPOT 2011] bei 3.734 Euro und entsprechen bei einem Sattelzug etwa einer maximalen Reichweite von bis zu 300 Kilometer [Eurotransport 2012]. Für Dieseltanks liegen die Kosten für eine Reichweite von 2.000 Kilogramm bei 1.000 Euro. Die Komponentenkosten bei Fahrzeugtanks erklären somit einen erheblichen Teil der Mehrkosten von CNG- und LNG- gegenüber Diesel-Lkw.

### **Zukünftige Entwicklungen der Anschaffungskosten**

Es ist zu erwarten, dass die Anschaffungskosten für CNG- und LNG-Lkw zukünftig sinken werden. Eine zentrale Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Entwicklungskosten für die Hersteller durch höhere Stückzahlen an verkauften Fahrzeugen amortisiert werden können.

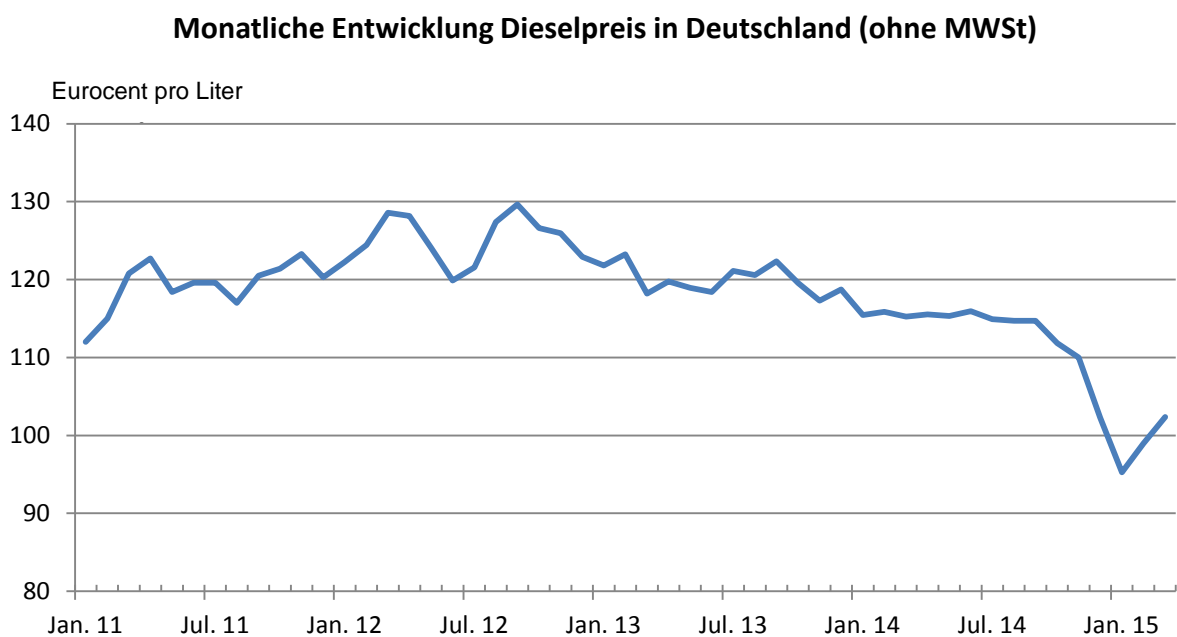
Im bisher größten Markt für LNG-Fahrzeuge China, liegen die Mehrkosten bereits heute aufgrund deutlicher höherer Verkaufszahlen bei 10.000-12.000 Euro [Le Fevre 2014]. Prinzipiell sind die Anschaffungskosten für Neufahrzeuge weltweit, in einer ähnlichen Größenordnung [Kantor 2014]. Aufgrund genehmigungsrechtlicher Rahmenbedingungen, insbesondere dem Abgasgrenzwert Euro VI-Standard, müssen für den EU-Markt eigene Fahrzeuge entwickelt werden. Die Firma Rolande LNG rechnet perspektivisch mit Mehrkosten für LNG-Fahrzeugen in Höhe von 15.000 Euro, wenn diese erst einmal einen Massenmarkt in der EU



erreicht haben [Hendrickx 2014]<sup>18</sup>. Der Hersteller IVECO geht derzeit mit einem Anstieg ihres Absatzes von Gas-Lkw von knapp 200 Lkw in 2013 auf ca. 1.400 Lkw in 2017 aus, wobei der Anstieg vorwiegend durch Nutzer im Regionalverkehr erwartet wird [CNHi 2014].

#### 4.3.2.2 Kraftstoffkosten

Die Kraftstoffkosten haben einen erheblichen Anteil an den Betriebskosten sowie an den Gesamtkosten von schweren Lkw. Für die Fahrzeugnutzer ist hierbei neben dem Kraftstoffverbrauch vor allem der Preis an der Zapfsäule (ohne Mehrwertsteuer) entscheidend. Dieser kann jedoch zeitliche Schwankungen aufweisen und deshalb immer nur eine Momentaufnahme in den Kostenanalysen darstellen.



**Abbildung 4-14: Monatliche Entwicklung des Dieselpreises in Deutschland von Januar 2011 bis März 2015 (nicht inflationsbereinigt). (Quelle: Eigene Darstellung nach [MWV 2015])**

So ist der Verbraucherpreis für Dieseldieselkraftstoff in Deutschland in den letzten 10 Jahren zwar tendenziell gestiegen. Im Jahr 2005 lag dieser im Durchschnitt bei 0,92 Euro pro Liter (ohne Mehrwertsteuer) [MWV 2015]. Seit 2011 pendelt der Preis zwischen 1,12 Euro pro Liter und 1,30 Euro pro Liter, zu Beginn des Jahres 2015 sanken die Dieselpreise jedoch kurzfristig auf 0,95-1,02 Euro pro Liter (Abbildung 4 14). Zwar deutete sich bereits in den letzten Monaten wieder ein Anstieg des Dieselpreises an, jedoch ist kein klarer Trend für die weitere Ent-

<sup>18</sup> Diese Information stützt sich auf eine persönliche Mitteilung von Herrn Hendrickx.

wicklung abzusehen.

Ähnliche Schwankungen gibt es aufgrund der Energie(import)preise auch bei LNG- und CNG, wobei der LNG-Preis um durchschnittlich 15 % über dem Preis für Pipelinegas liegt (vgl. Kap. 4.2.1.1). Für Deutschland sind aufgrund des fehlenden LNG-Marktes derzeit nur die Preise an der Zapfsäule nur für CNG bekannt, welcher 2013 abzüglich Mehrwertsteuer bei 0,93 Euro pro Kilogramm lag [BMW 2014a]. Für den Kostenvergleich von CNG mit LNG in Deutschland wird vereinfacht angenommen, dass der LNG-Preis entsprechend den Kraftstoffherstellungskosten in 4.2.2 um 0,1 Euro pro Kilogramm höher als der CNG-Preis, also bei 1,03 Euro pro Kilogramm liegt.

Die Unterschiede bei den Energieimportpreisen stellen jedoch genau wie beim Dieselmotorkraftstoff aufgrund der Schwankungen eine unsichere Größe dar. Aus der bisherigen Tendenz zeigt sich jedoch, dass die Erdgaspreise langfristig etwa um 20 % pro Kilowattstunde niedriger sind als die Erdölpreise (vgl. Kap. 4.2.1.1). Um trotz solcher Unsicherheiten eine Planungssicherheit für LNG-Lkw-Betreiber zu ermöglichen, garantiert z. B. die Firma Rolande LNG, dass an ihren Tankstellen, unabhängig von den Energiepreisen, ein Kilogramm LNG um mindestens 10 Eurocent billiger als ein Liter Diesel verkauft wird [Hendrickx 2015]. Neben den Energieimportpreisen ist die Energiesteuer für den Kraftstoffpreis entscheidend.

### **Einfluss der Energiesteuer und aktuelle Rahmenbedingungen**

Die Energiesteuer auf Erdgas als Kraftstoff wirkt sich erheblich auf die Kraftstoffkosten von LNG und CNG aus. Beim Dieselmotorkraftstoff beträgt die Energiesteuer in Deutschland derzeit 47,04 Eurocent pro Liter und machte in den letzten 10 Jahren ca. 40-50 % des Kraftstoffpreises aus. Für LNG und CNG gilt bis 31. Dezember 2018 noch eine ermäßigte Energiesteuer von 1,39 Eurocent pro Kilowattstunde<sup>19</sup> [EnergieStG 2014], was bei einem LNG-Preis von 1,03 Euro pro Kilogramm einem Anteil von 22 % entspricht. Sofern ab 2. Januar 2019 die ermäßigte Energiesteuer nicht fortgeschrieben würde, würde Erdgas mit 3,18 Eurocent pro Kilowattstunde besteuert, was einer Erhöhung um ca. 29 Eurocent pro Kilogramm gegenüber heute entspräche.

Die Fortschreibung der ermäßigten Energiesteuer für Erdgas wird derzeit von verschiedenen Akteuren diskutiert. Die aktuelle Bundesregierung hat sich in ihrem Koalitionsvertrag für eine Fortschreibung ausgesprochen [Bundesregierung 2013], welche zuletzt im „Aktionsplan Klimaschutz 2020“ des Bundesministeriums für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) manifestiert wurde [BMUB 2014]. Beide Dokumente haben aber noch keine konkreten Rahmenbedingungen zum Geltungszeitraum bzw. den Steuersätzen festgelegt.

---

<sup>19</sup> bezogen auf den oberen Heizwert (Hs) erhoben (§ 1 Nr. 18 EnergieStG)

Die Prüfung eines neuen Steuermodells findet derzeit durch das Bundesfinanzministerium statt, in dessen Auftrag bis Ende 2015 eine Studie erstellt werden wird (Fe 7/14 „Entwicklung der Energiesteuereinnahmen im Kraftstoffsektor“). Ein aktueller Vorschlag für eine degressive Steuerfortschreibung wurde von der Initiative Erdgas in ihrem zweiten Zwischenbericht vorgelegt [dena 2014a]. Demnach solle die künftige Besteuerung von Erdgas für den Verkehr in Abhängigkeit zu dessen jährlichem Gesamtverbrauch skaliert werden. Dieses Modell wird damit begründet, dass die Steuerermäßigung nur bis zur Erreichung eines etablierten Fahrzeugmarktes nötig sei, da „positive Skaleneffekte und der prognostizierte wachsende Preisabstand zwischen Erdgas und Erdöl eine selbsttragende Marktentwicklung ermöglichen“ würden [dena 2014a]. Eine Übersicht der aktuellen und diskutierten Steuersätze zeigt Tabelle 4-20.

**Tabelle 4-20: Energiesteuer für Diesel und Erdgas bis 2018 und diskutierte Steuersätze für eine Fortschreibung (Quelle: [EnergieStG], [dena 2014b])**

Kraftstoff	Stand	Angegebene Energiesteuer	Umrechnung in €/MJ*
<b>Diesel</b>	EnergieStG	47,04 ct/Liter	0,0131
	EnergieStG bis 2018	1,39 ct/kWh	0,0045
	EnergieStG nach 2018	3,18 ct/kWh	0,0104
<b>Erdgas (CNG/LNG)</b>	Vorschlag dena 2018-2024 in Abhängigkeit des Erd- gasverbrauches	bei < 18 Mio. MWh /Jahr: 1,39 ct/kWh	0,0045
		bei 18-23 Mio. MWh /Jahr: 1,75 ct/kWh	0,0057
		bei > 28 Mio. MWh /Jahr: 3,18 ct/kWh	0,0104

\* bezogen auf den unteren Heizwert.

#### 4.3.2.3 Reparatur, Wartung und AdBlue-Verbrauch

Als sonstige Betriebskosten werden Aufwendungen für Wartung und Reparatur, sowie der Verbrauch an sonstigen Betriebsmitteln untersucht.

Zu den Wartungskosten von LNG- und CNG-Fahrzeugen sind derzeit noch wenige Informationen verfügbar. Eine Übersicht der Mehrkosten gegenüber Dieselfahrzeugen zeigt Tabelle 4-21.

**Tabelle 4-21: Reparatur- und Wartungsmehrkosten eines LNG-/CNG-Sattelzuges mit 40 t zGG**

Quelle	Mehrkosten ct/km*	Mehrkosten €/a	Anmerkung
[Hendrickx 2015]	1,1	1.158	km-Festpreis Rolande, Monofuel-Fahrzeug LNG (IVECO Stralis), 110.000 km/a
[IFEU/TU Graz 2015]	1,7	2.200	Literaturrecherche, Monofuel-Fahrzeug → Umrechnung auf 130.000 km/a
[Le Fevre 2014]	3,0	5.000	Literaturrecherche, Dual-Fuel-Fahrzeug, 130.000 km/a
[Güterverkehr 2012]	5,1	3.048	Herstellerangaben, Monofuel-Fahrzeug CNG (Scania P310), 60.000 km/a

\* Werte auf eine Nachkommastelle gerundet

Die angegebenen Kosten pro Kilometer unterscheiden etwa um den Faktor 5. Mögliche Erklärungen für diese Unterschiede sind:

- Die angenommene Jahresfahrleistung: Ein Teil der Wartungskosten, z. B. Prüfung der Gastanks, erfolgt in festen zeitlichen Intervallen und ist daher nicht proportional zur Fahrleistung.
- Das Antriebskonzept: Für Dual-Fuel-Lkw sind höhere Wartungs- und Reparaturaufwände wegen der zusätzlichen Komponenten (Diesel und Gas) zu erwarten. Höhere Kosten für CNG- als LNG- Fahrzeuge erscheinen nicht plausibel, zumal die LNG-Fahrzeuge von Rolande über einen zusätzlichen CNG-Tank verfügen und dennoch mit 1,1 Eurocent pro Kilometer die geringsten Kosten aufweisen.
- Aktualität der Informationen und unterschiedliche Preise der Werkstätten bzw. Prüfstellen oder unterschiedliche Herangehensweisen bei der Kostenermittlung, falls durch Werkstattaufenthalte verursachte Ausfalltage als Verluste berücksichtigt wurden.

Da keine weiteren Informationen zu den Reparatur- und Wartungskosten vorliegen, werden die jährlichen Mehrkosten von 2.200 Euro pro Jahr nach [IFEU/TU Graz 2015] als typischer Wert für einen LNG- und CNG-Monofuel-Sattelzug angenommen.

Weitere laufende Kosten ergeben sich durch den Verbrauch von AdBlue. AdBlue ist eine wässrige Harnstofflösung, welche in SCR-Systemen zur Reduktion der Stickoxidemissionen verbraucht wird. SCR-Systeme werden bei den aktuellen Euro VI-Fahrzeugen nur bei Dieselantrieben eingesetzt, während die Gasmotoren den Euro VI-Standard ohne SCR erfüllen (siehe Abschnitt zur Motortechnik in 3.3.2.1). Je nach AdBlue-Preis und -verbrauch können

die Kosten jedoch variieren. Beim Vergleich verschiedener Quellen ergeben sich AdBlue-Kosten von 0,47-1,13 Eurocent pro Kilometer.

**Tabelle 4-22: AdBlue-Kosten bei Dieselfahrzeugen**

Quelle	AdBlue-Kosten ct/km	AdBlue Preis €/l	AdBlue-Verbrauch l/100km	Dieserverbrauch in l/100km
[Hendrickx 2015]	1,13	0,55	2,0	31
[Güterverkehr 2012]	0,78	0,60	1,3	26,8
[IFEU/TU Graz 2015]	0,47	0,45	0,9	34,5

Zu weiteren Betriebsstoffen, z. B. Schmierölen, lagen keine detaillierten Informationen vor. Infolge von höheren Verbrennungstemperaturen werden in Gasmotoren spezielle Motoröle eingesetzt, die häufiger als bei Dieselmotoren getauscht werden müssen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass diese in den Annahmen zu den Wartungskosten (s. o.) enthalten sind.

Insgesamt zeigen die verglichenen Quellen sowohl bei den Reparatur- und Wartungs- als auch bei den Ad-Blue-Kosten große Unterschiede. Innerhalb der Gesamtkosten sind diese Kosten gegenüber den Anschaffungs- und Kraftstoffkosten tendenziell jedoch vernachlässigbar (siehe nächstes Kapitel).

#### 4.3.3 Wirtschaftlichkeit für Fahrzeugnutzer

Die Gesamtkosten ergeben sich aus der Summe der Anschaffungs- und Betriebskosten und sind ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit von LNG- und CNG-Fahrzeugen gegenüber Diesel. Wie in den vorherigen Kapiteln erläutert wurde, variieren die jeweiligen Kosten je nach Quelle und Rahmenbedingungen deutlich. Die Amortisationserwartung für die Anschaffung von LNG- oder CNG-Fahrzeugen kann je nach Fahrzeugbetreiber unterschiedlich sein (vgl. Kap. 4.1).

Die meisten Betreiber, insbesondere im Fernverkehr, streben eine Amortisation in weniger als drei Jahren an. Beispielhaft für Nutzer, die bereit sind, das Zusatzinvestitionsrisiko für Gas-Lkw über längere Zeit zu tragen, wird auch ein Zeitraum von bis zu sechs Jahren untersucht.

##### 4.3.3.1 Amortisationszeiten heutiger Fahrzeuge

In der Literatur und von ersten Flottenbetreibern existieren bereits verschiedene Angaben zu den Amortisationszeiträumen von CNG und LNG Fahrzeugen. Eine Übersicht gibt folgende Tabelle. Die meisten Quellen geben hierbei Amortisationszeiten von unter 9 Jahren und damit potenziell innerhalb der Lebenszeit von Lkw an. Für China und die USA werden wesent-

lich kürzere Amortisationszeiten als für den europäischen Raum angegebenen. Für Dual-Fuel-Fahrzeuge werden in Europa mit 6,7-8,3 Jahren längere Amortisationszeiten als für Deutschland mit 3,2-6,5 Jahren angenommen, wenn bei ersteren 75 % des Kraftstoffverbrauchs durch LNG substituiert wird.

Bei den Amortisationszeiten ist neben den nationalen Rahmenbedingungen vor allem die mittlere Jahresfahrleistung entscheidend. Diese hängt wiederum mit dem Einsatzzweck und damit verbunden den Anforderungen und die Fahrzeugreichweite zusammen. Die Firma Rolande LNG liefert LNG für Sattelzugmaschinen mit einem einseitigen LNG-Tank (und CNG-Reservetank auf der anderen Fahrzeugseite) für den regionalen Verteilerverkehr, u.a. zur Belieferung von Supermärkten. Hierbei werden mit ca. 110.000 Kilometer pro Jahr vergleichsweise hohe Jahresfahrleistung erreicht [Hendrickx 2015]. Vor allem im Stadtverteilerverkehr könnten aber auch reine CNG-Fahrzeuge eingesetzt werden. Im Fernverkehr dagegen müssten, vor allem bei unzureichend ausgebautem Tankstellennetz, Fahrzeuge mit höherer Reichweite, z. B. durch zwei an beiden Fahrzeugseiten angebauten LNG-Tanks, genutzt werden.

**Tabelle 4-23: Amortisationszeiten für Erdgas-Lkw in verschiedenen Quellen**

Quelle	Bezugsraum	Rahmenbedingungen: Fahrzeuge, Fahrleistung, Kosten	Amortisationszeit in Jahren
[IFEU/TU Graz 2015]	Deutschland	LNG-Sattelzug 40 t, 130.000 km/a	3,2
		LNG-Sattelzug 40 t, 60.000 km/a, Aufpreis Fahrzeug 40.000 €	6,5
		CNG-Stadtverteiler-Lkw 12 t, 40.000 km/a Aufpreis Fahrzeug 6.000 €	3,4
		Jeweils Euro VI-Diesel als Referenz, Preisunterschied Diesel-Gas 1,5 ct/MJ	
[Le Fevre 2014]	Europa	LNG-Dual-Fuel-Fahrzeug mit 75 % Erdgasanteil, Aufpreis Fahrzeug 50.000 €, 100.000 km/a, Preisunterschied 20 €/MMBTU ( $\pm 1,9$ ct/MJ)	8,3
[Kantor 2014]	Europa	analog [Le Fevre 2014], Aufpreis Fahrzeug 40.000 €	6,7
[VOS Logistics 2013]	Europa	LNG-Sattelzug, 90.000 km/a, Aufpreis Fahrzeug 70.000 €	7,0
[dena 2014a]	China	LNG-Sattelzug	1,8
	USA		3,8

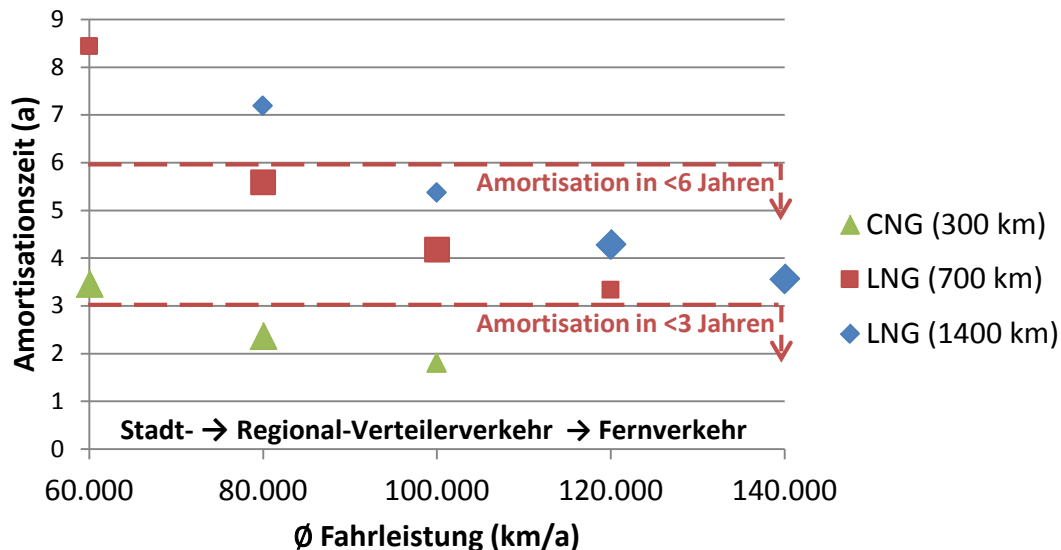
Um diese Faktoren zu untersuchen, wurden auf Basis der in dem vorherigen Kapitel zusammengestellten Informationen folgende Annahmen getroffen (siehe Tabelle 4-24).

**Tabelle 4-24: Annahmen zu den Vollkosten eines Sattelzuges mit 40 t zGG**

<b>Kraftstoff</b> (max. Reichweite)	<b>Diesel</b> (2000 km)	<b>CNG</b> (300km)	<b>LNG</b> (750km)	<b>LNG</b> (1400 km)
<b>Fahrzeuginvestition: Aufpreis zu Diesel in €</b>		<b>+20.000</b>	<b>+35.000</b>	<b>+45.000</b>
<b>Laufende Kosten*</b>				
Kraftstoffverbrauch in l/100 km bzw. in kg/100km	31	27,1	27,1	27,1
Kraftstoffpreis in €/l bzw. in /kg	1,20	0,93	1,03	1,03
Kraftstoffkosten in €/km	0,37	0,25	0,28	0,28
AdblueVerbrauch in €/km	0,01	-	-	-
Wartungskosten in €/Jahr	4.600	6.800	6.800	6.800
Wartungskosten in €/km (100.000 km/a)	0,05	0,07	0,07	0,07
<b>Summe laufende Kosten in €/km (100.000 km/a)</b>	0,43	0,32	0,35	0,35
<b>Δ zu Diesel in €/km</b>		<b>-0,11</b>	<b>-0,08</b>	<b>-0,08</b>

\* Angaben zu Kosten auf zwei Nachkommastellen gerundet

Das Ergebnis der Amortisationsrechnung zeigt Abbildung 4-15. Bei den angenommenen Vollkosten amortisieren sich CNG-Fahrzeuge deutlich schneller als LNG-Fahrzeuge, bedingt durch die niedrigeren Anschaffungs- und Kraftstoffkosten. Selbst wenn aufgrund der geringen Reichweite von 300 Kilometer nur eine Jahresfahrleistung von 60.000 Kilometer erreicht wird, ist eine Amortisation in weniger als vier Jahren möglich. Bei höheren Jahresfahrleistungen, wie im Fernverkehr, ist dagegen die Nutzung von LNG-Fahrzeugen mit entsprechend höherer Reichweite wahrscheinlicher. Bei Jahresfahrleistungen über 100.000 Kilometer ist dann eine Amortisation der deutlich höheren Anschaffungskosten dennoch in 3-6 Jahren möglich.



**Abbildung 4-15: Amortisationszeit eines LNG- oder CNG-Sattelzuges mit 40 t zGG in Abhängigkeit der Jahresfahrleistung**

Der Einsatz von CNG- Sattelzügen scheint somit aktuell, insbesondere für Fahrzeugnutzer im Verteilerverkehr, wirtschaftlich durchführbar zu sein, wenn die technischen Voraussetzungen wie benötigte Reichweite und Betankungsgeschwindigkeit vorhanden sind. Für Fernverkehrsbetreiber scheinen die Voraussetzungen derzeit, sowohl aus technischer bzw. operativer Sicht als auch von den Kosten, weniger geeignet. Um die finanziellen Hemmnisse für solche Betreiber zu verringern, müssten erst weitere Reduktionen der Anschaffungskosten realisiert werden. Ebenfalls müssen für alle Betreiber das notwendige Kapital bzw. entsprechende Finanzierungsmodelle zur Verfügung stehen.

Die Kraftstoffpreise stellen hierbei eine sensible und unsichere Größe dar. Aktuell ist der Preisunterschied zwischen Diesel und Erdgas aufgrund des Verfalls des Dieselpreises seit Ende 2014 deutlich geringer. In diesem Falle ist eine Amortisation von LNG-Fahrzeugen unter 10 Jahren nicht möglich. Die Tendenz der letzten Monate deutet jedoch auf einen neuerlichen Anstieg des Dieselpreises hin. Andererseits ist bei konstant niedrigen Rohölpreisen eine langfristige Reduktion der Preise für Erdgas als Kraftstoff zu erwarten (vgl. Kap 4.2.1.1).

Neben der zukünftigen Entwicklung der Rohöl- und Erdgaspreise hängen die Kosten vor allem von der Entscheidung der Bundesregierung zur Ausgestaltung der Energiesteuer für Erdgas nach 2018 ab. Auch sind technische Weiterentwicklungen und Preissenkungen bei den Lkw zu erwarten, falls die Absatzzahlen an CNG- und LNG-Fahrzeuge in Europa und Deutschland zukünftig zunehmen. Die möglichen Auswirkungen auf die sich entwickelnde Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge werden im nächsten Kapitel untersucht.

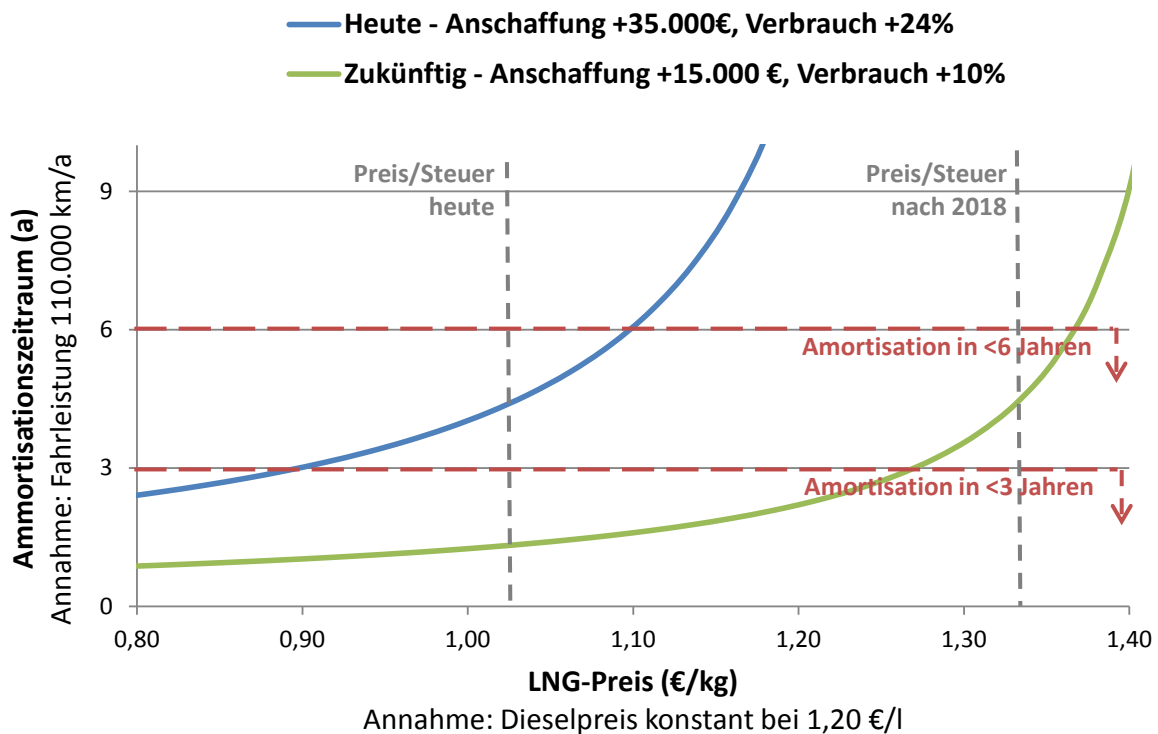


#### 4.3.3.2 Zukünftige Potenziale und Amortisationszeiten

Wie die vorherigen Analysen verdeutlicht haben, hängt die Wirtschaftlichkeit der schweren CNG- und LNG-Lkw von verschiedenen Variablen ab. Tendenziell ist davon auszugehen, dass die Mehrkosten für die Anschaffung von Gas- gegenüber Dieselfahrzeugen sinken, wenn der Absatz von ersteren in Europa weiter zunimmt (siehe 4.3.2). Auch können technische Optimierungen zur Reduktion des Kraftstoffverbrauchs die Kosteneffizienz bei Gasfahrzeugen verbessern. Der Investition in CNG- und LNG-Lkw stehen jedoch auch finanzielle Risiken, bedingt durch die Entwicklung der Kraftstoffpreise, entgegen. Hierbei ist insbesondere das mögliche Auslaufen der ermäßigten Energiesteuer für Erdgas zu nennen.

Im Folgenden sollen daher am Beispiel eines heutigen und zukünftigen LNG-Sattelzuges der Einfluss verschiedenen Kraftstoffpreise auf die Amortisationszeit dargestellt werden (siehe Abbildung 4-16).

Beim aktuell angenommenen LNG-Preis von 1,03 Euro pro Kilogramm und einem über den Betrachtungszeitraum konstanten, durchschnittlichen Dieselpreis von 1,20 Euro pro Literl hat sich das in der Anschaffung um 35.000 Euro teurere LNG-Fahrzeug in ca. 4,5 Jahren amortisiert. Würde bei gleichem Dieselpreis die Energiesteuerermäßigung für Erdgas entfallen und die Steuer sich 1:1 auf den LNG Preis niederschlagen (dann bei ca. 1,33 Euro pro Kilogramm), ist eine Amortisation nicht einmal mehr innerhalb der Lebensdauer (bei 110.000 Kilometer pro Jahr ca. 9 Jahre) möglich.



**Abbildung 4-16: Amortisationszeit eines LNG-Lkw mit 40 t zGG heute und zukünftig in Abhängigkeit des LNG-Preises**

Zukünftige LNG-Lkw, die noch 15.000 Euro mehr kosten als ein vergleichbarer Diesel-Lkw, würden sich bei heutigen LNG-Preisen in deutlich weniger als drei Jahren amortisieren. Ohne Energiesteuerermäßigung könnte sich ein LNG-Lkw, welcher sowohl günstiger in der Anschaffung als auch kraftstoffsparender ist, in ca. 4,5 Jahren amortisieren.

Die beschriebenen Beispielfälle können keine Prognose für die tatsächliche Entwicklung abgegeben. Insbesondere die fahrzeugtechnischen Potenziale, die Anschaffungskosten, aber auch die Energiepreise sind hierbei mit hohen Unsicherheiten behaftet. So können nach heutigen Herstelleraussagen z. B. mit HPDI-Motoren noch kraftstoffeffizientere Gasfahrzeuge als hier dargestellt eingesetzt werden (vgl. 3.3.2.1). Aufgrund der unzureichenden Datenlage zu deren Kosten und der Unklarheit, ob diese auf dem europäischen Markt zugelassen werden können, wurden diese jedoch nicht explizit in die Betrachtung einbezogen. Die Beispiele sollen aber verdeutlichen, dass LNG- (und CNG-)Fahrzeuge potenziell auch bei deutlich höheren Erdgaspreisen wirtschaftlich betrieben werden können, sofern Kostenreduktionen- und technische Potenziale realisiert werden können.

Fahrzeughersteller werden diese Potenziale allerdings nur ausschöpfen, wenn bisherige Entwicklungskosten durch entsprechende Verkaufszahlen refinanziert wurden und ein zukünftiger, europäischer Absatzmarkt mit einer relevanten Anzahl an Neuzulassungen für

Gasfahrzeuge in Aussicht steht. Die Politik kann durch die Setzung flankierender Rahmenbedingungen zum Aufbau einer geeigneten Tankstelleninfrastruktur und die Fortschreibung einer ermäßigten Energiesteuer hierzu beitragen. Ein wie von [dena 2014b] vorgeschlagenes degressives Steuermodell (siehe 4.3.2.2) könnte durch eine Kopplung des Energiesteuersatzes mit dem Gesamtabsatz an Erdgas im Verkehr gleichzeitig das Absinken von Steuereinnahmen aus diesem Bereich begrenzen.

#### **4.4 Schlussfolgerungen für die Kosten**

Fahrzeug- und Energiekosten stellen immer nur eine Momentaufnahme dar. Fahrzeugnutzer sind darauf angewiesen, dass sie ihre Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung vorhandener Risiken treffen. Bei CNG- und LNG-Lkw sind derzeit höhere Anschaffungskosten durch langfristig geringere Energiekosten zu kompensieren. Die Politik kann an dieser Stelle sowohl durch eine langfristige Festlegung von Energiesteuern als auch durch das Setzen weiterer Rahmenbedingungen (wie Emissionsgrenzwerte für Lärm, Schadstoffe und Treibhausgase) den Rahmen schaffen, dass sich neue Fahrzeugtechnologien parallel zu der etablierten Dieseltechnik am Markt entwickeln können.

Zwei weitere Komponenten für eine Wirtschaftlichkeit von schweren Lkw sind deren Nutzung und auch deren Wiederverkaufswert nach der Nutzungsdauer durch den Erstnutzer. Hierbei gibt es keine Möglichkeit diese beiden sicher in eine Kalkulation einzubeziehen, da hierzu eine Vielzahl von konkreten, nutzerbezogenen Vorgaben notwendig wären, um die realen Nutzerkosten transparent abzubilden. Somit kann die durchgeführte Kostenbetrachtung nur eine Orientierung sein, die Daten für eine konkrete Kalkulation unterschiedlicher Nutzer darstellt.



## 5 Konzept zum Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur und eines flächendeckenden Angebotes in Deutschland

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit dem Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur für LNG im Straßengüterverkehr. Eine Tankstelleninfrastruktur für CNG ist bereits in Deutschland vorhanden und jede LNG-Tankstelle kann gleichzeitig aus LNG gewonnenes und komprimiertes CNG (sogenanntes L-CNG) anbieten bzw. parallel an das Erdgasnetz angeschlossen werden.

Zunächst werden die für die Nutzung von LNG und auch CNG relevanten politischen Vorgaben von Seiten der Europäischen Union zusammenfassend dargelegt. Dafür ist die AFID [EU 2014] maßgebend (Kapitel 5.1). Im ersten Schritt des konkreten Konzeptvorschlags werden zum Aufbau einer LNG-Tankstelleninfrastruktur sogenannte Standorträume für LNG-Tankstellen bestimmt (Kapitel 5.2). Daran anschließend wird in Kapitel 5.3 aufgezeigt, entlang welcher Korridore und in welcher Reihenfolge die einzelnen Tankstellen zu einem flächendeckenden Angebot verbunden werden können. Dabei werden zwei verschiedene Ansätze vorgestellt. Ein heuristischer Ansatz orientiert sich an der AFID [EU 2014], wohingegen sich ein praxisgetriebener Ansatz auf der Diskussion mit Akteuren in einem Fachworkshop gründet.

Des Weiteren wird vor dem Hintergrund der EU-weiten Infrastrukturplanung eine konzentrierte Übersicht über die aktuelle Entwicklung von LNG im Straßenverkehr in den Nachbarländern Deutschlands aufgezeigt (Kapitel 5.4). Das Kapitel schließt mit einer abschließenden Ergebnisdarstellung (Kapitel 5.5).

### 5.1 Vorgaben der AFID

Die wichtigsten in der AFID [EU 2014] vereinbarten Maßnahmen sind:

**EU-weite Mindestinfrastruktur:** Die Mitgliedstaaten müssen der EU-Kommission nationale Pläne (Nationaler Strategierahmen) für den Aufbau einer Mindestinfrastruktur – Tankstellen und Ladestationen – für alternative Kraftstoffe wie Strom, Wasserstoff und Erdgas (CNG und LNG) übermitteln. Die Zielvorgaben und Einzelziele werden von der EU-Kommission veröffentlicht. Zudem enthält die Richtlinie einen Überprüfungsmechanismus, damit die EU-Kommission feststellen kann, ob die nationalen Ziele ausreichen, um eine kritische Masse an Infrastruktur hervorzubringen, und ob verbindliche EU-Ziele – wie ursprünglich von der EU-Kommission vorgeschlagen – notwendig sind.

**EU-weite Normen für die Infrastruktur:** Für die Entwicklung dieser Kraftstoffe sind gemeinsame EU-weite Normen unerlässlich. Die Vereinbarung schreibt die Verwendung gemeinsamer Stecker für Elektrofahrzeuge und standardisierte Einrichtungen für die Wasserstoff-

und Erdgasbetankung ebenso vor, wie die Entwicklung künftiger Normen für kabellose Ladestationen, für die Batterieaustauschtechnik und für einheitliche Stecker für Busse und Motorräder. Damit wird die Ungewissheit beendet, von der Unternehmen und Verbraucher betroffen waren.

**Klare Verbraucherinformationen, um die Nutzung zu erleichtern:** Klare Informationen an den Ladestationen und Tankstellen selbst, sowie ein Vergleich der Preise für die verschiedenen umweltfreundlichen und konventionellen Kraftstoffe, der auf einer von der Kommission auszuarbeitenden Methodik beruht.

Die (relevanten Passagen der) rechtlich verbindlichen Artikel mit CNG- und LNG-Bezug sind nachfolgend dargestellt:

In **Artikel 3** wird der Nationale Strategierahmen definiert. In Artikel 3 (8), 3. und 4. Spiegelstrich wird festgelegt, dass die Kommission regelmäßig aktuelle Informationen zu den folgenden Punkten der jeweiligen nationalen Einzel- und Gesamtzielen für LNG und CNG veröffentlicht:

- öffentlich zugängliche LNG-Tankstellen für Kraftfahrzeuge;
- öffentlich zugängliche CNG-Tankstellen für Kraftfahrzeuge.

In **Artikel 6 (4)** fordert die AFID [EU 2014] für schwere Nutzfahrzeuge mit LNG-Versorgung Folgendes:

„Die Mitgliedstaaten stellen durch ihre nationalen Strategierahmen sicher, dass bis 31. Dezember 2025 zumindest im vorhandenen TEN-V-Kernnetz eine angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen LNG-Tankstellen eingerichtet wird, damit bei entsprechender Nachfrage gewährleistet ist, dass mit LNG betriebene, schwere Nutzfahrzeuge in der gesamten Union verkehren können, sofern die Kosten im Vergleich zum Nutzen, einschließlich des Nutzens für die Umwelt, nicht unverhältnismäßig sind.“

In **Artikel 6 (6)** fordert die Richtlinie für LNG darüber hinaus Folgendes:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass in ihrem Hoheitsgebiet ein angemessenes LNG-Verteilernetz vorhanden ist, einschließlich der Anlagen zur Befüllung von LNG-Tankfahrzeugen für die Versorgung der in den Absätzen 1 [Anmerkung: Seehäfen], 2 [Anmerkung: Binnenhäfen] und 4 [siehe Artikel 6 (4) oben] genannten Tankstellen. Abweichend davon, können benachbarte Mitgliedstaaten zur Erfüllung dieser Anforderungen im Rahmen ihrer nationalen Strategierahmen einen Pool bilden. Die Vereinbarungen zur Bildung eines Pools unterliegen den Berichterstattungspflichten für die Mitgliedstaaten gemäß dieser Richtlinie.“

In **Artikel 6 (7)** fordert die Richtlinie für CNG Folgendes:

„Die Mitgliedstaaten stellen durch ihre nationalen Strategierahmen sicher, dass bis 31. Dezember 2020 eine angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen CNG-Tankstellen eingerichtet wird, damit in Einklang mit Artikel 3 Absatz 1 sechster Gedankenstrich<sup>20</sup> gewährleistet ist, dass CNG-Kraftfahrzeuge in städtischen bzw. vorstädtischen Ballungsräumen und anderen dicht besiedelten Gebieten sowie gegebenenfalls in den von den Mitgliedstaaten bestimmten Netzen verkehren können.“

In **Artikel 6 (8)** fordert die Richtlinie für CNG darüber hinaus Folgendes:

„Die Mitgliedstaaten stellen durch ihre nationalen Strategierahmen sicher, dass bis 31. Dezember 2025 zumindest im vorhandenen TEN-V-Kernnetz eine angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen CNG-Tankstellen eingerichtet wird, damit gewährleistet ist, dass CNG-Kraftfahrzeuge in der gesamten Union verkehren können.“

In **Artikel 6 (9)** fordert die Richtlinie hinsichtlich technischer Spezifikationen für CNG darüber hinaus:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass CNG-Tankstellen für Kraftfahrzeuge, die ab dem 18. November 2017 errichtet oder erneuert werden, den technischen Spezifikationen nach Anhang II Nummer 3.4 entsprechen.“

In **Artikel 6 (10) b)** unterstützt die Europäische Union europäische oder internationale Normungsaktivitäten für die Entwicklung „detaillierter technischer Spezifikationen für LNG- und CNG-Tankstellen für Kraftfahrzeuge“.

Dazu steht im Kapitel 4.1.4 des Durchführungsbeschlusses der EU-Kommission<sup>21</sup> über einen Normungsauftrag an die europäischen Normungsorganisationen im Hinblick auf die Ausarbeitung von Europäischen Normen für die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, dass die EU-Kommission folgende Aufträge zur normativen Vereinheitlichung der Tankstellen für LNG und L-CNG für Kraftfahrzeuge erteilt, um

- mit ISO/PC252 und ISO/DIS 16924<sup>22,23</sup>,

---

<sup>20</sup> „Benennung der städtischen bzw. vorstädtischen Ballungsräume und anderer dicht besiedelter Gebiete sowie von Netzen, die entsprechend den Markterfordernissen gemäß Artikel 6 Absatz 7 mit CNG-Tankstellen auszustatten sind,“

<sup>21</sup> C(2015) 1330 final - Durchführungsbeschluss der Kommission vom 12.3.2015 über die Erteilung eines Normungsauftrags an die europäischen Normungsorganisationen gemäß der Verordnung (EU) Nr. 1025/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Ausarbeitung von Europäischen Normen für die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe

<sup>22</sup> ISO/PC 252: Erdgastankstellen zur Betankung von Fahrzeugen

- der Tankstellen für CNG für Kraftfahrzeuge, um mit ISO/DIS 16923<sup>24</sup> und
- der Steckverbindungen für CNG, um mit der UNECE-Regelung R110<sup>25</sup> die auf ISO 14469 Teile 1 und 2 verweist,

vereinbar zu sein.

Außerdem werden die europäischen Normungsorganisationen ersucht, eine technische Lösung für LNG-Steckverbindungen auszuarbeiten, die mit den von ISO/TC22/SC25<sup>26,27</sup> erarbeiteten Spezifikationen vereinbar ist.

In **Artikel 10** regelt die Richtlinie zur Auslegung von Tankstellen Folgendes:

Unbeschadet der Verordnung (EU) Nr. 1025/2012 setzt sich die Union dafür ein, dass die einschlägigen europäischen oder internationalen Normungsorganisationen Folgendes entwickeln:

- eine Norm einschließlich detaillierter technischer Spezifikationen für LNG-Tankstellen für den See- und Binnenschiffsverkehr;
- eine Norm einschließlich detaillierter technischer Spezifikationen für LNG- und CNG-Tankstellen für Kraftfahrzeuge.

**Artikel 11** regelt die Übertragung von Befugnissen an die EU-Kommission zur Erlassung von delegierten Rechtsakten. In diesen delegierten Rechtsakten wird eine Übergangsfrist von mindestens 24 Monaten vorgesehen, bevor die darin enthaltenen technischen Spezifikationen oder ihre Änderungen für neu zu errichtende oder zu erneuernde Infrastrukturen bindend werden.

---

<sup>23</sup> ISO/DIS 16924: Erdgastankstellen - Tankstellen für verflüssigtes Erdgas (LNG) zur Betankung von Fahrzeugen

<sup>24</sup> ISO/DIS 16923: Erdgastankstellen – Tankstellen für hochverdichtetes Erdgas (CNG) zur Betankung von Fahrzeugen

<sup>25</sup> Einheitliche Bedingungen für die Genehmigung von **I.** speziellen Bauteilen von Kraftfahrzeugen, in deren Antriebssystem komprimiertes Erdgas (CNG) verwendet wird, **II.** von Fahrzeugen hinsichtlich des Einbaus spezieller Bauteile eines genehmigten Typs für die Verwendung von komprimiertem Erdgas (CNG) in ihrem Antriebssystem. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:120:0001:0108:DE:PDF>

<sup>26</sup> ISO/TC 22: Vehicles using gaseous fuels.

<sup>27</sup> ISO/DIS 12617: Liquefied natural gas vehicles - Connector for refuelling vehicles.



Die Schlüsselforderungen aus den Artikeln sind in Abbildung 5-1 wiedergegeben:

- Angemessene Anzahl an öffentlichen LNG-Tankstellen für schwere Nutzfahrzeuge im TEN-V-Kernnetz bis 31.12.2025 mit einem Abstand von 400 km als Richtschnur – sofern Kosten/Nutzen nicht unverhältnismäßig
- Nationales LNG-Verteilernetz bzw. Pooling mit Nachbarstaaten (Befüllstationen für LNG-Tankfahrzeuge)
- Angemessene Anzahl an öffentlichen CNG-Tankstellen im TEN-V-Kernnetz bis 31.12.2025, um unionsweite Fahrfähigkeit sicherzustellen
- Angemessene Anzahl an öffentlichen CNG-Tankstellen für Kraftfahrzeuge in städtischen und vorstädtischen Ballungsräumen bis 31.12.2020 sowie in weiteren dicht besiedelten oder von Mitgliedsstaaten bestimmten Netzen (Abstand zwischen Tankstellen als Richtschnur 150 km)
- Normative Vereinheitlichung von Befüllkupplungen für LNG (mit ISO/TC22/SC25 Spezifikationen), für CNG (mit UNECE R110) sowie Tankstellenauslegungen für LNG und CNG (ISO/PC252)



- Regelmäßige Kommunikation aktueller Informationen zu öffentlich zugänglichen LNG- und CNG-Tankstellen in der EU

**Abbildung 5-1: Schlüsselforderungen zu CNG- und LNG Infrastruktur (Quelle: Eigene Darstellung nach [EU 2014])**

Den rechtlich bindenden Artikeln sind außerdem 65 Präambeln vorangestellt. Diese dienen der Erläuterung und Begründung für die rechtlichen Regelungen. Sie unterstützen auch die Interpretation, sofern Zusammenhänge in den Artikeln nicht eindeutig sind. Die für CNG und LNG relevanten sind nachfolgend aufgelistet:

**(41)** “Die Mitgliedstaaten sollten anhand ihrer nationalen Strategierahmen sicherstellen, dass eine angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen Tankstellen für die Versorgung von Kraftfahrzeugen mit CNG oder komprimiertem Biomethan aufgebaut wird, damit gewährleistet ist, dass CNG-Kraftfahrzeuge in städtischen bzw. vorstädtischen Ballungsräumen und anderen dicht besiedelten Gebieten sowie in der gesamten Union zumindest im vorhandenen TEN-V-Kernnetz verkehren können. Beim Aufbau ihrer Netze für die Versorgung von Kraftfahrzeugen mit CNG sollten die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass öffentlich zugängliche Tankstellen eingerichtet werden, wobei die Mindestreichweite von CNG-Kraftfahrzeugen zu berücksichtigen ist. Als Richtschnur gilt, dass der erforderliche Durchschnittsabstand zwischen Tankstellen ungefähr 150 km betragen sollte. Um einen funktionierenden Markt und Interoperabilität sicherzustellen, sollten alle CNG-Tankstellen für Kraftfahrzeuge Gas von

einer Qualität anbieten, die für CNG-Fahrzeuge mit gängiger und auch künftiger Technologie erforderlich ist.“

**(44)** „Die Mitgliedstaaten sollten sicherstellen, dass es ein geeignetes Verteilernetz zwischen Speicheranlagen und LNG-Tankstellen gibt. Was den Straßengütertransport angeht, so sind die Verfügbarkeit und der geografische Standort der Befüllungsstationen für LNG-Tankfahrzeuge von entscheidender Bedeutung, um eine wirtschaftlich tragfähige LNG-Mobilität zu entwickeln.“

**(45)** „LNG, einschließlich verflüssigtes Biomethan, könnte auch ein kosteneffizienter Kraftstoff für schwere Nutzfahrzeuge sein, mit dem diese die strengen Emissionsgrenzwerte der Euro-VI-Normen der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates (3) einhalten können.“

**(46)** „Das TEN-V-Kernnetz sollte Grundlage sein für den Aufbau einer LNG-Infrastruktur, da es die Hauptverkehrsströme abdeckt und Netzvorteile ermöglicht. Beim Aufbau ihrer Netze für die Versorgung von schweren Nutzfahrzeugen mit LNG sollten die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass zumindest im vorhandenen TEN-V-Kernnetz öffentlich zugängliche Tankstellen in angemessenen Abständen eingerichtet werden, wobei die Mindestreichweite von mit LNG betriebenen schweren Nutzfahrzeugen zu berücksichtigen ist. Als Richtschnur gilt, dass der erforderliche Durchschnittsabstand zwischen Tankstellen ungefähr 400 km betragen sollte.“

**(47)** „Die Errichtung der LNG- und CNG-Tankstellen sollte in angemessener Weise mit der Einrichtung des TEN-V-Kernnetzes koordiniert werden.“

**(48)** „Bis 31. Dezember 2025 sollte eine angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen LNG- und CNG-Tankstellen errichtet werden, und zwar zumindest im zu diesem Zeitpunkt bestehenden TEN-V-Kernnetz und nach diesem Datum in den anderen Teilen des TEN-V-Kernnetzes, wenn sie für den Verkehr zugänglich sind.“

**(51)** „Einfache und leicht vergleichbare Informationen über die Preise der verschiedenen Kraftstoffe könnten eine entscheidende Rolle dabei spielen, die Fahrzeugnutzer in die Lage zu versetzen, die relativen Kosten der verschiedenen auf dem Markt verfügbaren Kraftstoffe besser zu bewerten. Bei der Anzeige von Kraftstoffpreisen an Tankstellen, insbesondere für Erdgas und Wasserstoff, sollte daher zu Informationszwecken ein auf eine Maßeinheit bezogener Vergleichspreis gegenüber herkömmlichen Kraftstoffen, z. B. ausgedrückt als Äquivalent zu einem Liter Benzin, angezeigt werden können.“

**(52)** „Angesichts der zunehmenden Vielfalt von Kraftstoffarten für Kraftfahrzeuge müssen den Fahrzeugnutzern Angaben zu den geografischen Standorten von öffentlich zugänglichen Tankstellen und Ladepunkten für alternative Kraftstoffe, die unter diese Richtlinie fallen, zur

Verfügung gestellt werden. Werden diese Informationen von Unternehmen oder auf Internetseiten bereitgestellt, sollten sie daher allen Nutzern in offener und nichtdiskriminierender Weise zugänglich sein.“

**(57)** „In europäischen oder internationalen Normen sollten technische Spezifikationen für die Interoperabilität von Ladepunkten und Tankstellen festgelegt werden. Die europäischen Normungsorganisationen sollten europäische Normen im Einklang mit Artikel 10 der Verordnung (EU) Nr. 1025/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates (1) erlassen; diese Normen sollten auf derzeitigen internationalen Normen beziehungsweise auf laufenden internationalen Normungsarbeiten basieren. Im Fall der noch nicht erlassenen Normen sollte sich die Arbeit auf folgende in Arbeit befindliche Standards stützen: „Guidelines for systems and installations for supply of LNG as fuel to ships“ (ISO/DTS 18683), „Natural gas fuelling stations — LNG stations for fuelling vehicles“ (ISO/DIS 16924) und „Natural gas fuelling stations — CNG stations for fuelling vehicles“ (ISO/DIS 16923). Der Kommission sollte die Befugnis übertragen werden, die Bezugnahmen auf technische Spezifikationen in europäischen oder internationalen Normen im Wege von delegierten Rechtsakten zu aktualisieren.“

## **5.2 Kriterien bei der Standortauswahl für Tankstellen**

In diesem Kapitel wird die mögliche Auswahl von Standorten, an denen LNG-/CNG-Tankstellen errichtet werden könnten, nachvollziehbar dargestellt werden. Bevor das dafür verwendete Vorgehen erläutert wird, erfolgt die Darstellung von maßgeblichen Datengrundlagen. Dazu werden das dem Aufbaukonzept der Tankstelleninfrastruktur zugrunde liegende Straßennetz und die darauf erbrachten Verkehrsaufkommen beschrieben. Wesentliche Quellen sind die Daten der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) [BASt 2013] sowie die Vorgaben der TEN-V-Politik der Europäischen Union.

### **5.2.1 Daten der Straßenverkehrszählungen**

Die Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) führt in regelmäßigen Abständen manuelle und kontinuierlich automatische Straßenverkehrszählungen auf den Bundesautobahnen und Bundesstraßen durch. Auf Basis der erhobenen Daten werden durchschnittliche tägliche Verkehrsstärken (DTV) berechnet.

Die manuelle Straßenverkehrszählung wird alle fünf Jahre, zuletzt im Jahr 2010, durchgeführt. Im Jahr 2015 wird eine neue Zählung durchgeführt, deren Ergebnisse vsl. im August 2016 veröffentlicht werden. Eine zusammenfassende Darstellung dieser Zählung stellt eine sogenannte Verkehrsmengenkarte dar.

Rund 1.500 Zählstellen stehen für die automatische Straßenverkehrszählung zur Verfügung. Davon befinden sich 725 Zählstellen entlang der Bundesautobahnen (BAB) und 777 Zähl-

stellen an Bundesstraßen. Gezählt werden die Verkehre in beide Fahrtrichtungen. Der Grad der Differenzierung der Fahrzeugarten ist abhängig vom technischen Standard der Zählstelle. Es werden verschiedene Erfassungsarten nach der Technischen Lieferbedingung für Streckenstationen (TLS) unterschieden (siehe folgende Tabelle 5-1).

**Tabelle 5-1: Erfassungsarten der Technischen Lieferbedingung für Streckenstationen (TLS) (Quelle: Eigene Darstellung nach [BASt 2015])**

TLS 2	TLS 5+1	TLS 8+1
Pkw-ähnlich	nicht klassifizierbare Kfz	nicht klassifizierbare Kfz
	Pkw-Gruppe	Motorräder
		Pkw ohne Anhänger
		Lieferwagen ohne Anhänger
Lkw-ähnlich	Pkw mit Anhänger	Pkw mit Anhänger
	Lkw > 3,5 t ohne Anhänger	Lkw > 3,5 t ohne Anhänger
	Lkw > 3,5 t mit Anhänger/ Sattelkraftfahrzeuge	Lkw > 3,5 t mit Anhänger
		Sattelkraftfahrzeuge
Busse	Busse	

\* hellblau hinterlegte Klassen stellen den „Schwerverkehr“ dar.

Mit den automatischen Zählstellen (AZS) der neuesten Erfassungsart „TLS 8+1“ können nunmehr acht Fahrzeugarten voneinander unterschieden werden. Dem Schwerverkehr werden somit Kraftfahrzeuge mit einem zulässigen Gesamtgewicht von mehr als 3,5 Tonnen zugeordnet. Im Hinblick auf die Erfassung des Schwerverkehrs im Ganzen gibt es zwischen den Erfassungsarten „TLS 8+1“ und „TLS 5+1“ keine Unterschiede. Lediglich eine genauere Unterscheidung des Schwerverkehrs kann so erfolgen. Die in dieser Analyse berücksichtigten 102 Zählstellen in Nähe der potenziellen Standorträume gehören fast ausnahmslos der höchsten Erfassungsart an. Lediglich jeweils drei Zählstellen erfassen die Fahrzeuge nach der „TLS 5+1“ und „TLS 2“ (Anhang Tab. 0-3, [BASt 2013]).

### 5.2.2 Unterschiedliche Definition des Schwerverkehrs

Bei der Erfassung durch die automatischen Zählstellen (AZS) der BASt werden sämtliche Fahrzeuge mit einem zulässigen Gesamtgewicht (zGG) von mehr als 3,5 Tonnen als Schwerverkehr zusammengefasst. In dieser Studie hingegen sollen Lkw mit einem zGG von mehr als 7,5 Tonnen berücksichtigt werden.

Neben den Lkw von 3,5 bis 7,5 Tonnen werden auch Busse von den AZS erfasst, welche jedoch für die weiteren Ausführungen dieser Studie nicht relevant sind. Für diese Studie werden trotzdem die Daten unter der Annahme verwendet, dass schwere Lkw ab 7,5 Tonnen

zulässigem Gesamtgewicht bei den betrachteten AZS den größten Anteil an den erfassten Fahrzeuge in dieser Fahrzeugklasse ausmachen. Es ist zwar bekannt, dass die Anteile der Fahrzeugklassen an der Verkehrsleistung in Abhängigkeit von der Straßenkategorie variiert [IFEU 2012], doch erscheint es für den hier zu erarbeitenden Vorschlag für die grobe Festlegung von Standorträumen nicht relevant zu sein, wie hoch genau der Anteil von Lkw zwischen 3,5 und 7.5 Tonnen bzw. der Busse bei den verschiedenen AZS ist.

### 5.2.3 Zugrunde liegendes Bundesautobahnnetz

Bevor potenzielle Standorte für die Errichtung von LNG-/CNG-Tankstellen vorgeschlagen werden, muss ein zugrunde liegendes Straßennetz definiert werden. Im Fokus dieser Studie stehen Fahrten von schweren Lkw. Deren Fahrleistungen werden zum überwiegenden Teil auf Bundesautobahnen (BAB) erbracht [IFEU 2012]. Zu berücksichtigen sind die Vorgaben der AFID [EU 2014] der Europäischen Kommission, die eine Orientierung am TEN-V-Kernnetz vorschreiben (siehe Artikel 6 [EU 2014]). Auf weiten Streckenabschnitten der sechs durch die Bundesrepublik Deutschland verlaufenden Korridore werden Schwerverkehrsaufkommen von zumindest 7.500 Kraftfahrzeugen pro Tag gemessen. Jedoch gibt es auch BAB-Abschnitte, auf denen das Aufkommen weitaus geringer ist. Dazu zählen einige Strecken in den Neuen Bundesländern und in der Nähe von Grenzübergängen.

Andererseits gibt es bedeutsame BAB-Abschnitte mit hohem Schwerverkehrsaufkommen, die nicht Teil des TEN-V-Kernnetzes sind. Um diese wird in der nun folgenden Betrachtung das TEN-V-Kernnetz erweitert und daraus ergibt sich das für diese Studie zu Grunde gelegte BAB-Netz. Die BASt erstellt für den Schwerverkehr auf Grundlage der manuellen Straßenverkehrszählung eine Verkehrsmengenkarte. Auf dieser wird die Verkehrsbelastung (Durchschnittliche tägliche Verkehrsstärke, DTV) nach sieben Klassen unterschieden dargestellt (Anhang Abb. 0-1). Das TEN-V-Netz wird um Bundesautobahnabschnitte ergänzt, die ein Schwerverkehrsaufkommen von mindestens 7.500 Kraftfahrzeugen pro Tag aufweisen. Dazu zählen u. a. Streckenabschnitte der BAB A1, A4, A6, A45 und A61.

Vier Strecken des definierten Autobahnnetzes enden in Wilhelmshaven, Bremerhaven, Rostock bzw. auf der Insel Fehmarn, also an der Nord- bzw. Ostsee. Zwölf weitere BAB verbinden die Bundesrepublik mit den angrenzenden Nachbarländern. Abgesehen vom Grenzübergang Straelen an der deutsch-niederländischen Grenzen (BAB 40) liegen alle übrigen Grenzübergänge auf dem TEN-V-Kernnetz.

### 5.2.4 Bestimmung der Standorträume

Für die Auswahl und Festlegung von potenziellen Standorten für LNG-/CNG-Tankstellen werden sogenannte Standorträume definiert. Da es im Rahmen dieser Studie nicht vorgesehen ist, explizite Standorte im Sinne einer geographischen Verortung zu benennen – diese

können erst im Rahmen einer Planung benannt werden – stellen diese Standorträume Gebiete dar, in denen eine LNG-/CNG-Tankstelle errichtet werden sollte, um bei einer überregionalen Betrachtung ein flächendeckendes Angebot zu realisieren. Die Mitte der potenziellen Standorträume wird durch einen Knotenpunkt definiert, in dem sich zwei Bundesautobahnen innerhalb des betrachteten Netzes kreuzen. Diese Mittelpunkte liegen auch der Bestimmung der Entfernung zwischen den Standorträumen zugrunde. In vielen Fällen liegen die Kreuzungspunkte in unmittelbarer Nähe zu einer Großstadt oder einem Agglomerationsraum, woraus sich neben einer überregionalen auch eine lokale Kraftstoffnachfrage entwickeln kann.

Insgesamt ergeben sich für das ausgewählte BAB-Netz gemäß dieser Herangehensweise 34 Standorträume (Anhang Tab. 0-1). Aus diesen Standorträumen wird eine Auswahl getroffen, die dem Konzept zum Aufbau eines flächendeckenden Tankstellennetzes zugrunde liegt.

Für die Auswahl werden die Daten der automatischen Zählstellen (AZS) der BASt verwendet. Dazu werden alle AZS betrachtet, die ein Schwerverkehrsaufkommen von mehr als 12.500 Kraftfahrzeugen pro Tag erfassen. Die Wahl dieses Grenzwertes orientiert sich an einer Klassifizierung, die von der BASt verwendet wird. Unter der Annahme, dass etwa 2 % des jeweils erfassten Schwerverkehrs (entspricht 250 Kraftfahrzeugen pro Tag) LNG nutzen und diese aufgrund eines gemäß der AFID [EU 2014] Vorgaben gestalteten LNG-Tankstellennetzes im Durchschnitt nur an jeder zweiten Tankstelle LNG tanken müssen, ergibt sich eine Anzahl von etwa 125 LNG-Lkw pro Tankstelle bzw. Standortraum. Damit würde eine Mindestnachfrage in einer Größenordnung generiert, wie sie entsprechend Erfahrungen in den Niederlanden für eine wirtschaftliche Nutzung erforderlich sind. Da auch ausländische Kraftfahrzeuge hierbei berücksichtigt werden müssen, kann aus dieser Annahme weder unmittelbar auf den dafür notwendigen Bestand an LNG-Kraftfahrzeugen in Deutschland noch auf deren regionale Verteilung geschlossen werden.

Insgesamt zählen 102 Zählstellen (AZS) ein tägliches Schwerverkehrsaufkommen von mehr als 12.500 Fahrzeugen für die Fahrzeugarten zu denen auch schwere Lkw gehören. Diese werden den 34 Standorträumen zugeordnet. Für eine Zuordnung ist maßgebend, dass sich die Zählstelle in einem Abstand von maximal 25 Kilometer zu einem Knoten- bzw. Kreuzungspunkt von zwei BAB-Abschnitten befindet. Dabei werden ausschließlich Zählstellen der beiden sich kreuzenden Bundesautobahnen betrachtet. Weitere Bundesautobahnabschnitte und deren Zählstellen, die sich ebenfalls im Umkreis von 25 Kilometer befinden, bleiben unberücksichtigt.

Aus den 102 Zählstellen mit den höchsten Schwerverkehrsaufkommen können 24 AZS keinem Standortraum zugeordnet werden. Die übrigen 78 AZS verteilen sich auf 26 der 34

Standorträume (Anhang Tab. ). Dementsprechend gibt es acht Standorträume, in deren Umgebung kein Schwerverkehrsaufkommen von mehr als 12.500 Fahrzeugen gezählt wird und die wegen des zu geringen Potenzials im Folgenden nicht weiter berücksichtigt werden (Anhang Tab. 0-2).

In einem weiteren Arbeitsschritt wird die Auswahl der 26 Standorträume in zwei Klassen unterschieden. Diese Unterscheidung dient bezüglich der Empfehlungen für den Netzaufbau als Priorisierung für die Auswahl und Errichtung der LNG-/CNG-Tankstellen. Dafür sind wiederum die erhobenen Verkehrsbelastungen maßgeblich und die Klassifizierung entspricht auch hier der Einteilung, die die BAST vornimmt. So weisen 35 AZS, die sich auf 8 Standorträume verteilen ein Schwerverkehrsaufkommen zwischen 12.500 und 15.000 Fahrzeugen auf. Das Aufkommen der verbleibenden 43 AZS in den 18 weiteren Standorträumen liegt bei mehr als 15.000 Fahrzeugen.

Die folgende Karte (Abbildung 5-2) stellt die potenziellen Standorträume sowie die getroffene Auswahl und deren Klassifizierung dar. In der daran anschließenden Tabelle sind die potenziellen Standorträume und die Grenzen aufgelistet (Tabelle 5-2).

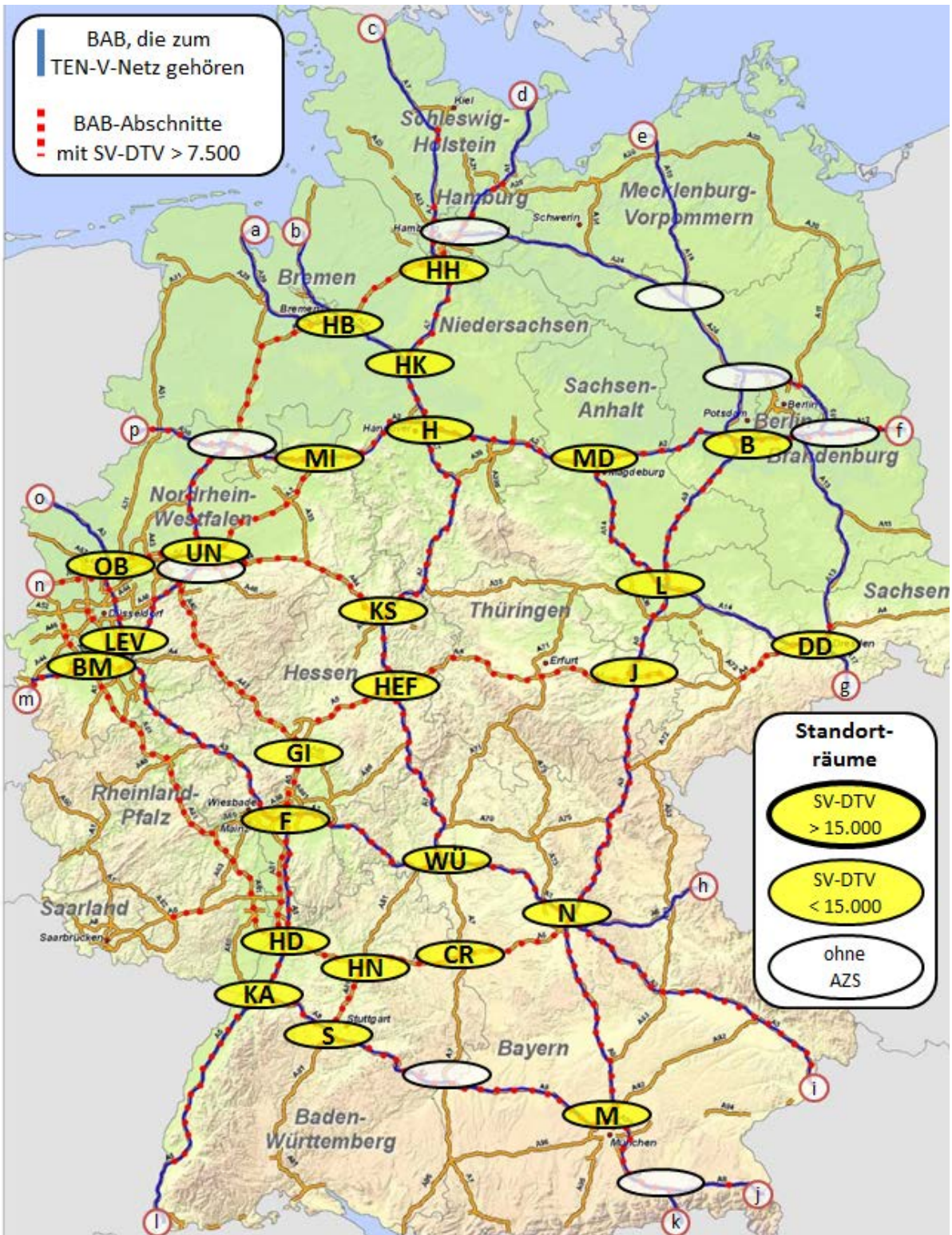


Abbildung 5-2: Übersicht der potenziellen Standorträume sowie die Auswahl und deren Klassifizierung. (Quelle: Eigene Darstellung auf Kartengrundlage nach [BKG 2012])



**Tabelle 5-2: Potenzielle Standorträume und Grenzübergänge**

Standorträume		Grenzübergänge	
B*	Michendorf	a	Wilhelmshaven
BM	Kerpen	b	Bremerhaven
CR	Crailsheim	c	Handewitt
DD	Dresden	d	Fehmarn
F	Frankfurt/Main	e	Kavelstorf (Rostock)
GI	Gießen	f	Frankfurt (Oder)
H	Hannover	g	Breitenau
HB	Bremen	h	Waidhaus
HD	Heidelberg	i	Pocking
HEF	Kirchheim	j	Bad Reichenhall
HH	Hamburg	k	Kiefersfelden
HK	Walsrode	l	Weil am Rhein
HN	Heilbronn	m	Aachen
J*	Hermisdorf	n	Straelen
KA	Karlsruhe	o	Elten
KS	Kassel	p	Gildehaus
L	Leipzig		
LEV	Leverkusen		
M	München		
MD	Magdeburg		
MI	Bad Oeynhausen		
N	Nürnberg		
OB	Oberhausen		
S	Stuttgart		
UN	Kamen		
WÜ	Würzburg		

\* Für die Standorträume Hermisdorf und Michendorf werden zwecks intuitiver Zuordnung die Abkürzungen der nahegelegenen Großstädte Jena bzw. Berlin verwendet.

### 5.3 Ausgestaltung eines flächendeckenden Angebotes

Nachdem im vorhergehenden Kapitel die Wahl der Standorträume erläutert wurde, soll nun dargestellt werden, wie daraus ein LNG-/CNG-Tankstellennetz gebildet werden kann. Bei der Ausgestaltung eines flächendeckenden Angebotes an LNG-/CNG-Tankstellen werden im Folgenden zwei Ansätze unterschieden und ausgeführt. Auf der einen Seite handelt es sich dabei um einen theoriegeleiteten oder auch heuristischen Ansatz, der systematisch auf die vorhergehende Wahl des Netzes und der Tankstellenstandorträume aufbaut. Dieses Vorge-

hen stützt sich auf die politischen Vorgaben in der AFID [EU 2014]. Auf der anderen Seite steht ein mehr praxisgetriebener Ansatz, der davon ausgeht dass CNG/LNG-Tankstellen in direkter Nähe der ersten Nutzer entstehen werden. Dieser Ansatz gründet sich auf die Aussagen und Einschätzungen des Fachworkshops „LNG und CNG im Lkw: Eine wirtschaftliche und umweltfreundliche Option für den zukünftigen Transportsektor?“ am 24.02.2015 im Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.

### 5.3.1 Grundsätzliche Aspekte für die CNG-/LNG-Infrastruktur

Generell werden der Aufbau der Tankstelleninfrastruktur für die beiden Kraftstoffalternativen CNG und LNG gleichzeitig berücksichtigt. Es wäre aus heutiger Sicht nicht sinnvoll, eine Tankstelleninfrastruktur für LNG und eine für CNG unabhängig voneinander zu entwickeln. Ein Grund dafür ist das sich im Zuge der Lagerung erwärmende LNG und daraus entstehendes, verdampfendes Erdgas sog. Boil-off-Gas. Dieses wird häufig parallel zur Lagerung komprimiert oder in das öffentliche Gasnetz eingespeist oder auch direkt verbraucht, damit es nicht beim Überschreiten eines maximal zulässigen Drucks im LNG-Tank in die Atmosphäre abgelassen werden muss. Dies sollte aufgrund der Wirkung von Methan als Treibhausgas so nah wie möglich zu einem Nullwerte sein. Momentan sind die Kosten für Erdgas aus dem Gasnetz noch günstiger als LNG. Ob sich die Erwartung erfüllen, dass sich die Preise für CNG und LNG aufgrund des zunehmenden Angebotes an LNG weiter annähern, sodass sich der Preisvorteil des CNG verringern wird, ist in Anbetracht der in Kapitel 4.2.1.1 ermittelten künftigen Preise nicht sicher. Eine Verflüssigung von Erdgas direkt an einer Tankstelle ist nach dem Stand der heutigen Technologie unwirtschaftlich, da die Verflüssigungskosten vor Ort höher als die Mehrkosten für importiertes LNG und der Distributionskosten sind (vgl. Kap. 4.2.2).

Bei der Errichtung von reinen CNG-Tankstellen ist darauf zu achten, dass ein Anschluss an das Gasverteilnetz möglichst in Nähe zur Tankstelle verfügbar ist, da ansonsten zusätzliche Kosten für die Verlegung eines entsprechenden Gasanschlusses anfallen. Im Rahmen einer Abfrage bei den Betreibern ist zu prüfen, inwieweit das bereits vorhandene CNG-Tankstellennetz von schweren Lkw angefahren und genutzt werden kann, oder ob es hier Einschränkungen gibt. Diese ergeben sich hauptsächlich dadurch, dass die heutigen Kunden Nutzer von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen sind und der Betankungsvorgang einer größeren Gasmenge bei einem Lkw im Vergleich zum Tankvorgang mit Diesel deutlich länger dauern kann. Daneben spielt beim Ausbau eines CNG-Tankstellennetzes für schwere Lkw der sich aufgrund von regionalen Nutzern aus dem privaten sowie dem kommerziellen Bereich ergebende Bedarf, z. B. durch Pkw und Busflotten, eine große Rolle als Treiber zum Ausbau dieser Tankstelleninfrastruktur.

Bei der Suche eines konkreten Standortes in einem der vorgeschlagenen Standorträume sind deshalb konkrete Überlegungen für jeden Standort notwendig, um sowohl CNG als auch LNG zu wettbewerbsfähigen Preisen im Vergleich zu flüssigen, erdölbasierten Kraftstoffen anbieten zu können.

### 5.3.2 Theoriegeleiteter Ansatz

Aufgrund begrenzter Investitionsmittel und vorhandener Risiken wird nicht das gesamte LNG/CNG-Tankstellennetz simultan errichtet werden. Vielmehr wird der Aufbau des Netzes über mehrere Jahre hinweg schrittweise vorstattgehen. Zusätzlich ist eine Kopplung der LNG/CNG-Verfügbarkeit an Standorte mit erhöhter Nachfrage anzustreben. Daraus leitet sich die Fragestellung nach einer Priorisierung von Bundesautobahnen bzw. Standorträumen.

Für die konkrete Ausgestaltung eines LNG/CNG-Tankstellennetzes können verschiedene Vorgehensweisen bzw. Aufbaustrategien verwendet werden. Diese werden vor allem durch definierte Randbedingungen und Regeln beeinflusst. Als Methode kann kein mathematischer Optimierungsalgorithmus verwendet werden, da die Implementierung einer softwarebasierten Lösung die Anforderungen an diesen ersten Konzeptentwurf übersteigt. Für den ersten Entwurf auf strategischer Ebene genügt zunächst das folgende, heuristische Vorgehen.

#### 5.3.2.1 Beginn des Netzaufbaus: BAB 2 und 3

Vor dem Hintergrund der Orientierung am TEN-V-Netz ist es unter Berücksichtigung der Anforderungen der AFID [EU 2014] erforderlich, ein LNG/CNG-Tankstellennetz entlang zusammenhängender Korridore aufzubauen. Dafür sind sowohl die Anforderungen potenzieller Nutzer (z. B. nach geringen Umwegen) als auch die Vorgaben aus der AFID [EU 2014] in Einklang zu bringen.

In der im Folgenden genauer erläuterten Aufbaustrategie werden zuerst die Strecken ausgewählt und anschließend die Standorträume bestimmt, damit auch überregionale Verkehre ermöglicht werden.

Zunächst wird das prioritäre TEN-V-Netz mit der Verkehrsmengenkarte des von den Zählstellen der BAST (Anhang Abb. 0-1) gemessenen Schwerverkehrs übereinander gelegt, um zu erkennen, welche der aufkommensstarken Autobahnabschnitte dem TEN-V-Strecken zugeordnet werden können. Die längsten zusammenhängenden Strecken mit einem Schwerverkehrsaufkommen von mindestens 10.000 Schwerverkehrs-Kraftfahrzeugen pro

Tag<sup>28</sup> befinden sich auf der BAB 2 und der BAB 3. Beide Bundesautobahnen sind gleichzeitig wichtige Transitstrecken des TEN-V, weswegen sie einen hohen Anteil ausländischer Lkw ausweisen [BASt 2008]. Die BAB 3 ist dabei deckungsgleich mit dem TEN-V-Netz. Bei der BAB 2 trifft dies beim Abschnitt zwischen dem Autobahnkreuz Bad Oeynhausen knapp 80 Kilometer westlich von Hannover bis hin zum südlichen Berliner Ring (BAB 10) sowie im weiteren Verlauf bis zum Grenzübergang Frankfurt/Oder (BAB 12) nach Polen ebenso zu.

Da sich beide Autobahnen BAB 2 und 3 im Standortraum Oberhausen kreuzen und dieser zudem ein ausgesprochen hohes Schwerverkehrsaufkommen von knapp 20.000 Fahrzeugen aufweist, ist es naheliegend, dort eine LNG-/CNG-Tankstelle zu errichten. Bei der Festlegung des genauen Standortes sollten dann zum Beispiel die Anforderungen der Nutzer aus dem Hafen Duisburg berücksichtigt werden, da dieser Hafen ein wichtiger Ausgangs- und Endpunkt für den Güterverkehr in diesem Standortraum ist. Außerdem lassen die Lage im westlichen Teil des Ruhrgebiets – dem größten zusammenhängenden Industriegebiet Europas – die Nähe zu den bedeutenden Seehäfen in den Niederlanden und Belgien und die dort vorhandene Dichte von Unternehmen aus dem Logistik- und Transportdienstleistungsbereich perspektivisch eine stetig hohe Nachfrage nach Transportdienstleistungen erwarten. Zudem lässt sich die in den Niederlanden bereits in Aufbau befindliche LNG-Tankstelleninfrastruktur nutzen.

Mit Blick auf die Abbildung 5-2 auf Seite 120 wird deutlich, dass die Standorträume im weiteren Verlauf der BAB 2 und BAB 3 ebenfalls AZS mit einem ein Schwerverkehrsaufkommen von mehr als 15.000 Fahrzeugen aufweisen. Entlang der BAB 2 werden als nächste Standorträume Hannover und Michendorf als geeignet angesehen. Die zugehörigen Zählstellen messen (im Mittel) über 18.000 Schwerverkehrs-Fahrzeuge täglich. Entlang der BAB 3 fällt die Wahl der weiteren Standorträume auf Frankfurt/Main und Nürnberg. Dort liegen die mittleren Aufkommen durch den Schwerverkehr bei rund 16.000 Fahrzeugen am Tag. Alle fünf Standorträume liegen in großen Agglomerationsräumen.

Die folgende Abbildung 5-3 stellt die genauen Daten der Zählstellen und die Entfernungen der Standorträume zueinander dar. Zudem sind in der daran anschließenden Tabelle 5-3 die Standorträume und die Grenzübergänge aufgelistet.

---

<sup>28</sup> Da die Klassifizierung der DTV in der Verkehrsmengenkarte von der Klassifizierung der AZS abweicht, wird hier nicht 12.500 als Grenzwert verwendet, sondern der nächstkleinere Grenzwert 10.000 verwendet.

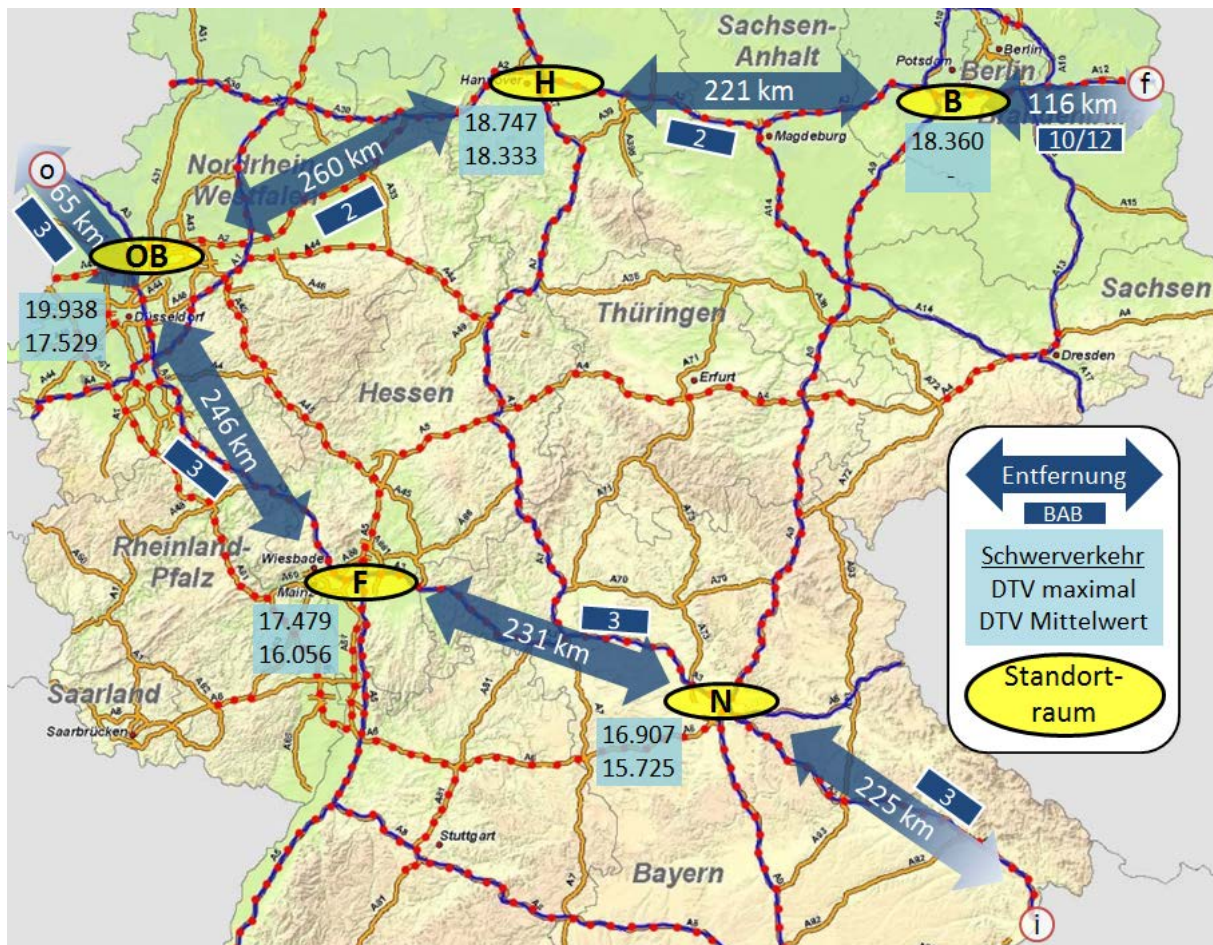


Abbildung 5-3: Netzaufbau BAB 2 und BAB 3 (Quelle: eigene Darstellung auf Kartengrundlage nach [BKG 2012])

Tabelle 5-3: Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau BAB 2 und BAB 3

Standorträume		Grenzübergänge	
B	Michendorf	f	Frankfurt (Oder) (Übergang PL)
F	Frankfurt/Main	i	Pocking (Übergang AT)
H	Hannover	o	Elten (Übergang NL)
N	Nürnberg		
OB	Oberhausen		

Der maximale Abstand zwischen zwei Standorträumen beträgt im Fall von Oberhausen und Hannover 260 Kilometer. Wird eine bereits geplante LNG/CNG-Tankstelle im Raum Dortmund, die dort im Zuge des Projektes LNG Blue Corridors errichtet werden soll, mit berücksichtigt, so beträgt der maximale Abstand zwischen den Standorträumen nur 210 Kilometer. Der Abstand von einem Standortraum zur Grenze im weiteren Streckenverlauf beträgt maximal 225 Kilometer. Alle Tankstellen würden demnach den empfohlenen durchschnittlichen Abstand von 400 Kilometer laut AFID [EU 2014] deutlich unterschreiten.

Mit den BAB 2 und 3 wären die beiden größten Transit-Korridore der Bundesrepublik mit LNG-/CNG-Tankstellen versorgt. An diese erste Aufbaustufe können in einem weiteren Schritt oder aber auch bereits zeitlich parallel von diesen Korridoren ausgehend Erweiterungen vorgenommen werden. Dazu werden im Folgenden vier Erweiterungsabschnitte mit insgesamt acht Standorträumen vorgestellt, die weitestgehend separat voneinander dem CNG/LNG-Tankstellennetz der ersten Ausbaustufe hinzugefügt werden können. Jedoch erscheint aus Sicht der Messdaten der AZS für Schwerverkehrs-Fahrzeuge ein priorisierter Netzaufbau entsprechend der Reihenfolge empfehlenswert. Die Erweiterungen führen zum Lückenschluss mit dem Straßennetz der Anrainerstaaten und mit jedem zusätzlichen Abschnitt verstärkt sich der Netzcharakter.

#### **5.3.2.2 Erweiterungsabschnitt Nord**

Der Erweiterungsabschnitt Nord schließt an den Standortraum Hannover aus der ersten Aufbaustufe an. Die beiden neuen Standorträume dieses Abschnitts sind Bremen und Hamburg. Mit dieser Erweiterung wird so der Anschluss an diese beiden bedeutenden Hafenregionen der Nordsee und die Anbindung nach Dänemark geschaffen.

Durch die neuen Standorträume wird die stark befahrene BAB 1, die laut Verkehrsmengenkarte in weiten Teilen eine Schwerverkehrs-DTV von mehr als 10.000 Fahrzeugen aufweist, in das LNG-/CNG-Tankstellennetz integriert. Zudem wird der nördliche Teil der BAB 7, der längsten Nord-Süd-Autobahn, an das Netz angeschlossen. Die mittlere Schwerverkehrs-DTV in Bremen ist mit über 17.000 Fahrzeugen vergleichsweise hoch. Der Standortraum Hamburg beinhaltet nur eine AZS, die mit gut 13.500 Schwerverkehrs-Fahrzeugen pro Tag keine besonders hohe Belastung darstellt.

Einen Überblick über den Erweiterungsabschnitt Nord, die Schwerverkehrs-DTV der neuen Standorträume sowie die Entfernungen zwischen diesen Räumen und denen der ersten Aufbaustufen bietet die folgende Abbildung 5-4. Zudem sind in der daran anschließenden Tabelle 5-4 die Standorträume und die Grenzübergänge aufgelistet.

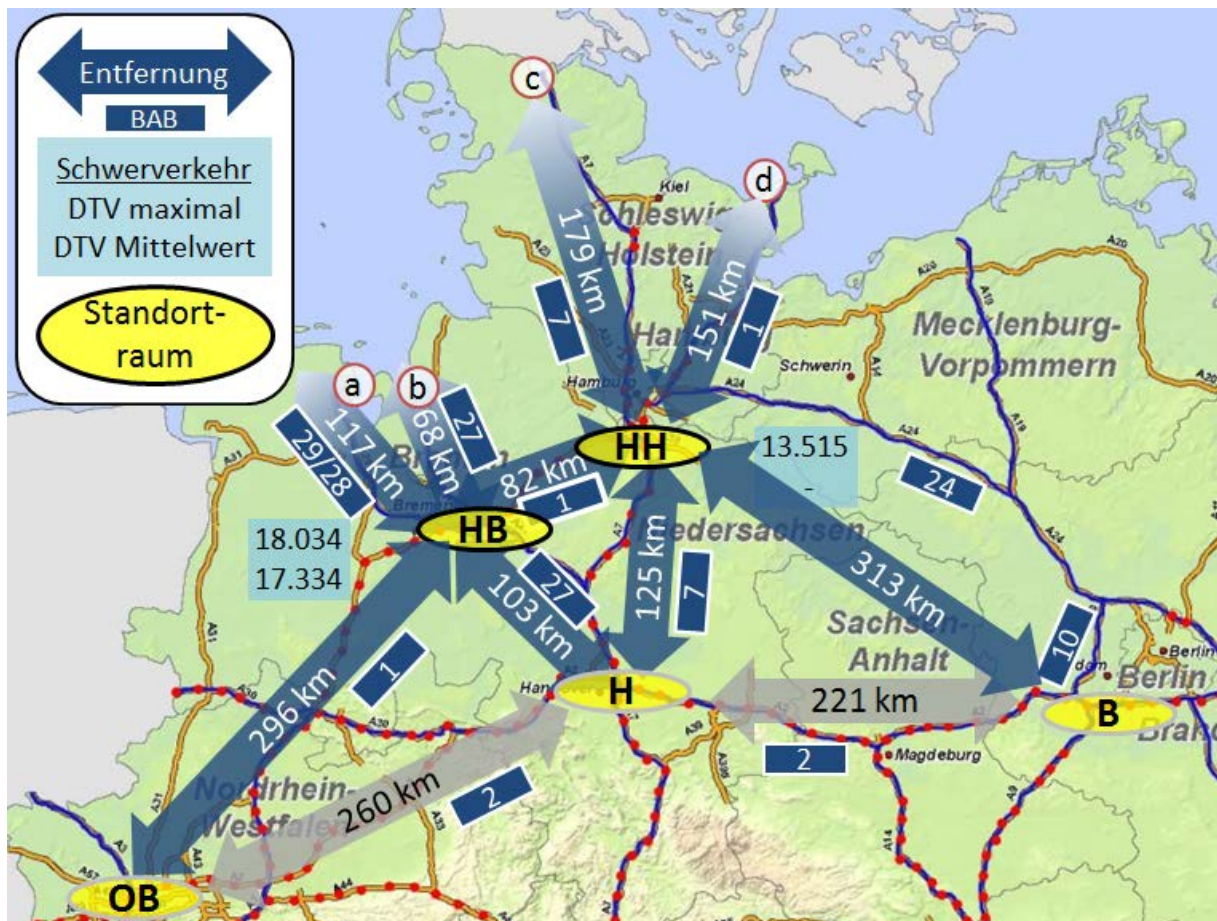


Abbildung 5-4: Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Nord (Quelle: Eigene Darstellung auf Kartengrundlage nach [BKG 2012])

Tabelle 5-4: Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Nord

Standorträume		Grenzübergänge	
B	Michendorf	a	Wilhelmshaven
H	Hannover	b	Bremerhaven
HB	Bremen	c	Handewitt (Übergang DK)
HH	Hamburg	d	Insel Fehmarn
OB	Oberhausen		

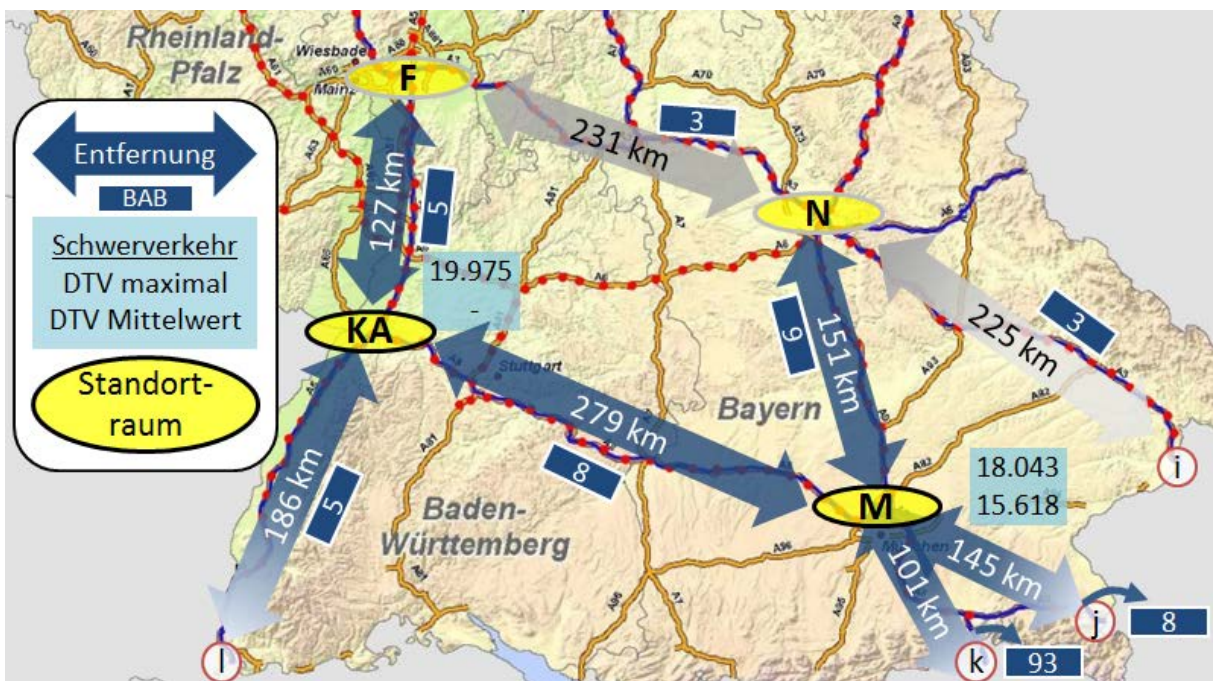
### 5.3.2.3 Erweiterungsabschnitt Süd

Der Erweiterungsabschnitt Süd schließt an die Standorträume Frankfurt/Main und Nürnberg an, die Bestandteile der ersten Aufbaustufe sind. Die beiden neuen Standorträume dieses Abschnitts sind Karlsruhe und München. Beide Standorträume gehören zu den größten Bundesautobahnkreuzen Deutschlands und werden über die BAB 8, die durchgehend von mindestens 7.500 Schwerverkehrs-Fahrzeugen pro Tag befahren wird, miteinander verbunden. In Nord-Süd-Richtung verbindet zum einen die BAB 5 Frankfurt/Main mit Karlsruhe und stellt

im weiteren Verlauf den Anschluss an die Schweiz her. Zum anderen verbindet die BAB 9 den Standortraum Nürnberg mit München und darüber hinaus wird über die BAB 8 bzw. BAB 93 ein Anschluss an das Nachbarland Österreich (Raum Salzburg bzw. Inntalautobahn Richtung Brenner) geschaffen.

Die Standorträume Frankfurt/Main, Nürnberg, München und Karlsruhe bilden ein Trapez, das dafür sorgt, dass durch die Netzerweiterung auch dazwischen liegende Bundesautobahnabschnitte, wie die hochfrequentierte BAB 6, in das LNG-/CNG-Tankstellennetz integriert werden. Sowohl die BAB 9, als auch die BAB 6 weisen in den beschriebenen Streckenabschnitten laut Verkehrsmengenkarte mehr als 10.000, teilweise sogar mehr als 15.000 Schwerververkehrs-Fahrzeuge pro Tag aus.

Zum Standortraum Karlsruhe gehört die AZS mit der höchsten Schwerverkehrs-DTV (knapp 20.000 Fahrzeuge) in ganz Deutschland. Jedoch ist dies auch die einzige Zählstelle des Standortraums. München hingegen umfasst acht AZS, die Werte zwischen gut 12.500 und über 18.000 Schwerververkehrs-Fahrzeuge pro Tag messen. Einen Überblick über den Erweiterungsabschnitt Süd, die DTV der neuen Standorträume sowie die Entfernungen zwischen diesen Räumen und denen der ersten Aufbaustufen bietet die folgende Abbildung 5 5. Zudem sind in der daran anschließenden Tabelle 5 5 die Standorträume und die Grenzübergänge aufgelistet.



**Abbildung 5-5: Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Süd (Quelle: Eigene Darstellung auf Kartengrundlage nach [BKG 2012])**



**Tabelle 5-5: Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Süd**

Standorträume		Grenzübergänge	
<b>F</b>	Frankfurt/Main	<b>i</b>	Pocking (Übergang AT)
<b>K</b>	Karlsruhe	<b>j</b>	Bad Reichenhalla (Übergang AT)
<b>M</b>	München	<b>k</b>	Kiefersfelden (Übergang AT)
<b>N</b>	Nürnberg	<b>l</b>	Weil am Rhein (Übergang CH)

#### 5.3.2.4 Erweiterungsabschnitt Ost

Der Erweiterungsabschnitt Ost schließt an die Standorträume Michendorf und Nürnberg an, die Bestandteile der ersten Aufbaustufe sind. Die beiden neuen Standorträume dieses Abschnitts sind die sächsischen Städte Leipzig und Dresden. Durch den Standortraum Leipzig werden die bestehenden Standorträume Michendorf und Nürnberg durch die BAB 9 miteinander verbunden. Das Schwerverkehrsaufkommen auf dieser Bundesautobahn liegt größtenteils bei mindestens 7.500 und zum Teil bei mehr als 10.000 Schwerverkehrsfahrzeugen pro Tag. Des Weiteren wird durch den Standort Leipzig die BAB 14 in das LNG-/CNG-Tankstellennetz integriert. Diese führt von Magdeburg an der BAB 2 über Leipzig bis hin nach Dresden. Durch den Standortraum Dresden wird zugleich der Anschluss an die benachbarte Tschechische Republik und somit an eine weitere, durch den Schwerverkehr stark befahrene Transitstrecke geschaffen.

Der Standortraum Leipzig umfasst fünf AZS. Diese weisen konstant hohe Zahlen auf, wobei keine Zählstelle mehr als 15.000 Schwerverkehrsfahrzeuge täglich misst. Dresden ist nur eine AZS zugeordnet, die eine Schwerverkehrs-DTV von gut 15.600 Schwerverkehrsfahrzeugen zählt.

Einen Überblick über den Erweiterungsabschnitt Ost, die Schwerverkehrs-DTV der neuen Standorträume sowie die Entfernungen zwischen diesen Räumen und denen der ersten Aufbaustufen bietet die folgende Abbildung 5-6. Zudem sind in der daran anschließenden Tabelle 5-6 die Standorträume und die Grenzübergänge aufgelistet.

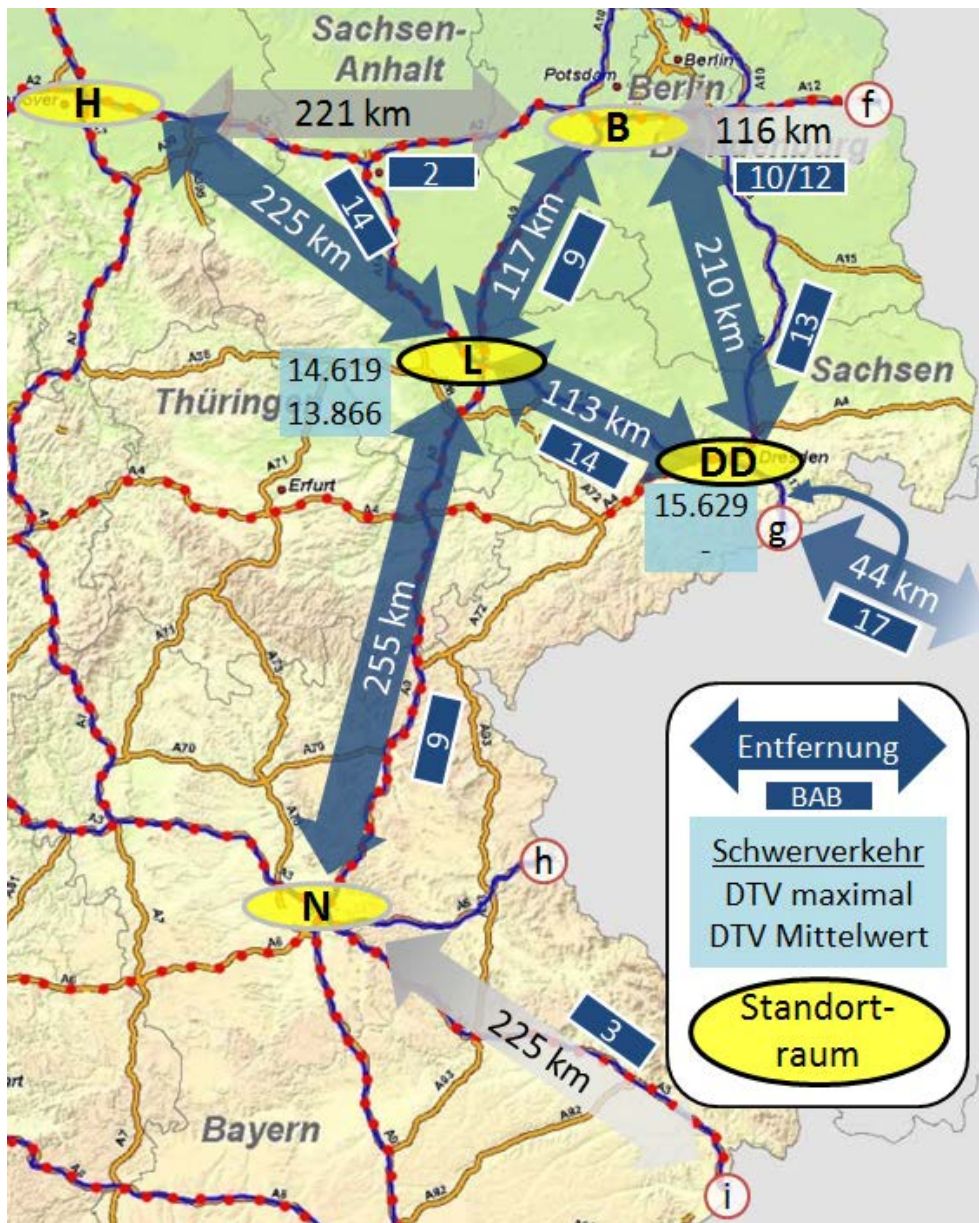


Abbildung 5-6: Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Ost (Quelle: Eigene Darstellung auf Kartengrundlage nach [BKG 2012])

Tabelle 5-6: Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Ost

Standorträume		Grenzübergänge	
B	Michendorf	f	Frankfurt (Oder) (Übergang PL)
DD	Dresden	g	Breitenau (Übergang CZ)
H	Hannover	i	Pocking (Übergang AT)
L	Leipzig		
N	Nürnberg		

### 5.3.2.5 Erweiterungsabschnitt Mitte

Der Erweiterungsabschnitt Mitte umfasst die Standorträume Kirchheim und Hermsdorf. Diese liegen entlang der Autobahn-Achse BAB 5 – BAB 7 – BAB 4 an großen BAB-Kreuzungen. Die Strecke liegt zwischen den BAB 2 und BAB 3 der ersten Aufbaustufe und verläuft ebenso in West-Ost-Richtung. Die Belastung durch den Schwerverkehr beträgt weitestgehend mindestens 7.500 Schwerverkehrs-Fahrzeuge pro Tag. Durch die Einbindung dieser beiden Standorträume werden mehrere neue Anbindungen zum bereits bestehenden LNG-/CNG-Tankstellennetz ermöglicht.

Zum einen verbindet der beschriebene Streckenabschnitt die Standorträume Frankfurt/Main und Karlsruhe im südlichen Verlauf der BAB 5 mit dem Standortraum Dresden im Osten der Bundesrepublik, womit in Gänze eine Versorgung mit LNG-/CNG-Tankstellen im mittleren Abstand von nur 135 Kilometer zwischen der Schweizer und der Tschechischen Grenze gegeben ist.

Zum anderen verbessern die neuen Standorträume die LNG-/CNG-Versorgung entlang der Nord-Süd-Bundesautobahnen. So wird durch den Standortraum Kirchheim das Tankstellennetz entlang der BAB 7 über Hamburg und Hannover hinaus in den Süden erweitert. Damit ist eine Anbindung an die BAB 3 und die Standorträume Frankfurt/Main und Nürnberg gegeben. Zudem schafft der Standortraum Hermsdorf eine zusätzliche Alternative auf der BAB 9.

Die zum Standortraum Kirchheim zugehörigen AZS messen im Mittel ein tägliches Schwerverkehrsaufkommen von knapp 15.900 Schwerverkehrs-Fahrzeugen. Die mittlere Schwerverkehrs-DTV des Standortraums Hermsdorf ist mit knapp 13.000 Fahrzeugen die geringste aller bisherigen Standorträume. In der Umgebung dieser beiden Standorträume betreiben eine ganze Reihe von Speditions- und Handelsunternehmen Drehkreuze für innerdeutsche und europäische Güterverkehrsströme, sodass auch hier eine stabil steigende Nachfrage nach CNG und LNG erwarten werden kann.

Einen Überblick über den Erweiterungsabschnitt Mitte, die Schwerverkehrs-DTV der neuen Standorträume sowie die Entfernungen zwischen diesen Räumen und denen der ersten Aufbaustufen bietet die folgende Abbildung 5-7. Zudem sind in der daran anschließenden Tabelle 5-7 die Standorträume und die Grenzübergänge aufgelistet.

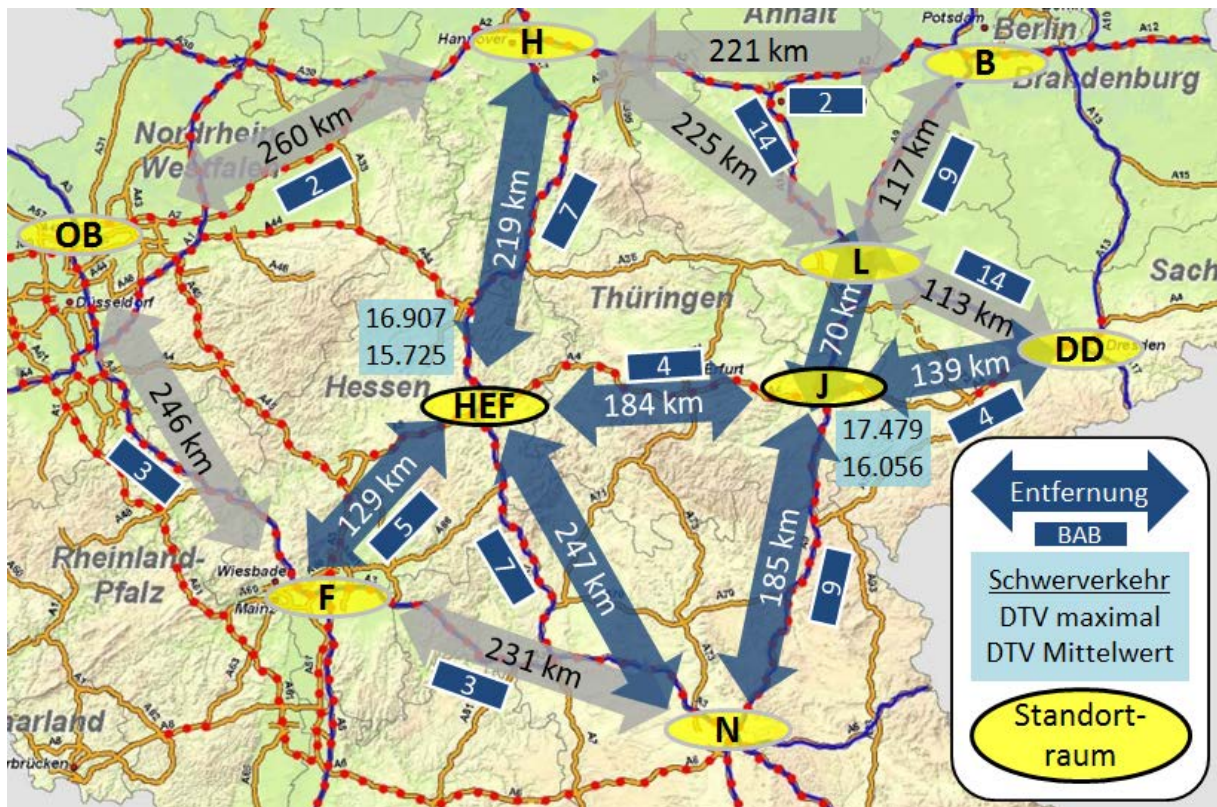


Abbildung 5-7: Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Mitte (Quelle: Eigene Darstellung auf Kartengrundlage nach [BKG 2012])

Tabelle 5-7: Standorträume und Grenzübergänge Netzaufbau Erweiterungsabschnitt Mitte

Standorträume		Standorträume	
<b>B</b>	Michendorf	<b>J</b>	Hermisdorf
<b>DD</b>	Dresden	<b>L</b>	Leipzig
<b>F</b>	Frankfurt/Main	<b>N</b>	Nürnberg
<b>H</b>	Hannover	<b>OB</b>	Oberhausen
<b>HEF</b>	Kirchheim		

In Summe ergibt sich bei dem theoriegeleiteten Ansatz eine Anzahl von 13 Standorträumen an denen CNG/LNG-Tankstellen errichtet werden müssen, um bereits ein gutes, flächendeckendes Angebot zu erreichen. Bei der Planung dieser Standorte ist es sinnvoll, die Kapazität modular zu gestalten, sodass diese Anlagen mit der Nachfrage nach LNG und CNG mit wachsen können.

Die nachfolgende Tabelle 5-8 gibt eine Übersicht über alle im theoriegeleiteten Ansatz vorgeschlagenen Standorte und die Abstände zu den Grenzübergängen im TEN-V.

**Tabelle 5-8: 13 Standorträume und Entfernungen zu Grenzübergängen im TEN-V**

Nr.	Standorträume	Grenzübergänge TEN-V	Entfernung in Kilometern	BAB Nr.
1	<b>B</b> Michendorf	<b>f</b> Frankfurt (Oder) (PL)	116	A12
2	<b>F</b> Frankfurt/Main			
3	<b>H</b> Hannover			
4	<b>N</b> Nürnberg	<b>h</b> Weidhaus (CZ)	115	A6
		<b>i</b> Pocking (AT)	225	A3
5	<b>OB</b> Oberhausen	<b>o</b> Eltern (NL)	65	A3
		<b>m</b> Aachen (NL/BE)	131	A44
		<b>p</b> Gildehaus (NL)	116	A30
<b>Erweiterungsabschnitt Nord</b>				
6	<b>HB</b> Bremen	<b>b</b> Bremerhaven	68	A27
		<b>a</b> Wilhelmshaven	117	A29
7	<b>HH</b> Hamburg	<b>c</b> Handewitt (DK)	179	A7
		<b>d</b> Insel Fehmarn (DK)	151	A1
		<b>e</b> Kavelstorf (Rostock)	210	A19
<b>Erweiterungsabschnitt Süd</b>				
8	<b>K</b> Karlsruhe	<b>l</b> Weil am Rhein (CH)	186	A5
9	<b>M</b> München	<b>j</b> Bad Reichenhall (AT)	115	A8
		<b>k</b> Kiefersfelden (AT)	76	A93
<b>Erweiterungsabschnitt Mitte/Ost</b>				
10	<b>HEF</b> Bad Hersfeld			
11	<b>J</b> Jena/Hermsdorf			
12	<b>DD</b> Dresden	<b>g</b> Breitenau (CZ)	44	A17
13	<b>L</b> Leipzig			

Die Entfernungen zu den im TEN-V enthaltenen Grenzen liegen bis auf zwei Grenzübergänge immer unter 200 Kilometer bei den Grenzübergängen Pocking und Kavelstorf (Rostock) leicht darüber. Somit ist in einem europäischen Netzwerk von CNG/LNG-Tankstellen zu überprüfen, inwieweit die hier vorgeschlagenen Standorträume den durchschnittlichen Abstand zwischen zwei CNG/LNG-Tankstellen von ca. 400 Kilometer innerhalb des TEN-V gewährleisten.

### 5.3.3 An der Praxis ausgerichteter Ansatz

Im Folgenden wird dem zuvor vorgestellten, theoriegeleiteten Ansatz ein praxisgetriebener Ansatz gegenübergestellt. Wie die Bezeichnung bereits deutlich machen soll, stützt sich die Konzeptidee auf Erkenntnisse und Aussagen, die im Zuge des Fachworkshops gewonnen werden konnten.

Der zuvor aufgeführte theoretische Ansatz basierend auf Schwerverkehrs-DTV der AZS zielt darauf ab, zunächst ein Angebot entlang von Korridoren zu schaffen, die sich im weiteren Verlauf zu einem flächendeckenden Infrastrukturnetz verbinden lassen. Hierdurch soll vor allem darauf abgezielt werden, dass ein flächendeckendes Angebot von CNG und LNG Tankstellen geschaffen wird, welches gleichzeitig den Anforderungen der AFID [EU 2014] genügt. Dem gegenüber orientiert sich der im Folgenden beschriebene praxisorientierte Ansatz stärker an der gegebenen Nachfrage nach einer CNG/LNG-Tankstelleninfrastruktur. Dieser Aufbaustrategie liegt maßgeblich der tatsächliche Bedarf von Nutzern, insbesondere von Erstnutzern, sog. Early Adopter, zugrunde. In Abhängigkeit von der quantitativen Steigerung und der räumlichen Ausdehnung der Nachfrage folgt ein marktorientiertes Wachstum der Betankungsinfrastruktur. Somit erfolgt schlussendlich auch bei diesem Ansatz eine schrittweise Entwicklung des CNG-/LNG-Tankstellennetzes. Hierbei müssen jedoch zusätzliche Instrumente seitens der Politik realisiert werden, um letztendlich den Anforderungen der AFID [EU 2014] zu entsprechen.

#### 5.3.3.1 Entwicklung von der Seeseite her

Mit Blick auf die Länder, in denen sich ein LNG-Markt im Straßengüterverkehr entwickelt hat, ist festzustellen, dass diese Länder allesamt über eine seeseitige LNG-Infrastruktur verfügen. Dies trifft unter anderem für die Niederlande, Großbritannien und Spanien zu, wo bereits Entlade- und Lager-Terminals existieren, um flüssiges Erdgas zu importieren und zu bevorraten.

Damit sich LNG auch in Deutschland etabliert, soll nach Einschätzung von Experten auch hierzulande dieser Weg gegangen werden. Zudem wird eine Ausbreitung einer LNG-Infrastruktur und -nutzung entlang des Rheins und seiner Zuflüsse als zielführend angesehen. Auf diese Weise kann das Binnenland durch kostengünstigen und umweltfreundlichen Transport von LNG mit Binnenschiffen versorgt werden.

In Hafennähe sind aufgrund des intermodalen Güterumschlags, sowie der Attraktion und der vorhandenen Industrie- und Gewerbeansiedlungen erhöhte Schwerverkehrsaufkommen zu verzeichnen, womit eine hohe Nachfrage nach Transportdienstleistungen vorhanden ist. Die Verwendung von CNG/LNG als Kraftstoff für schwere Lkw, die lokal Transport zu und von den See- und Binnenhäfen durchführen, könnte hierbei als Erstnutzer (Early Adopter bzw.

Pilotverkehre) den Weg zur Entwicklung eines Nachfragemarktes öffnen.

In der Folge kann erwartet werden, dass sich die Nutzung von dort aus regional ausbreiten wird. Ein weiterer Aspekt ist, dass aktuell keine schweren Lkw mit Gasmotor mit einer Leistung über 400 PS am Lkw-Fahrzeugmarkt angeboten werden. Diese Leistungsklasse, die heute bei Diesel-Lkw quasi Standard ist, wird jedoch benötigt, um in topographisch anspruchsvollen Regionen Transportdienstleistungen im Straßengüterverkehr zu erbringen. Da der Norden Deutschlands nur wenige Steigungen aufweist, werden sich vorzugsweise hier erste Nutzer finden. Erst, wenn die verkauften Stückzahlen von schweren Lkw mit Gasmotoren ansteigen und sich eine entsprechende Tankstelleninfrastruktur entwickelt, werden nach Aussage von Teilnehmern des Fachworkshops aus der Fahrzeugindustrie die notwendigen Entwicklungen von Gasmotoren und Automatikgetrieben stattfinden, um schwere Lkw mit einer Leistung von mehr als 400 PS am Markt anzubieten.

Diesen Überlegungen zum Trotz bleibt zu konstatieren, dass es bislang jedoch kein LNG-Terminal in Deutschland gibt. Darüber hinaus sind der Bundesregierung auch keine konkreten Planungen bekannt [BMW 2014b]. Gleichwohl ist sich das BMVI der „zunehmenden Bedeutung“ des Zugangs zu LNG-Terminals bewusst [BMVI 2015].

Als erster Standort in Deutschland war bereits in den 1970er Jahren der Nordseehafen Wilhelmshaven im Gespräch. Im Zuge der damaligen Überlegungen wurde die Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mbH (DFTG) gegründet, deren Hauptgesellschafter heutzutage die E.ON Global Commodities SE ist. Nach Auskunft der Gesellschaft liegen die erforderlichen Genehmigungen zur Errichtung eines LNG-Terminals vor und es finden derzeit Anpassungen „an die geänderten Rahmenbedingungen des LNG-Transports und der LNG-Aufbereitung“ statt [DFTG 2015]. Es ist ein Schiffsanleger geplant und es sollen zwei Tanks mit je 160.000 Kubikmetern Kapazität errichtet werden. Der jährliche LNG-Durchsatz wird mit 10 Milliarden Kubikmetern beziffert. Jedoch gibt es vielfach Berichte, die von mangelnder zu erwartender Auslastung sprechen. Zudem besitzt das Unternehmen E.ON Anteile an zahlreichen ausländischen LNG-Terminals, was den Eindruck nahe legt, dass es nicht zu einer schnellen Realisierung des Vorhabens in Wilhelmshaven kommen wird. [ADK 2015], [E.ON 2015], [GL 2015]

Neben Wilhelmshaven gibt es zu vielen anderen deutschen Seehäfen, wie Lübeck, Rostock oder Brunsbüttel, Interessensbekundungen und Absichtserklärungen [GL 2015]. In Hamburg und Bremerhaven werden die Planungen der Firma Bomin Linde LNG nach eigener Aussage konkreter [Linde 2015c].

#### **5.3.3.2 Erste Anwendung in regionalen Piloträumen**

Im Rahmen der Diskussion während des Fachworkshops zu Hemmnissen der Nutzung von

CNG/LNG für schwere Lkw und deren Überwindung wurde von den Praktikern argumentiert, dass die Impulse zur Nutzung von LNG und CNG den bisherigen Erfahrungen in anderen Ländern nach aus dem regionalen Verteilerverkehr kommen. Vorteil dieser Verkehre ist, dass die Lkw meist werktäglich an ihren Ausgangsort zurückkehren und dass die tägliche Fahrleistung nur in geringem Umfang variiert und in dem Bereich liegt, dass durch einmaliges Betanken vor bzw. nach der täglichen Tour, die notwendige Reichweite gegeben ist. Es herrschen also regelmäßige, wiederkehrende Fahrtenmuster vor. Somit sind auch eine hohe Auslastungen und ein steter Kraftstoffdurchsatz an den CNG/LNG-Tankstellen gewährleistet, wodurch ein wirtschaftlicher Betrieb sowohl bei den Betreibern der CNG/LNG-Tankstellen als auch bei den Transportunternehmern möglich wäre. Zudem lassen sich Risiken wie zum Beispiel das Auftreten von Verlusten durch Boil-Off-Gase vermeiden.

In den Niederlanden haben beispielsweise Transporteure für die Lebensmitteldistribution (u.a. VOS-Logistics für den Supermarkt-Ketten Betreiber Albert Heijn) einen Teil ihrer Fahrzeugflotte auf LNG-Lkw umgestellt. Neben allen theoretischen Überlegungen bleiben die Verlagerer mit ihrer Transportnachfrage und Transporteure die entscheidenden Akteure für einen Markteinstieg bzw. die Marktentwicklung in Deutschland. Neben der Nutzung öffentlicher CNG/LNG-Tankstellen in der Nähe von Logistikzentren kommen für die Erstnutzer auch die eigenen Betriebshöfe als Standort solcher Tankstellen in Frage.

Das Fraunhofer Institut für Integrierte Schaltungen (IIS) hat 2013 eine Studie veröffentlicht, in der die Logistikregionen in Deutschland und einigen Nachbarländern analysiert werden [Fraunhofer 2013]. Hauptbestandteil ist eine Logistik-Landkarte, auf der für Deutschland 20 Logistikregionen identifiziert wurden. Abhängig von der logistischen Funktion, die diese übernehmen, werden fünf Arten von Logistikzentren differenziert. Die folgende Tabelle 5-9 nennt die Regionen und stellt dar, welche Aufgabe diese laut dem Fraunhofer Institut erfüllen.



**Tabelle 5-9: Logistikregionen in Deutschland und ihre Funktion (Quelle: eigene Darstellung nach [Fraunhofer 2013])**

Logistische Funktion	Region	Assoziierter Standortraum
Globale Gateways	Bremen	Bremen
	Hamburg	Hamburg
	Rhein-Main	Frankfurt/Main
Europäische Gateways	Duisburg/Niederrhein	Oberhausen
	Hannover	Hannover
	Leipzig/Halle	Leipzig
	Nürnberg	Nürnberg
Regionale Ballung	Berlin	Berlin
	München	München
	Kölner Bucht	Leverkusen
	Östliches Ruhrgebiet	Kamen
Regionale Industrie	Donau	<i>kein assoziierter Standortraum</i>
	Münster/Osnabrück	<i>kein assoziierter Standortraum</i>
	Rhein-Neckar	Heidelberg
	Saarland	<i>kein assoziierter Standortraum</i>
	Schwaben	<i>kein assoziierter Standortraum</i>
	Stuttgart	Stuttgart
Interregionale Portale	Erfurt	<i>kein assoziierter Standortraum</i>
	Mitte Deutschland	Kassel
	Oberrhein	<i>kein assoziierter Standortraum</i>

Die durch das Fraunhofer-Institut identifizierten Logistikregionen decken sich vielfach mit den in diesem Konzeptentwurf definierten Standorträumen. Wie die Namensgebung verdeutlicht, sind die Standorträume in vielen Fällen kleiner als die Logistikregionen und stellen somit ein Teilgebiet dieser Regionen dar. In der Tabelle 5-9 wird dargestellt, wie sich die Standorträume den Logistikregionen zuordnen lassen. Insgesamt können zu 14 der 20 Logistikregionen entsprechende Standorträume assoziiert werden. Dazu zählen insbesondere solche Regionen, denen eine internationale Bedeutung und Funktion zugesprochen wird. So finden sich zum Beispiel die Standorträume Oberhausen, Frankfurt/Main, Hannover und Nürnberg, die als Ausgangspunkte des Netzaufbaus vorgeschlagen werden, in den Logistikregionen Duisburg/Niederrhein und Rhein-Main, sowie den gleichnamigen Regionen Hannover und Nürnberg wieder.

#### **5.3.4 Autohöfe als konkrete Standorte für LNG-Tankstellen**

Im Anschluss an die Netzkonzeption muss im Zuge der weiteren Planungen die konkrete Wahl von Standorten für die CNG/LNG-Tankstellen in den Standorträumen erfolgen. Entlang der Bundesautobahnen werden bestehende Autohöfe gegenüber Autobahnraststätten als vorzugsweise geeignet betrachtet. Diese bieten folgende Vorteile:

- Sie sind aus beiden Fahrtrichtungen über eine gemeinsame Anschlussstelle der BAB erreichbar/anfahrbar.
- Sie bieten mutmaßlich mehr Raum für etwaige Flächenerschließungen und bauliche Erweiterungen.
- In Ihrer Nachbarschaft liegen in einigen Fällen Gewerbegebiete oder Standorte mit hohem Verkehrsaufkommen von schweren Lkw.

In der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung (VwV-StVO) werden unter § 42 zu „Zeichen 448.1 Autohof“ Bedingungen aufgeführt, die ein Autohof erfüllen muss, um als solcher bezeichnet und ausgeschildert zu werden. Diese Bedingungen begünstigen den gewerblichen Güterkraftverkehr und somit auch die Wahl eines Autohofes als Standort für CNG/LNG-Tankstellen. Als Beispiele seien die ganztägigen und ganztägigen Öffnungszeiten und die separat ausgewiesenen Lkw-Stellplätze genannt. [BMVBS 1998]

Da ein Autohof nicht zwangsläufig in unmittelbarer Nähe eines Knotenpunktes zweier BAB gelegen ist, muss auch nach weiteren geeigneten Standorten gesucht werden, die möglichst in der Nähe von Autobahnkreuzen positioniert werden. Für diese Entscheidung sollten zuallererst die Anforderungen der potenziellen Nachfrager aus der Transport- und Logistikbranche vor Ort und daneben das Schwerverkehrsaufkommen der jeweiligen BAB des Standortraumes den Ausschlag geben.

#### **5.3.5 Ausbau und Erweiterung des CNG/LNG-Tankstellennetzes**

Wenn eine erste flächendeckende CNG/LNG-Tankstelleninfrastruktur geschaffen sein wird und die Nachfrage nach Erdgas als Kraftstoff für schwere Lkw ansteigt, dann besteht die Notwendigkeit, im Rahmen weiterer, noch genauer von den Akteuren am Markt zu bestimmenden Entwicklungsstufen die Anzahl an LNG-/CNG-Tankstellen zu erhöhen. Dazu kann einerseits das dann bestehende CNG/LNG-Tankstellennetz punktuell erweitert, sprich verdichtet werden, oder es werden Kapazitäten bereits vorhandener Tankstellen modular erweitert, um eine steigende Anzahl von Nutzern an einem Standort bedienen zu können. Es ist dabei realistisch anzunehmen, dass diese Kapazitätserweiterungen aus einem eigenen wirtschaftlichen Interesse der Betreiber dieser CNG/LNG-Tankstellen erfolgen wird.

Über die BAB hinaus sollten auch Bundesstraßen mit ausgesprochen hohen Schwerver-

kehrsaufkommen betrachtet werden. Mit etwas mehr als 5.300 Schwerverkehrs-Fahrzeugen pro Tag liegt das höchste verzeichnete Aufkommen durch Schwerverkehr jedoch deutlich unter den Spitzenwerten auf BAB, die eine DTV von knapp 20.000 Schwerverkehrs-Fahrzeugen aufweisen. In etwa ein Viertel der Fahrleistungen schwerer Nutzfahrzeuge werden auf Außerortsstraßen erbracht [IFEU 2012]. Wird ein unterer Grenzwert von 2.500 Schwerverkehrs-Fahrzeugen pro Tag angenommen, so zählen nur 43 der insgesamt 777 Zählstellen an Bundesstraßen mehr als zweieinhalbtausend Schwerverkehrs-Fahrzeuge.

Es ist zu beachten, dass die Fahrten auf Bundesstraßen hinsichtlich Reichweite und Stopps andere Charakteristika aufweisen, als die Fahrten auf BAB. Fahrten über lange Entfernungen sind seltener oder sie finden ergänzend zu einer längeren Fahrt auf BAB statt, sodass es anders als auf den BAB weniger zusammenhängende Straßenabschnitte mit hohem Schwerverkehrsaufkommen gibt. Die starken Belastungen haben mehr regional und lokal auftretende Ausprägungen. Dennoch gibt es auch innerhalb der oben genannten Spitzengruppe eine Konzentration von AZS mit hohem Verkehrsaufkommen. So treten beispielsweise entlang der Bundesstraße 9 westlich des Rheins im Raum Mannheim bis Karlsruhe (9 AZS mit Schwerverkehrs-DTV größer 2.500) sowie entlang der Bundesstraße 10 zwischen Karlsruhe und Ulm (6 AZS mit Schwerverkehrs-DTV größer 2.500) mehrere Spitzenbelastungen auf (siehe Anhang Tab. 0-4). Da diese Bundesstraßen parallel zu den BAB 5 und BAB 8 verlaufen, die zum obigen definierten Netz gehören, wird auf konkrete Empfehlungen für die Erweiterung des Tankstellennetzes auf Bundesstraßen an dieser Stelle verzichtet.

#### **5.4 Aktueller Stand und Entwicklung der LNG-Nutzung in den Nachbarländern Deutschlands**

Die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe muss über die Grenzen der einzelnen EU-Länder und der Schweiz hinweg geplant und errichtet werden. Dies gilt insbesondere für den Straßengüterverkehr, der zahlreiche grenzüberschreitende Lkw-Fernverkehre beinhaltet. Für die Schaffung eines EU-weiten Netzes an CNG/LNG-Tankstellen, das durch die TEN-V-Pläne vorgegeben wird, bedarf es der Abstimmung mit den Nachbarstaaten, damit die Anschlussfähigkeit der nationalen Tankstellennetze gewährleistet ist.

Zu diesem Zweck gibt dieses Kapitel einen Einblick in aktuelle Entwicklungen ausgewählter Nachbarländer der Bundesrepublik. Da sich die Infrastruktur und Verbreitung von LNG erfahrungsgemäß von der Seeseite her entwickelt, wird ggf. auch kurz der derzeitige Stand der Schifffahrt mit dargestellt. Alles in allem zeigt sich in den verschiedenen Ländern hinsichtlich der Nutzung und der Absichten ein sehr gemischtes Bild. Dieser Eindruck wird durch die folgende Tabelle 5-10 bekräftigt. Sie stellt für die Zahl der Erdgasfahrzeuge und -tankstellen in den zehn Nachbarländern im Vergleich zu Deutschland dar.

**Tabelle 5-10: Erdgasfahrzeuge und -tankstellen in Deutschland und seinen Nachbarländern, Stand 07. Oktober 2014 (Quelle: [NGVA 2015a])**

	Erdgasfahrzeuge	Davon Lkw ab 6,3 t <sup>29</sup>	Erdgas-tankstellen	Davon CNG-Tankstellen	Davon LNG-/CNG-Tankstellen	Davon LNG-Tankstellen
<b>Deutschland</b>	98.172	176	920	920	0	0
<b>Belgien</b>	1.033	15	16	16	0	0
<b>Dänemark</b>	104	17	7	7	0	0
<b>Frankreich</b>	13.550	1.100	310	310	0	0
<b>Luxemburg</b>	270	1	7	7	0	0
<b>Niederlande</b>	7.573	386	147	141	0	6
<b>Österreich</b>	8.323	54	180	180	0	0
<b>Polen</b>	3.600	50	88	86	1	1
<b>Schweden</b>	46.715	2.163	213	205	4	4
<b>Schweiz</b>	11640	129	141	139	1	1
<b>Tschechien</b>	7.488	81	88	88	0	0

Insgesamt ist festzustellen, dass sich die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff bisher fast ausschließlich auf CNG beschränkt. Erwartungsgemäß liegen Binnenländer, wie die Schweiz, Österreich oder Tschechien bei der Entwicklung einer LNG-Infrastruktur und -nutzung hinter anderen Staaten zurück, die vornehmlich Seezugang haben. Jedoch hat in Frankreich trotz vier LNG-Terminals bislang erst ein Transporteur mit der Nutzung von LNG im Straßengüterverkehr begonnen.

Auch im Binnenland sind erste Schritte zur Schaffung eines LNG-Marktes über den Wasserweg zu beobachten. So gewinnt das Thema LNG beispielsweise in Tschechien und Österreich durch das Projekt LNG Masterplan for Rhine-Main-Danube an Bedeutung. Dieses Projekt hat zum Ziel, LNG als Treibstoff und Transportgut in der europäischen Binnenschifffahrt zu etablieren. Darüber hinaus soll eine kostengünstige Versorgung von Kunden entlang der Binnenwasserstraßen ermöglicht werden. Die Binnenhäfen fungieren dabei als Verteilzentren für die Nutzung von LNG im Straßenverkehr des Hinterlandes. [LNG MP 2015]

Im Folgenden wird nun detaillierter auf die aktuelle Situation in den Ländern eingegangen, in denen die Entwicklung eines LNG-Marktes bereits weiter vorangeschritten ist und die Nut-

<sup>29</sup> NGVA Europe führt in der Statistik Medium Duty (MD) und Heavy Duty (HD) auf. Die Klasse MD beginnt ab mehr als 14.000 Pfund (engl. Einheit lb), was umgerechnet rund 6,3 t entspricht.

zung auch im Straßenverkehr mehr Einzug gehalten hat.

#### 5.4.1 **Niederlande**

Die Entwicklung bzgl. der Anwendung von LNG im Straßengüterverkehr ist in den Niederlanden im Vergleich zu den anderen europäischen Staaten weit fortgeschritten. Immerhin sechs LNG-Tankstellen waren Stand September 2014 im Betrieb, das ist abgesehen von Schweden, die mit Abstand größte Anzahl (siehe Tabelle 5-10). Sieben weitere Tankstellen sind in Planung und das Netz soll in den nächsten Jahren auf bis zu 40 Tankstellen ausgebaut werden [NGVA 2015d], [PwC 2013].

Als ein Vorreiter verfügt allein das Unternehmen Rolande LNG über drei Tankstellen, zu denen im Laufe des Jahres 2015 fünf weitere hinzukommen sollen. Im Zusammenhang damit hat der landesweit größte IVECO-Händler Schouten, dessen 100-prozentiges Tochterunternehmen Rolande LNG ist, mittlerweile über 120 LNG-Lkw auf die Straße gebracht. Diese werden vornehmlich von Spediteuren genutzt, die in der Lebensmitteldistribution tätig sind [Rolande 2015]. Dieses Beispiel verdeutlicht das erfolgsversprechende Zusammenspiel verschiedener Akteure, das auch beim Betrieb der anderen Tankstellen wiederzufinden ist.

Die zielstrebige Entwicklung eines LNG-Marktes wird maßgeblich durch eine nationale LNG-Plattform vorangetrieben. Dort werden Interessen und Kräfte aller wesentlichen Akteure gebündelt, konkrete Ziele formuliert, beispielsweise hinsichtlich avisiertes Stückzahlen an LNG-Lkw, und das Erreichen dieser in Arbeitsgruppen geplant. Neben dem Einsatz von LNG im Lkw-Verkehr wird auch die Nutzung in See- und Binnenschiffen unterstützt.

Der Import von LNG geschieht über das erst 2011 eröffnete GATE-Terminal<sup>30</sup> im Hafen von Rotterdam. Wenn der Bau vollständig abgeschlossen ist, stehen dort drei Tanks mit einem Fassungsvermögen von jeweils 180.000 Kubikmetern zur Verfügung und es wird ein Durchfluss von jährlich 16 Milliarden Kubikmetern Erdgas erwartet. [GATE 2015]

#### 5.4.2 **Belgien**

Belgien hat schon seit 1987 durch einen separaten Terminal des Seehafens Zeebrügge Zugang zu LNG, das vornehmlich aus Katar importiert wird [Fluxys 2015a]. Als Kraftstoff im Straßengüterverkehr hält LNG seit 2014 Einzug. Die erste LNG-Tankstelle wurde in der Stadt Veurne, die 50 Kilometer südlich von Zeebrügge entlang der Nordseeküste liegt, eröffnet. Das Unternehmen Fluxys, das auch das LNG-Terminal betreibt, sorgt für die Zulieferung des LNG zur Tankstelle. Zum Einsatz kommt das LNG bei einem Transporteur, der 26 LNG-Lkw von Volvo besitzt, die Tankstelle betreibt und diese auch anderen Unternehmen zur Ver-

---

<sup>30</sup> GATE steht für Gas Access to Europe

fügung stellt. Die Investition in die Infrastruktur wurde durch die EU teilfinanziert. [Fluxys 2015b]

Eine weitere Tankstelle wurde im Zuge des LNG Blue Corridors-Projektes am Hafen Antwerpen errichtet. Genauer befindet sie sich auf dem Gelände des Unternehmens ADPO, das unter anderem in der Distribution von flüssigen Massengütern tätig ist. 10 LNG-Lkw hat das Unternehmen bislang gekauft und die 50 weitere Lkw umfassende Flotte soll nach und nach umgestellt werden. [ADPO 2015], [NGVA 2015c]

Das Partnerunternehmen von DHL auf belgischer Seite, Ninatrans, setzt seit Ende 2014 einen LNG-Lkw von Iveco ein. Betankt wird dieser jedoch in der niederländischen Stadt Tilburg, nur wenige Kilometer von der belgischen Grenze entfernt. [DHL 2015]

### 5.4.3 Schweden

Von allen Nachbarstaaten Deutschlands weist Schweden mit knapp 47.000 Fahrzeugen den mit Abstand größten Bestand an Erdgasfahrzeugen auf. Die Überhand haben auch hier die CNG-Fahrzeuge, wie die Gegenüberstellung der 205 CNG-Tankstellen einerseits den 4 LNG-Tankstellen andererseits verdeutlicht. [NGVA 2015a]

Seit März 2011 ist in Nynäshamn, 50 Kilometer südlich von Stockholm gelegen, das erste LNG-Terminal Schwedens in Betrieb. Die Kapazität beträgt 20.000 Kubikmeter und neben der Versorgung der nahegelegenen Hauptstadt sowie industrieller Abnehmer, wird das LNG auch regionalen Erdgasfahrzeugen zur Verfügung gestellt. [Linde 2015a]

An der Westküste liegt in Lysekil, 100 Kilometer nördlich von Göteborg, ein weiteres LNG-Terminal, das im Oktober 2014 eröffnet wurde [Skangass 2015]. Die Tankkapazität beträgt 30.000 Kubikmeter und es sind Anlagen zu Betankung von Lkw vorhanden [Linde 2015b].

Als weitere, zukünftige Standorte für LNG-Terminals werden Göteborg, Helsingborg, Malmö und Gävle genannt [Energigas 2015]. Der Hafen der zweitgrößten schwedischen Stadt Göteborg ist der größte der nordischen Region und hat auch den umfangreichsten Umschlag an Energieträgern. Das sich derzeit im Bau befindliche Terminal soll im Laufe des Jahres 2015 fertiggestellt werden. Die geplanten 20.000 Kubikmeter Kapazität sollen – im Gegensatz zu den anderen Terminals in Schweden – für alle Unternehmen, die Erdgas in Schweden anbieten möchten, frei zugänglich sein. [PortGo 2015a], [PortGo 2015b]

Um die Nutzung von LNG im Straßengüterverkehr voranzutreiben, wurde zwischen 2010 und 2013 das Projekt BiME Trucks durchgeführt, das von der Organisation Business Region Göteborg geleitet wurde. Das Ziel bestand darin, drei LNG-Tankstellen in großen Städten zu errichten sowie die Fahrzeugtechnik weiterzuentwickeln und schließlich mindestens 69 Lkw an Kunden auszuliefern. Im Abschlussbericht wird dargelegt, dass durch Projektpartner sogar noch zwei weitere LNG-Tankstellen erbaut wurden. Die insgesamt fünf Tankstellen be-

finden sich in Stockholm (zwei Tankstellen), Malmö, Jönköping und Göteborg. Die angestrebte Anzahl an LNG-Lkw wurde hingegen nicht erreicht. Der Bericht nennt 48 LNG-Lkw, zuzüglich 22 weiterer LNG-Lkw, die dank Unterstützung der örtlichen Kommune, eingesetzt werden konnten. [Energigas 2015]

#### 5.4.4 Polen

In Polen wird derzeit das erste LNG-Terminal entlang der kontinentalen Ostseeküste gebaut. Als Standort für das Terminal wurde entsprechend verschiedener Analysen die Stadt Swinoujscie ausgewählt, die im äußersten Nordwesten Polens und in unmittelbarer Nähe zu Deutschland liegt. Polen will mit diesem Terminal seine Abhängigkeit bei Gaslieferungen von Russland reduzieren. Neben regulatorischen Wettbewerbsvorteilen sprachen vor allem die westliche Lage und somit kürzere Seetransportrouten sowie die hohe Erdgasnachfrage im Nordwesten des Landes für die Wahl des Standortes [Polskie LNG 2015a], [Polskie LNG 2015b]. Die ursprünglich für Mitte 2014 geplante Fertigstellung verschob sich aufgrund von finanziellen Problemen. Nun soll das Terminal im Juli 2015 in Betrieb gehen [LNG WN 2015], [Reuters 2015].

Die technische Anforderung an das Terminal besteht zum einen in der Entladung der LNG-Tankschiffe und zum anderen in der Wiederverdampfung des LNG, um es anschließend in das Gasnetz einzuspeisen und den Verbrauchern zuzuführen. Zunächst werden die Kapazitäten daran ausgerichtet, dass jährlich 5 Milliarden Kubikmeter LNG verdampft werden können. Ein Ausbau auf einen Durchsatz von 7,5 Milliarden Kubikmeter pro Jahr ist auf dem Gelände des Terminals ohne weiteres möglich. Die beiden LNG-Tanks haben eine Kapazität von 160.000 Kubikmetern.

Zur Ausstattung des Terminals gehört auch die Möglichkeit, täglich bis zu 21 LNG-Tanklastwagen zu beladen. Dies ist für interessierte Akteure der regionalen Distribution vorgesehen. Der Projektinvestor Polskie LNG plant jedoch nicht, eine eigene Lkw-Flotte zu unterhalten. Ohnehin konnten durch eine erste Recherche für Polen zurzeit keine konkreten Nutzungsabsichten von LNG als Kraftstoff im Straßengüterverkehr ermittelt werden. Basierend auf Informationen des Motor Transport Instituts Warschau haben Iveco Poland Ltd. und IKEA im Oktober 2014 eine Vereinbarung zur Kooperation für eine Erprobung von LNG-Lkw für Verteilverkehre von IKEA unterzeichnet. Dies ist das erste polnische Pilotprojekt im Gütertransportbereich [MTI 2015].

Hingegen werden in den Städten Olsztyn und Warschau Busse mit LNG betrieben. An diesem Projekt sind das Unternehmen GAZPROM Germania und der polnische Busersteller Solbus beteiligt [NGVA 2015b].

#### 5.4.5 Dänemark

In Dänemark spielt Erdgas als Kraftstoff in der Schifffahrt und im Straßenverkehr so gut wie keine Rolle. Den lediglich 104 Fahrzeugen, das entspricht 0,037 ‰ des Fahrzeugbestandes, stehen 7 CNG-Tankstellen gegenüber [NGVA 2015a]. Bisherige Erfahrungen und Wissen zu LNG sind ebenfalls marginal.

Eine Studie des Danish Gas Technology Centre hat sich 2012 eingängig mit der LNG-Technologie im Allgemeinen, sowie mit einer Bestandsaufnahme und einer Potenzialanalyse für Dänemark im Besonderen, befasst [DGC 2012]. Darin werden LNG insbesondere im Bereich der Schifffahrt und auch im Straßengüterfernverkehr Potenziale zugesprochen. Aufgrund seiner vielen Inseln und der Nähe zu Schweden, Norwegen und Deutschland sind vor dem Hintergrund der Schaffung von SECA-Zonen (Sulphur-Emission-Contolled-Areas) in Nord- und Ostsee Anwendungen im Fährverkehr möglich.

Im Norden Dänemarks befindet sich seit 2014 in der Stadt Hirtshals der erste Hafen mit kommerzieller LNG-Nutzung durch Kreuzfahrtschiffe. Aus einem EU-geförderten Pilotprojekt ging der Bau eines Terminals hervor, dessen Tanklager derzeit 400 Kubikmeter fasst. Später sollen die Kapazitäten auf bis zu 10.000 Kubikmeter erweitert werden. [HiHa 2015]

Der Studie zufolge bietet sich Hirtshals auch als Standort für eine der ersten LNG-Tankstellen des Straßenverkehrs an. Des Weiteren werden die Städte Kopenhagen und Fredericia genannt. Das Potenzial im Straßengüterverkehr wird gegenüber der Verwendung auf See deutlich geringer beziffert. Angenommen, dass 5 % der Verkehre über 300 Kilometer durch LNG-Lkw durchgeführt werden, so ergibt sich ein Markt für 45.000 Kubikmeter Erdgas bzw. 30.000 Tonnen LNG. Das entspricht gut zehn Prozent des potenziellen Volumens, das der LNG-Nutzung in der Schifffahrt zugesprochen wird. [DGC 2012]

### 5.5 Ergebnisse zur Schaffung einer Tankstelleninfrastruktur

Die Schaffung einer Tankstelleninfrastruktur für LNG muss von Grund auf geplant werden. Die vorliegende Studie identifiziert 13 Standorträume, mit denen ein erstes flächendeckendes Angebot für LNG und entlang der TEN-V Korridore auch für CNG geschaffen werden kann, das den Ansprüchen der AFID [EU 2014] genügt. Es wird vorgeschlagen, das Tankstellennetz sukzessive zu entwickeln. Dazu sind im Wesentlichen zwei Aufbaustufen vorgesehen. Zunächst werden die zwei wichtigsten Korridore an Bundesautobahnen (BAB) und anschließend durch insgesamt vier modulare Erweiterungsabschnitte das gesamte BAB-Netz erschlossen. Die Schaffung einer solchen minimalen Anzahl an 13 CNG/LNG-Tankstellen erfordert Investitionen in Höhe von etwa 15 Mio. Euro. Für die konkrete Wahl von Standorten für Tankstellen erscheinen Autohöfe entlang der BAB als besonders geeignet, da diese von beiden Fahrtrichtungen angefahren werden können.



Ein Praxis geleitetes Vorgehen beim Aufbau der CNG/LNG-Tankstelleninfrastruktur für schwere Lkw besitzt vor allem aus heutiger Sicht Vorteile in Bezug auf die Minimierung von Risiken durch eine stabile Nachfrage. Nichtsdestotrotz wird die Politik auch hierbei nicht umhinkommen Anreize zu setzen, damit die CNG/LNG-Tankstelleninfrastruktur in der Nähe der Autobahnen und in für europäische Verkehre wichtigen Korridoren aufgebaut wird.

Da aktuell noch keine LNG-Tankanlagen in deutschen Seehäfen existieren, können CNG/LNG-Tankstellen in Deutschland über die vorhandenen bzw. in Kürze fertig gestellten Anlagen in Zeebrugge, Rotterdam und Swinoujscie (Polen) mit Tanklastzügen über die Straße beliefert werden. Eine Verflüssigung von Erdgas oder Biogas aus dem Erdgasnetz oder direkt bei Biogasanlagen ist als eine weitere Option technisch möglich, verursacht jedoch zusätzliche Kosten, die mit den künftigen Distributionskosten von LNG über Seehäfen und dann per Lkw, Schiene oder Binnenschiff konkurrieren müssen.

Hingegen ist die Bereitstellung von CNG bereits heute nahezu flächendeckend durch aktuell über 900 Tankstellen gegeben [erdgas mobil 2015a]. An wie vielen dieser CNG-Tankstellen schwere Nutzfahrzeuge in akzeptabler Zeit betankt werden können, müsste jedoch noch genau untersucht werden. Bei der Schaffung von LNG-Tankanlagen kann parallel auch CNG angeboten werden, da das LNG über einen Verdampfungsprozess mit anschließender Komprimierung als CNG zur Verfügung gestellt werden kann. Bei wachsenden Absatzmengen ist ein Anschluss an das Erdgasnetz aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll, da CNG aktuell günstiger ist als LNG. Sollte die Nachfrage nach CNG durch schwere Lkw stark ansteigen, wird sich dieses Netz und die Kapazitäten einzelner Tankstellen aus damit verbundenen wirtschaftlichen Interessen von Akteuren am Markt eigenständig weiter entwickeln bzw. verdichten.

Insgesamt wird es nach einer ersten Einschätzung möglich sein, den Anforderungen der AFID [EU 2014] ohne den Bau von zusätzlichen Tankstellen für CNG bis zum Jahr 2020 gerecht zu werden, indem das vorhandene Angebotsnetz für CNG punktuell durch infrastrukturelle Erweiterungen für schwere Lkw zugänglich wird und somit entsprechende Synergien mit einem neu aufzubauenden LNG-/CNG-Tankstellennetz bis zum Jahr 2025 geschaffen werden.



## **6 Erfolgsfaktoren für CNG/LNG in schweren Lkw in anderen Ländern**

Während schwere CNG- und LNG-Lkw in Deutschland und in vielen Teilen Europas bisher noch kaum eingesetzt werden, haben verschiedene andere Ländern bereits einen etablierten oder zumindest wachsenden Markt dieser Technologie. Hierbei sind insbesondere China, die USA, Spanien und Großbritannien zu nennen.

Ergänzend zu den vorigen Analysen dieser Studie soll daher die aktuelle Situation von CNG- und LNG-Lkw in diesen Ländern skizziert und mögliche Erfolgsfaktoren identifiziert werden, welche den Einsatz auch in Deutschland befördern könnten. Neben der Verfügbarkeit der Tankstelleninfrastruktur, welche für Europa im Kap. 5.4 behandelt wird, werden hierbei politische Förderungsinstrumente und privatwirtschaftliche Initiativen aufgeführt.

### **6.1 China**

China verfügt derzeit national über die größte Anzahl an LNG-Lkw und LNG-Tankstellen weltweit und stellt den am weitesten fortgeschrittenen Markt für einen mit Erdgas betriebenen Güterverkehr dar.

Im laufenden 12. Fünfjahresplan (2011-2015) hat die National Development & Reform Commission Chinas das erste Mal den Transportsektor als bevorzugten Einsatzbereich von Erdgas, und hier insbesondere Flüssigerdgas (LNG) adressiert. Busse, Taxis, Lkw und Binnenschiffe werden als bevorzugte Nutzer genannt [NGVJ 2012]. China will auf diese Weise bis Ende des Jahrzehnts etwa 10 % des gesamten Energiebedarfs durch Erdgas abdecken [NGVJ 2012].

Zu diesem Zweck werden an der Ostküste mehrere LNG-Importterminals und im Inland dezentrale Verflüssiger an Erdgasfeldern, die nicht ans Pipelinesystem angeschlossen sind, errichtet [NGVJ 2012]. Bereits im Mai 2013 verfügte China über 1.330 LNG-Tankstellen [NGVA 2013], was damals rund 93 % aller LNG-Tankstellen weltweit entsprach. Dazu kommen noch 400 L-CNG-Tankstellen und 3.350 CNG-Tankstellen (davon 3.150 öffentliche).

Entgegen dem Trend des Marktrückgangs für kommerzielle Fahrzeuge z. B. im Jahr 2011 konnte der Absatz von Erdgasfahrzeugen um 7,6 % gesteigert werden [Forbes 2012].

Ein Beispiel: Die Shaanxi Automobile & Equipment Co., LTD., ein Joint Venture Partner von MAN, ist einer der führenden Teilnehmer und Entwicklungspartner im staatlichen 863 Programm hinsichtlich LNG Schwerlastkraftwagen. Shaanxi A&E hatte bis Juli 2014 mehr als 6.000 LNG-Lkw in China verkauft und eine vergleichbare Zahl im Auftragsbestand. [NGVJ 2014]

[Bloomberg 2013] geht davon aus, dass im Jahr 2015 nahezu ¼ Million LNG-Schwerlastkraftwagen auf dem chinesischen Markt in Betrieb sein werden, was etwas weniger als 5 % des Bestandes von rund 5 Millionen Fahrzeugen ausmachen würde.

Nach [Forbes 2012] hat China beschlossen, in 19 Städten sogenannte „clean vehicle model zones“ einzurichten. Dazu gehören z. B. Beijing, Shanghai, Tianjin und Chongqing. Als Teil des Programmes haben Stadtregierungen politische Maßnahmen implementiert, um zur industriellen Einführung von CNG-Pkw, LNG-Schwerlast-Lkw, LPG-Motoren und direkt-einspritzende LNG-Motoren zu ermutigen. Zu diesen Maßnahmen gehören vergünstigte Kraftstoffpreise und die Errichtung von Tankstellen. Bereits Ende 2010 verfügten 80 Städte über Gastankstellen und es waren in 2010 insgesamt mehr als 1.000 CNG- und LNG-Tankstellen in Betrieb.

## 6.2 USA

Neben einer Förderung durch die US-Bundesregierung geben auch verschiedene Bundesstaaten finanzielle Unterstützung für Erdgasfahrzeuge, auch für CNG- und LNG-Lkw (z. B. Pennsylvania).

Clean Energy Fuels, eine private Firma, hat sich zum Ziel gesetzt eine die USA überspannende LNG-Betankungsinfrastruktur zu erreichen. Bis 2012 sollten 70 und bis 2013 insgesamt 150 LNG-Tankstellen errichtet sein. In 2014 waren 154 LNG-Tankstellen im Besitz von Clean Energy [Clean Energy 2014], von denen nach Aussagen des Alternative Fuels Data Center des US DoE aber nur knapp 70 als öffentlich verfügbar erscheinen [AFDC 2015]. Einer der Gründe kann sein, dass bis 2014 nur etwas mehr als 50 % der mit Erdgas im Fernverkehr betriebenen schweren Lkw mit LNG anstatt CNG betrieben wurden und daher die übrigen Tankstellen noch nicht für die Öffentlichkeit zugänglich gemacht waren.

Als ein Beispiel kann die Entscheidung der Firma Linde in den USA von 2013 dienen, 20 LNG Lkw für seine Flotte von insgesamt 700 Lkw für die Verteilung technischer Gase in Nordamerika anzuschaffen. Ferner plant Linde auf seinen Liegenschaften auch eigene LNG-Tankstellen zu errichten und damit den US-LNG-Markt entwickeln zu helfen. Linde nennt hierfür folgende Gründe [Linde 02/2013], [Linde 06/2013]:

- Reduzierte Kraftstoffkosten<sup>31</sup>

---

<sup>31</sup> In den USA gibt es keine einheitlich konsistente landesweite Besteuerung von Erdgas als Kraftstoff. Außerdem unterscheidet sich die Besteuerung in der angewendeten Basis (Volumen oder Energieinhalt) und in der Höhe von Bundesstaat zu Bundesstaat und muss von einem sogenannten „Tax Manager“ fallweise nach den jeweiligen Regeln ermittelt werden [Avalara 2015].

- Zwischen 20 und 30 Prozent reduzierter Treibhausgasfußabdruck<sup>32</sup>
- Verminderung der Abhängigkeit von importiertem Öl
- LNG-betriebene Zugmaschinen sind leichter als die Dieselfahrzeuge, die sie ersetzen, und ermöglichen Linde dadurch die Nutzlasten zu erhöhen
- LNG-betriebene Lkw sind leiser und „laufen geschmeidiger“ [Linde 2013]

### 6.3 Spanien

Spanien hat 39 öffentliche Erdgastankstellen (von insgesamt 90), von denen 15 L-CNG-Tankstellen und 3 LNG-Tankstellen sind [NGVA 2014]. Gegenwärtig sind in Spanien 150 schwere Nutzfahrzeuge mit LNG-Antrieb im Einsatz. Für 2028 werden etwa 5.000 Fahrzeuge erwartet [Economista 2014]. Spanien ist kurz davor, für LNG die Anforderungen der AFID [EU 2014] hinsichtlich der sich aus den geforderten Mindestabständen zwischen LNG-Tankstellen ergebenden Anzahl und Verteilung von LNG-Tankstellen zu erfüllen. Eine der treibenden Kräfte bei der Errichtung der LNG-Tankstellen ist Gas Natural Fenosa (GNF), der größte CNG- und LNG-Lieferkonzern in Spanien. GNF selbst betreibt 9 der 18 existierenden LNG-Tankstellen und baut in den Zeiträumen 2015/16 und 2019/20 jeweils 8 bzw. 9 zusätzliche [Economista 2014].

In Spanien hat die Stadt Madrid zur Emissionsminderung vorgeschrieben, dass ab Juni 2010 keinerlei Dieselfahrzeuge mehr angeschafft werden dürfen (auch keine hybridisierten). Zur Auswahl stehen also nur noch Gasbusse und Elektrobusse (Batterie, Brennstoffzelle, H<sub>2</sub>-VM-Bus oder Trolleybus). Aufgrund dieser Vorgabe, haben die öffentlichen Verkehrsbetriebe von Madrid EMT begonnen, ihre CNG-Bus-Flotte massiv auszuweiten. Dies bedeutete für ein neues Busdepot für anfänglich 120 Busse und 400 Busse im Endausbauzustand die Installation einer sehr leistungsfähigen Betankungsanlage (Hersteller: Galileo aus Argentinien). Diese verfügt über eine Kapazität von 24.000 Nm<sup>3</sup> CNG/h und erlaubt es, jeden Bus innerhalb von 3 Minuten mit 180 Nm<sup>3</sup> zu betanken. Dieses Beispiel für Busse zeigt, dass auch für die schnelle Betankung vieler CNG-Lkw ausreichend dimensionierte Betankungsmöglichkeiten errichtet werden könnten. Vorteil dieser Auslegung ist, dass sie ans bestehende Erdgasmiteldrucknetz angeschlossen werden kann und keine Trailieranlieferung (Druck- oder Flüssigerdgas) erfordert. Nachteil ist der prinzipiell größere Flächenverbrauch. Bei Busdepots wie auch bei anderen Betriebshöfen ließe sich jedoch die ganze Speicher- und Kompressoren-

---

<sup>32</sup> In den USA gibt es Klimainitiativen in mehreren Bundesstaaten (North America 2050, Western Climate Initiative, Regional Greenhouse Gas Initiative, Pacific Coast Collaborative, Midwest Greenhouse Gas Reduction Accord, Transportation and Climate Initiative [C2ES])

Installation auf geeignet ausgelegten Hallendächern realisieren.

In Spanien werden nach der königlichen Verordnung 989/2014 vom 28.11.2014 [RD 2014], [GNVM 2014] für schwere Nutzfahrzeuge mit LPG-, CNG-, LNG- oder Benzin-Gas-Bifuel-Antrieb für die EU-Fahrzeugklassen N2 und N3 (auch M2 und M3) folgende Fördermöglichkeiten genannt:

- 20.000 Euro Zuschuss für 18 t zulässigem Gesamtgewicht oder höher
- 10.000 Euro Zuschuss für kleiner 18 t zulässigem Gesamtgewicht

Die gewährten Beihilfen dürfen in drei Geschäftsjahren je Begünstigten 200.000 Euro nicht übersteigen. Das Gesamtbudget, das in diesem Programm zur Verfügung steht liegt bei 9,6 Mio. Euro.

Obwohl diese fahrzeugbezogene Förderung für Erdgas-Lkw erst seit kurzem besteht, hat sich LNG als Kraftstoff für schwere Nutzfahrzeuge bereits zuvor durchzusetzen begonnen.

Die Gründe liegen vermutlich darin begründet, dass

- eine hohe Verfügbarkeit von LNG besteht (Spanien ist das Land mit der größten Anzahl an LNG-Anlandeterminals in Europa),
- eine große Gasfirma sich massiv um den Ausbau der Infrastruktur kümmert (GNF) und
- LNG ist je gefahrenen Kilometer etwa 30 % kostengünstiger als Diesel [GNF 2013].

#### **6.4 Großbritannien**

Auch in Großbritannien (GB), wie in Spanien und den Niederlanden (vgl. Kap. 5.4), war die Verfügbarkeit von LNG aus Anlandeterminals (im GB das seit mehreren Jahren vorhandene Avonmouth-Terminal) ein wesentlicher Türöffner. National Grid plant, Avonmouth als LNG-Speicher ab 2018 außer Betrieb zu nehmen und ersatzweise das Grain LNG Terminal (Isle of Grain, Kent, GB) 2015 in Betrieb zu nehmen. Dieses hat eine Kapazität von 1 Mio. m<sup>3</sup> bzw. 15 Mio. t Jahreskapazität (größter Terminal in Europa) [Grain LNG 2015].

Unterstützung für Großdemonstrationen von LNG-Lkw (low carbon truck demonstration trial) wurde durch die Low Carbon Vehicles Innovation Platform bereitgestellt [Cenex 2014]. Im Januar 2014 waren allein im Rahmen dieser Großdemonstration 175 LNG-Lkw bzw. low carbon trucks und 4 Tankstellen in Betrieb. Der Großversuch sieht insgesamt 348 Dual-Fuel-Lkw und 5 reine Erdgas-Lkw, sowie 26 neue bzw. aufgerüstete Tankstellen vor. Die Gesamtfördersumme beträgt 11,3 Mio. Pfund.

## 6.5 Zusammenfassung der Erkenntnisse

Die Marktentwicklung von LNG und CNG als Lkw-Kraftstoff in China, den USA, Großbritannien, Spanien und den Niederlanden ist viel weiter als in Deutschland. Die verfügbaren globalen Statistiken zu Erdgasfahrzeugen [NGVA 2013] und [GVR 2015] unterscheiden nicht zwischen CNG und LNG, stellen mittelschwere und schwere Lkw nur summarisch dar und geben die Daten nach Verfügbarmachung wieder, also nicht auf einer konsistenten Jahresbasis. Dennoch lässt sich für China und die USA ausschnittartige über die letzten ca. 2 Jahre eine ganz klare Wachstumsdynamik ableiten, die für mittelschwere und schwere CNG- bzw. LNG-Lkw bei über 250 %/a für die USA und bei über 300 % für China liegt (siehe Tabelle 6-1). Auch Deutschland scheint hier mit einer Verdoppelung eine sichtbare Dynamik zu haben, liegt aber im Fahrzeugbestand deutlich hinter allen betrachteten Ländern zurück.

**Tabelle 6-1: Entwicklung Bestand mittelschwerer und schwerer Lkw und Busse mit Erdgasantrieb (CNG und LNG) in ausgewählten Ländern (Quelle: [NGVA 2013], [GVR 2015])**

	Mittelschwere und schwere Lkw		Zuwachs [%]	Mittelschwere und schwere Busse		Zuwachs [%]
<b>China</b>	331.531	61.905	436	1.025.531	376.025	173
	(10/2014)	(05/2013)	(17 Mon.)	(10/2014)	(05/2013)	(17 Mon.)
<b>Deutschland</b>	176	90	96	1.735	1.496	16
	(05/2014)	(06/2013)	(11 Mon.)	(05/2014)	(06/2013)	(11 Mon.)
<b>Niederlande</b>	386	341	13	686	686	0
	(06/2014)	(06/2013)	(12 Mon.)	(06/2014)	(06/2013)	(12 Mon.)
<b>Spanien</b>	1.322	1.238	7	1.609	1.547	4
	(12/2013)	(06/2013)	(6 Mon.)	(12/2013)	(06/2013)	(6 Mon.)
<b>Großbritannien</b>	600	496	21	3	3	0
	(07/2014)	(12/2011)	(20 Mon.)	(07/2014)	(12/2011)	(20 Mon.)
<b>USA</b>	22.700	4.000	468	44.300	14.600	203
	(01/2015)	(03/2013)	(22 Mon.)	(01/2015)	(03/2013)	(22 Mon.)

Haupttreiber für den Einstieg in Erdgas als Kraftstoff sind wettbewerbsfähige LNG-Kraftstoffkosten, die Notwendigkeit, Luftqualitätsprobleme zu lösen<sup>33</sup> oder der politische Wille, die

<sup>33</sup> Die Problematik der Luftreinhaltung kann jedoch regional und national unterschiedlich ausgeprägt sein und muss u.a. im Zusammenhang mit den nationalen Emissionsstandards gesehen werden (in China z. B. aktuell Euro III, in Europa Euro VI).

Abhängigkeit vom Öl zu verringern sowie die globale Wettbewerbsfähigkeit der nationalen Unternehmen zu stärken. Private Initiativen sowie staatliche Interventionen gestalten diese Märkte. Die aus der Analyse dieser Märkte gewonnenen Erkenntnisse für die deutsche Marktentwicklung sind insbesondere:

- a) die Nachfrage, die durch Einzelhandelsunternehmen (z. B. CSR – meist über den Umweltaspekt) erzeugt wird, und
- b) die effektive Mischung aus Koordination und Regulierungsinstrumenten.

Eine Übersicht der konkreten Maßnahmen bzw. Rahmenbedingungen in einigen der betrachteten Länder verdeutlicht Tabelle 6-2.

**Tabelle 6-2: Übersicht möglicher Erfolgsfaktoren zu Versorgungsausweitung und Nachfragesteigerung von CNG/LNG in anderen Ländern (Quelle: [dena 2014a] und dieser Bericht)**

	Versorgungsausweitung	Nachfragesteigerung
<b>Finanziell Anreize:</b>	Nachlässe auf Körperschaftssteuer (USA)	Kaufbonus für die ersten LNG-Lkw (SE: z. B. 17.000 € für die ersten 100 Lkw, ES 20.000 €, ab 18 t; 10.000 € bis 18 t)
	EU-TEN-V Infrastrukturförderung (z. B. LNG Blue Corridors)	Energiesteuernachlass (USA, NL)
<b>Regulierung:</b>	Fahrzeugemissionsvorgaben (China, USA, NL)	CO <sub>2</sub> -Ziele für Einzelhändler oder strenge CSR-Richtlinien, die zur Reduktion des Klimagasfussabdrucks der verkauften Produkte motivieren (USA)
		LNG-Einsatz als Kaufkriterium bei öffentlichen Ausschreibungen (China)
		Ausnahme für LNG-Lkw für Stadtzufahrtsregelungen (für China erwartet)
		Strenge Lärmbegrenzungen in einigen Städten (NL)
<b>Koordination:</b>	Von der Regierung unterstützte Industriepattformen, wie z. B. Green Deal Rijn en Wadden und National LNG Platform (NL) oder Gas Vehicle Hub (GB)	Ausnahmen von Begrenzungen des innerstädtischen Lieferverkehrs in Fußgängerbereichen oder während der Nacht (NL)



## **7 Wesentliche Ergebnisse**

Aus den dargelegten Ergebnissen dieser Studie werden der Politik nun abschließend konkrete Empfehlungen für das weitere Vorgehen und Handeln vorgeschlagen. Während des Entwicklungsprozesses eines Marktes für die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff im Straßengüterverkehr muss von gesetzgebender Seite stets zwischen unterstützender Intervention und dem Gewähren der Mechanismen der freien Marktwirtschaft abgewogen werden. Dazu sind sowohl angebots- als auch nachfragefördernde Maßnahmen ausgewogen zu implementieren.

### **7.1 Empfehlungen aus dem Fachworkshop**

Am 24.02.2015 fand ein Fachworkshop zum Thema „LNG und CNG im Lkw: Eine wirtschaftliche und umweltfreundliche Option für den zukünftigen Transportsektor?“ im Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur statt. Zu dieser Veranstaltung kamen etwa 60 Experten aus der Zuliefer- und Fahrzeugindustrie, Verladern, Transportunternehmen und Speditionen sowie Energielieferanten. Es wurden die nachfolgenden Hemmnisse in der Diskussion identifiziert und zum Teil bereits Lösungsvorschläge unterbreitet.

#### **Finanzielle Hemmnisse**

Die Wirtschaftlichkeit (Kostendelta bei den Vollkosten zwischen CNG/LNG und Diesel) ist das entscheidende Kriterium für Nutzer. Als zentrale Einflussgröße werden die Kraftstoffpreise gesehen. Hier ist das Thema Planungssicherheit insbesondere bei den Steuern auf Diesel und Gas (sowohl aus fossilen als auch erneuerbaren Quellen) das wichtigste Kriterium bei der Nutzerbewertung von CNG und LNG.

Ein „Rundum-sorglos-Paket“ (Wirtschaftlichkeit, Technik, Betankung) wie im Vortrag zum Praxisbeispiel aus den Niederlanden beschrieben, erscheint als eine zielführende Option, den Einstieg zu schaffen (z.B. feste Kilometerpreise, die sich an den TCO-Fahrzeugkosten eines Diesel-Lkw orientieren und auch bei sinkendem Dieselpreis niedriger sind).

#### **Hemmnisse bei der Fahrzeugtechnik**

Ein weiteres Hemmnis ist, dass es derzeit nur wenige Lkw von Herstellern mit Gasmotoren auf der Basis vorhandener Dieselmotorblöcke gibt. Vorhandene Lkw mit Gasmotoren adressieren eher die niedrigere Leistungsklasse bis ca. 340 PS. Eine Entwicklung von leistungstärkeren Gasmotoren (420-480 PS) analog zum Diesel mit abgestimmten Automatikgetrieben wird durch Fahrzeughersteller erst dann erfolgen, wenn eine kritische Masse an Fahrzeugkäufern in Aussicht steht.

Mit den aktuell angebotenen Gas-Lkw wird eine Einführung in Deutschland vor allem in den Regionen erfolgen können, die Verkehre auf topographisch ebenen Routen abwickeln. Eine

größere Modellvielfalt an Fahrzeugen für unterschiedliche Einsatzbereiche ist frühestens in einigen Jahren zu erwarten.

Die technischen Potenziale zur Reduktion des Kraftstoffverbrauchs der Gasmotoren für schwere Lkw sind mittelfristig unklar. Aktuell werden nur Euro VI-Fahrzeuge mit stöchiometrisch betriebenen Monofuel-Motoren angeboten, deren Wirkungsgrad deutlich geringer als bei entsprechenden Dieselmotoren ist. Motorenkonzepte mit höheren Wirkungsgraden, darunter Dual-Fuel-, HDPI-, und lean-burn-Motoren, werden derzeit von keinem Hersteller konkret angekündigt. Erste vorbereitende Maßnahmen sind von einem Hersteller erkennbar [Westport 2015b]. Die Entwicklung solcher Motoren ist voraussichtlich mit zusätzlichen Abgasminderungssystemen und Entwicklungskosten verbunden.

Von der Nutzerseite wird ein Hemmnis bei der Sattelhöhe gesehen. Bedingt durch die bei LNG-Lkw notwendigen Spezialtanks, sind keine niedrigen Sattelhöhen möglich, sodass keine Sattelaufleger mit drei Meter Innenladehöhe gezogen werden können. Hierfür wäre eine Weiterentwicklung der Spezialtanks notwendig. Vergleichbares gilt für die Unterbringung größerer CNG-Tankmodule hinter der Fahrerkabine, welche eine regulatorische Anpassung hinsichtlich der Fahrzeuglänge erfordern und ausreichende Reichweiten auch für CNG-Sattelzüge ermöglichen würde.

### **Hemmnisse bei Markteintritt und Infrastrukturaufbau**

Es ist sinnvoll, genau wie in den Niederlanden mit Lkw-Flotten in Verteilerverkehren mit großem Transportaufkommen zu beginnen, bei denen die Lkw werktäglich an ihren Betriebshof bzw. ihr Logistikzentrum zurückkehren. Dies ermöglicht die Realisierung von betriebseigenen oder -nahen Tankstellen mit hoher Kapazität und hohem Durchsatz, wodurch die Wirtschaftlichkeit für die Betreiber gesteigert und das Risiko von Boil-off-Gas verringert werden können.

Initiatoren sollten ähnlich wie in den Niederlanden auch Verlader sein, die aufgrund von Vorteilen von CNG/LNG-Lkw bezüglich der Lärmemissionen solche Transporteure bevorzugen, die mit leiseren Lkw unterwegs sind, um bestehende regulatorische Anforderungen erfüllen zu können (z.B. Belieferung in Tagesrandlagen oder nachts). Transporteure und Verlader, die gezielt mit einem umweltfreundlichen Kraftstoff wie Biogas bzw. Biogas/Erdgas-Mischungen mit hohem Biogasanteil fahren wollen, sind potenzielle Erstnutzer.

Insgesamt wird ein organisches Wachstum des Marktes (über Einzel(flotten)verkehre und Komplettservice-Pakete) als erfolgversprechend angesehen. In diesem Sinne werden die fünf neuen LNG-Tankstellen, die Rolande LNG im Jahr 2015 in den Niederlanden baut, alleamt in Nachbarschaft zu Kunden bzw. Logistikunternehmen errichtet.

Auch der Aufbau eines flächendeckenden Tankstellennetzes in Deutschland wird für die

Markteintrittsphase von CNG und LNG im Lkw-Verkehr nicht als zwingend notwendige Voraussetzung gesehen. Vielmehr soll dieses Netz in den ersten Jahren durch die sich entwickelnden Einzelverkehre gestaltet werden. Somit ist die Errichtung einer Tankstelleninfrastruktur am TEN-V Straßennetz kein notwendiger, erster Schritt.

In einem ersten Schritt ist es wichtig, Lkw mit Gasmotoren ohne Veränderungen von Routen oder sonstigen logistischen Rahmenbedingungen nahtlos in Diesel-Flotten integrieren zu können.

Die Entwicklung der Infrastruktur zur LNG-Betankung wird nach Einschätzung von Experten von den Seehäfen ausgehen (Rotterdam, Zeebrugge, Swinoujscie und zukünftig voraussichtlich Brunsbüttel und auch weitere wie Hamburg, Bremen, Rostock), wo bereits erste Anlagen existieren, geplant sind oder zumindest erste Prüfungen zum Bau von LNG-Terminals stattfinden. Auch werden dem Transport von LNG per Binnenschiff auf dem Rhein (z. B. Anbindung eines zukünftigen LNG-Terminals im Hafen Duisburg) und einer sich parallel entwickelnden Infrastruktur Realisierungschancen eingeräumt.

### **Vernetzung der Akteure**

Aktuell gibt es eine Reihe von CNG/LNG-Initiativen in Deutschland, z. B. durch Erdgas Mobil oder die dena. Der Aufbau einer gebündelten Plattform aus Unterstützern von CNG/LNG-Lkw wird als wichtig angesehen. Nach Meinung einiger Teilnehmer fokussiert die bestehende Initiative Erdgasmobilität nicht speziell auf schwere Lkw und LNG. Auch sei der Bekanntheitsgrad bei Logistikunternehmen derzeit noch gering. Die Firma GasRec und die Energieagentur NRW äußerten Interesse, eine LNG-Plattform in Deutschland zu initiieren bzw. sich zu beteiligen. Weiterhin wurde eine Verbindung mit der Maritimen Plattform LNG e. V. angesprochen.

### **Politische Instrumente**

Die Anrechnung von Biomethan auf die Treibhausgas-Quote auch nach dem Jahr 2020 ist ein wichtiges Instrument, um die Einführung von Gas-Lkw zu unterstützen.

Eine Verringerung der Schadstoffemissionen über Euro VI hinaus ist auch beim Gasmotor nicht ohne Herausforderungen (Abgastemperatur und Methanschlupf wurden in diesem Zusammenhang genannt). Nach Meinung einzelner Akteure könnte der Gasmotor bei weiter steigenden Emissionsanforderungen diese jedoch insgesamt leichter erfüllen.

Es wird vorgeschlagen, dass die Politik Nachhaltigkeitsziele für schwere Lkw festlegt und technologieneutral erste nachhaltige Lkw-Verkehre gezielt fördert (z. B. durch eine entsprechende Mautspreizung oder durch die Erlaubnis zur Nutzung von Busspuren).

Die Erfahrung in den Niederlanden zeigt, dass sich der Standardisierungs- und Genehmigungsprozess aufgrund unzureichender Abstimmungen bei den genehmigenden Stellen sehr

langwierig gestaltet. An dieser Stelle kann/sollte die Politik regulatorisch ein- bzw. vorgehen. Hier ist zum Beispiel eine Harmonisierung von Genehmigungsprozessen auf der Grundlage einheitlicher Standards und vorhandener rechtlicher Grundlagen hilfreich. Auch können Zuschläge für Nutzlasten bzw. ein erhöhtes zulässiger Gesamtgewicht in Höhe der zusätzlichen Aufwendungen für Komponenten im Zusammenhang mit alternativen Antrieben gestattet werden. Dies ist beispielsweise im Fall von Elektrofahrzeugen in Frankreich erlaubt.

Grundsätzlich bedarf es strategischer Entscheidungen, ob die begrenzten erneuerbaren Rohstoff- und Energiemengen und die daraus resultierenden Energieträger beliebig eingesetzt oder sektoral gelenkt eingesetzt werden sollen.

## **7.2 Handlungsempfehlungen zur Beseitigung von Hemmnissen**

### **7.2.1 Ausgestaltung des nationalen Strategierahmens**

Die unmittelbare und gemeinsame **Ausgestaltung eines nationalen Strategierahmens** durch alle wichtigen Akteure.

Im Dialog sollen konsens- und tragfähige Ziele und Maßnahmen entwickelt werden. Arbeitsgruppen können dabei Detailprobleme diskutieren und bewältigen, wie beispielsweise die Entwicklung hocheffizienter Erdgasmotoren, die technische Standardisierung von LNG oder die Genehmigungsverfahren für LNG-Tankstellen. In diesem Rahmen ist auch der konkrete Weg zur Schaffung einer LNG/CNG-Tankstelleninfrastruktur in Deutschland zu beschreiben. Dabei ist eine Förderung der Infrastruktur basierend auf den Interessen potenzieller Erstnutzer sowie eine Förderung für Standorträume zu entwickeln, die aus Sicht der AFID [EU 2014] zur flächendeckenden Bereitstellung entlang des TEN-V Straßennetzes von CNG und LNG für schwere Lkw zu errichten ist.

Während die Bundesregierung im Pkw-Verkehr bereits Ziele für die bis 2020 und 2030 zu erreichende Anzahl an Elektrofahrzeugen formuliert hat, fehlt eine solche Absichtserklärung bisher noch für den Lkw-Verkehr. Im Anbetracht der nationalen Klimaschutzziele sowie des potenziellen Beitrags von Erdgasfahrzeugen zur Reduktion der THG-, aber auch der Schadstoff- und Lärmemissionen, sollte die Bundesregierung **Ziele für die Markteinführung von Erdgas** formulieren. Dazu können beispielsweise Aussagen zur Anzahl an CNG- und LNG-Fahrzeugen oder deren Anteil am Kraftstoffverbrauch gehören. In diesem Zusammenhang wäre es hilfreich, wenn als verlässlicher Rahmen für die künftig wachsende Rolle erneuerbarer Energien im Verkehr zusätzlich eindeutige **Zielsetzungen für die Reduktion von Treibhausgasemissionen im Verkehr auf dem Pfad bis 2050** entwickelt werden, wie das in anderen Energiesektoren bereits geschehen ist.

Der Aufbau einer **nationalen Informations- und Vernetzungs-Plattform** für Akteure und Unterstützer von CNG/LNG im Straßengüterverkehr.

Diese Plattform soll dafür sorgen, dass die Interessen der Beteiligten abgestimmt und gemeinsame Ziele formuliert werden. Auch soll der Bekanntheitsgrad der Nutzung von CNG und LNG als Kraftstoff für schwere Lkw bei Logistikunternehmen verbessert werden. Einige bereits bestehende Interessenvertretungen aus der Energiebranche stehen bereit, diese Plattform mit aufzubauen bzw. sind bereits dabei, dies zu tun. Die Politik kann solche Aktivitäten koordinierend unterstützen. Dazu sind Logistikbranchen und -zentren sowie Akteure, allen voran Transportunternehmen (Early Adopter) und Investoren, die eine regionale CNG bzw. LNG-Nachfrage und -Nutzung garantieren, zu identifizieren und zur Mitarbeit, beispielsweise durch die **Unterstützung von Pilotprojekten**, zu motivieren. Der Zweck der Plattform ist es, Interessen und Kompetenzen zu bündeln und gemeinsam die Nutzung von CNG und LNG im Güterverkehr und insbesondere im Lkw voranzubringen. Ziel einer solchen Plattform speziell für die Nutzung von CNG und LNG im Straßengüterverkehr ist es, dass die Politik einen Ansprechpartner in Form einer Interessenvertretung hat, mit der gemeinsame Ziele und ein Förderrahmen vereinbart werden können. Nur durch einen kontinuierlichen Austausch der Politik mit einer Interessenvertretung der Stakeholder können die heute vorhandenen Hemmnisse durch gemeinsame Maßnahmen und Anstrengungen überwunden werden.

Der Prozess der Implementierung von insbesondere LNG als Kraftstoffalternative für schwere Lkw in Deutschland sollte vor dem Hintergrund der vielfach grenzüberschreitenden Fernverkehre in steter **Abstimmung mit den Anrainerstaaten** geführt werden. So kann eine gegenseitige Anschlussfähigkeit der nationalen Infrastrukturen erreicht werden und durch technische Standardisierungen, bspw. der Tankvorrichtung, eine europaweite Nutzung von LNG erleichtert werden. Die Bundesrepublik Deutschland sollte hierbei zusammen mit anderen Staaten, die bislang einen Erfahrungsvorsprung haben, gegebenenfalls eine Vorreiterrolle bei der flächendeckenden Ausgestaltung einnehmen.

### 7.2.2 Förderung von CNG und LNG im Straßengüterverkehr

Die Förderung von CNG und LNG im Straßengüterverkehr durch entsprechende ordnungspolitische Regelungen (z. B. Besteuerung, Quoten, Investitionsförderung, Maut) kann sich grundsätzlich auf den Kraftstoff, das Fahrzeug und den Verkehr beziehen.

Möglich ist diese z. B. durch die Definition von Nachhaltigkeitszielen für schwere Lkw, eine **technologieneutrale Förderung nachhaltiger Lkw-Verkehre**, die Weiterführung der steuerlichen Begünstigung von Erdgas, Biomethan und EE-Methan nach dem Jahr 2018 sowie die Einbeziehung von Gaskraftstoffen in die Treibhausgas-Quote für flüssige Kraftstoffe. Begleitend zur Umsetzung von Fördermaßnahmen sollte ein entsprechendes Monitoring die erzielten Effekte hinsichtlich der kosteneffizienten Reduktion von THG-

Emissionen des Straßengüterverkehrs erfassen. Damit soll die Strategie und entsprechende Maßnahmen evaluiert und weiterentwickelt werden.

Auch ein perspektivisches Abschmelzen der steuerlichen Vergünstigung, z.B. in Abhängigkeit der jährlichen Anzahl von Neuzulassungen, sollte dabei Gegenstand weiterer Untersuchungen sein. Im Straßengüterverkehr erscheint die zeitweilige **Befreiung oder Reduktion von CNG- und LNG-Lkw von der Lkw-Maut** ein weiterer wirkungsvoller Anreizmechanismus. Hierfür könnten auch technologieneutrale Kriterien, wie die spezifischen Treibhausgas- oder Schadstoffemissionen (mit Berücksichtigung von Minderungen über Euro VI hinaus) in die Mautsystematik aufgenommen werden.

Die Politik sollte **Gesetze und Vorschriften anpassen**, damit die Nutzung von CNG und LNG durch angemessene rechtliche Rahmenbedingungen verbindlich vorgegeben, aber auch erleichtert wird. Dies betrifft zum Beispiel das Bundesimmissionsschutzgesetz § 37, das Mindestanteile von Biokraftstoffen und verbindliche Quoten zur Treibhausgasminderung vorschreibt. Die Fahrzeugkonstruktion, wie zum Beispiel die Fahrzeuglänge, betreffend, sollten Regelungen ermöglicht werden, die das Mitführen von ausreichend großen Erdgastanks nicht einschränken. Genehmigungsverfahren für die LNG-Tankstellen, die in der Verantwortung der örtlichen Genehmigungsbehörden erfolgen, sollten auf einheitlichen Grundlagen und technischen Spezifikationen durchgeführt werden, um Kostenrisiken für die Investoren zu vermindern. Hierzu sind bisherige Erfahrungen zum Beispiel auch zu Genehmigungsverfahren in den Niederlanden zu berücksichtigen und als Rahmen oder Richtlinie kontinuierlich zu entwickeln, dies aber zumindest harmonisiert auf europäischer Ebene (CEN), vorzugsweise international abgestimmt (ISO). Hierbei kann die vorgeschlagene **nationale Plattform für Erdgas-Lkw** die Rolle übernehmen, der Politik konkrete Vorschläge zu unterbreiten.

Den wesentlichen Flaschenhals für Biomethan als Kraftstoff stellt derzeit die Nutzungsseite dar: in 2013 wurden im Rahmen der Biokraftstoffquotenverpflichtung oder einer Steuerentlastung 0,49 TWh (1,75 PJ [BLE 2014]) Biomethan in Verkehr gebracht. Die vorhandenen Produktionskapazitäten für Biomethan könnten etwa die dreifache Menge des derzeit im Verkehrssektor eingesetzten Erdgases (CNG) bereitstellen. Das technische Potenzial, resultierend aus entsprechend geeigneten Rohstoffmengen, würde wiederum einen weiteren Ausbau der Kapazitäten ermöglichen, einen **Marktzugang der Bio-CNG bzw. perspektivisch Bio-LNG** Mengen vorausgesetzt.

Um das Potenzial zur Treibhausgasvermeidung durch signifikante Anteile von erneuerbarem **Methan** (zunächst Biomethan, in Folge dann überwiegend EE-Methan) zu erschließen, müssen zunächst entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden. Eine Quotenverpflichtung für gasförmige Kraftstoffe besteht derzeit nicht (siehe 3.4.3) und die Bereitstellungskosten von Bio-CNG bzw. Bio-LNG liegen heute etwa 70 % und auf absehbare

Zeit (bis 2030) etwa 33 % bzw. 20 % über denen von fossilem CNG bzw. LNG (siehe Tabelle 4-16). Die Bereitstellung von biogenem CNG bzw. LNG ist dabei aufgrund volatiler Rohstoffpreise mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Mit Blick auf dieses Delta und verbunden mit dem Ziel eines signifikanten Einsatzes von regenerativen Alternativen zu fossilem CNG und LNG, bedarf es daher gezielter ordnungspolitischer Fördermaßnahmen. Deren Ausgestaltung kann sich an unterschiedlichen Zielen orientieren, bspw. der Angleichung der Kosten oder der Minimierung der Treibhausgasemissionen. Zudem können die Maßnahmen prinzipiell als Bonus und/oder Malus ausgestaltet sein. Neben einer angepassten Quotenregelung (z. B. Erweiterung der derzeit geltenden Verpflichtung auf Gaskraftstoffe) sind auch zahlreiche weitere Möglichkeiten denkbar, z. B. separate Steuerregelungen für entsprechende Kraftstoffe oder Fahrzeuge, auch mit CO<sub>2</sub>-Bezug, technologieoffene Investitionsförderungen u.s.w.

Damit Power-to-Gas relevant zum Ziel einer sowohl wirtschaftlichen als auch klimafreundlichen Energieversorgung im Verkehr beitragen kann, sind bei der Weiterentwicklung der politischen Rahmenbedingungen vor allem zwei Dinge zu beachten: Zum einen muss die **Power-to-Gas-Technologie wirtschaftlich darstellbar** werden. Dies könnte sowohl durch eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben als auch durch eine preisliche Abbildung potenzieller Flexibilitätsdienstleistungen von Power-to-Gas-Anlagen (z. B. im Rahmen des Regelenenergiemarktes) geschehen. Zum anderen sollten wirksame Instrumente – wie die Anpassung von Kostenverteilung und Umlagen sowie die Integration in den Kraftstoffmarkt (Details siehe Kapitel 8.3 der MKS-Studie zu Power-to-Gas [MKS 05/2014]) – für den Einsatz von erneuerbarem Strom für Power-to-Gas entwickelt werden, damit diese Technologie relevant zur Treibhausgasreduktion beitragen kann. Die technischen Kraftstoffpotenziale aus erneuerbarem Strom in Deutschland sind auch ohne Importe signifikant.

Im Rahmen einer **gesonderten Untersuchung** sollten potenzielle Möglichkeiten zur Erhöhung des Anteils von erneuerbarem **Methan** im CNG/LNG und damit zur Reduktion von THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs näher betrachtet werden. Dabei sollten grundsätzlich denkbare Fördermöglichkeiten systematisch aufbereitet und im Rahmen einer Folgeabschätzung hinsichtlich verschiedener Kriterien, v. a. Kosteneffizienz und Treibhausgasvermeidung, vergleichend bewertet werden. Darauf aufbauend können dezidierte Handlungsempfehlungen erarbeitet werden.

Begleitend zu den genannten Fördermaßnahmen sollten die erzielten Effekte hinsichtlich der kosteneffizienten Reduktion von THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs durch ein entsprechendes **Monitoring** flankiert werden. Darauf aufbauend können die Strategie und entsprechende Maßnahmen evaluiert und kontinuierlich weiterentwickelt werden, unter Berücksichtigung des aktuellen Entwicklungsstandes bei Antrieben und Kraftstoffen.

Um die technische **Entwicklung und Optimierung der Gas-Technologie** sowohl auf Seiten der Fahrzeuge, als auch auf Seiten der Kraftstoffbereitstellung und Infrastruktur voranzutreiben, sind entsprechende Forschungsvorhaben finanziell zu unterstützen. Hierbei gibt es einige notwendige Entwicklungen bei der Technik der Tankstellen oder den Tanks an Fahrzeugen, sodass diese niedrigere Sattelzughöhen und damit Sattelzugtrailer mit höherem Laderaum bzw. auch längere Sattelzüge zur besseren Unterbringung der Speicher erlauben.

### 7.2.3 Förderung der Schaffung einer CNG/LNG-Tankstelleninfrastruktur

Es muss der nationale Strategierahmen zur Schaffung einer CNG/LNG-Tankstelleninfrastruktur in Deutschland entwickelt werden. Hierzu ist eine **Förderung der Infrastruktur** basierend auf den Interessen potenzieller Erstnutzer sowie eine Förderung für Standorträume zu entwickeln, die aus Sicht der AFID zur flächendeckenden Bereitstellung von CNG und LNG für schwere Lkw entlang des TEN-V Straßennetzes zu errichten ist, sofern die Kosten im Vergleich zum Nutzen, einschließlich des Nutzens für die Umwelt, nicht unverhältnismäßig sind [EU 2014].

Um belastbarere Aussagen zur Nachfrage und dem zu schaffenden Angebot an CNG und LNG treffen zu können, sind **weiterführende Modellierungen und Simulationen** erforderlich. Auf diese Weise kann u. a. die Anzahl an Fahrten von CNG- und LNG-Lkw, deren resultierende Verkehrsleistung und die sich in Abhängigkeit von der Dichte des Tankstellennetzes ergebenden Mehrkilometer errechnet werden. Auch können beim weiteren Ausbau der CNG/LNG-Tankstelleninfrastruktur mit Hilfe einer Modellierung die geeigneten Standorte identifiziert und unter Berücksichtigung weiterer wichtiger Parameter geplant werden.

Sollte die Nachfrage nach CNG und/oder LNG durch schwere Lkw im Laufe der Zeit stark ansteigen, werden sich sowohl das Tankstellennetz als auch die Abgabekapazitäten einzelner Tankstellen aus damit verbundenen wirtschaftlichen Interessen der Betreiber eigenständig weiterentwickeln bzw. verdichten.



## Abkürzungsverzeichnis

AFID	Alternative Fuels Infrastructure Directive, EU-Richtlinie 2014/94/EU [EU 2014]
AT	Österreich
AZS	Automatische Zählstellen am Bundesfernstraßennetz
BAB	Bundesautobahn
BASt	Bundesanstalt für Straßenwesen
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetzes
CEN	Comité Européen de Normalisation (Europäisches Komitee für Normung mit Sitz in Brüssel)
CH	Schweiz
CNG	Compressed Natural Gas (Druckerdgas)
CZ	Tschechische Republik
dena	Deutsche Energie-Agentur
DFTG	Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft
DPF	Diesel-Partikelfilter
DTV	Durchschnittlich tägliche Verkehrsstärke
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Abgasnorm: Enhanced Environmentally Friendly Vehicles
EE	aus erneuerbaren Strom hergestellter Kraftstoff
EU	Europäische Union
FAME	Fatty Acid Methyl Ester (Fettsäuremethylester)
FQD	Fuel Quality Directive (Kraftstoffqualitätsrichtlinie)
GB	Großbritannien
HPDI	High Pressure Direct Injection (Hochdruck-Direkteinspritzung)
ISO	International Organization for Standardization (Internationale Organisation für Normung mit Sitz in Genf)
KBA	Krafftahrt-Bundesamt
Kfz	Kraftfahrzeug
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquified Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)

L-CNG	Liquefied-Compressed Natural Gas (Druckerdgas durch Verdampfung und Verdichtung aus Flüssigphase erzeugt)
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung
MwSt.	Mehrwertsteuer
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NGVA Europe	Natural & bio Gas Vehicle Association Europe
NL	Niederlande
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
NOx	Stickoxide
Pkw	Personenkraftwagen
PL	Polen
PM	particulate matter (Partikel)
PS	Pferdestärken (Leistungseinheit für Motoren)
PtG	Power-to-Gas (strombasierter Wasserstoff, Methan)
PtL	Power-to-Liquid (strombasierte Flüssigkraftstoffe)
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare Energien Richtlinie)
SCR	Selective Catalytic Reduction (selektive katalytische Reduktion)
SV	Schwerverkehr
TCO	Total Cost of Ownership (Gesamtbetriebskosten)
TEN-V	Transeuropäische Netze – Verkehr
THG	Treibhausgas
TLS	Technische Lieferbedingungen für Streckenstationen
TTW	Tank-to-Wheel (Kraftstoffnutzung im Fahrzeug)
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
WHTC	World-wide Harmonized Transient Cycle (weltweit harmonisierter Emissionsprüfzyklus)
WTT	Well-to-Tank (Kraftstoffvorkette)
WTW	Well-to-Wheel (Kraftstoffvorkette und -nutzung)
zGG	zulässiges Gesamtgewicht

## Quellenverzeichnis

- [ADK 2015] ADK Gas-Technologies GmbH; Neue Hoffnung für LNG-Terminal am Jadebusen; letzter Abruf am 07.04.15 unter <http://www.adk-gas.de/news-single/neue-hoffnung-fuer-Ing-terminal-am-jadebusen.html>.
- [Adler u.a. 2014] Adler, P.; Billig, E.; Brosowski, A.; Daniel-Gromke, J.; Falke, I.; Fischer, E.; Grope, J.; Holzhammer, U.; Postel, J.: Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. 5. Auflage. Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2014. ISBN 3-00-018346-9.
- [ADPO 2015] ADPO Group: ADPO LNG Filling Station a First for Belgium; letzter Abruf am 12.05.15 unter <http://www.ngvglobal.com/blog/adpo-Ing-filling-station-a-first-for-belgium-0519>.
- [AFDC 2015] Alternative Fuels Data Center der Energy Efficiency & Renewable Energy Website de US Department of Energy; letzter Abruf am 29.05.15 unter [http://www.afdc.energy.gov/locator/stations/results?utf8=%E2%9C%93&location=&fuel=LNG&private=false&planned=false&owner=all&payment=all&radius=false&radius\\_miles=5&Ing\\_vehicle\\_class=all](http://www.afdc.energy.gov/locator/stations/results?utf8=%E2%9C%93&location=&fuel=LNG&private=false&planned=false&owner=all&payment=all&radius=false&radius_miles=5&Ing_vehicle_class=all).
- [AGEB 2014] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2013; Stand September 2014; letzter Abruf am 16.04.15 unter <http://www.ag-energiebilanzen.de>.
- [AMI] MarktWoche Ölsaaten & Biokraftstoffe. Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH, 2009-2015
- [Avalara 2015] Taxing Natural Gas as a Motor Fuel - Overcoming the New Challenges of Tax Compliance; letzter Abruf am 27.05.15 unter <http://www.avalara.com/learn/whitepapers/taxing-natural-gas-as-a-motor-fuel/>.
- [BAFA] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Amtliche Mineralöl- und Rohölgeldaten; letzter Abruf unter [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel\\_roh\\_oel/amtliche\\_mineraloel\\_daten/](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_roh_oel/amtliche_mineraloel_daten/).
- [Basshuysen u.a. 2015] van Basshuysen, R.(Hrsg.): Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb: Wege zur klimaneutralen Mobilität. 2015. Aufl. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2015 — ISBN 9783658071585
- [BAST 2008] Bundesanstalt für Straßenwesen: Güterkraftfahrzeugverkehr 2008; letzter Abruf am 21.04.15 unter [http://www.bast.de/DE/Statistik/Verkehrsdaten-Downloads/AVZ/G%C3%BCterkraftfahrzeugverkehr-2008.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bast.de/DE/Statistik/Verkehrsdaten-Downloads/AVZ/G%C3%BCterkraftfahrzeugverkehr-2008.pdf?__blob=publicationFile&v=1) <http://www.bast.de/DE/FB-V/Fachthemen/v2-verkehrsaeh->

- [lung/Aktuell/zaehl\\_aktuell\\_node.html?nn=624736&cms\\_strTyp=A&cms\\_map=0.](http://www.bast.de/DE/Aktuell/zaehl_aktuell_node.html?nn=624736&cms_strTyp=A&cms_map=0)
- [BAST 2010] Bundesanstalt für Straßenwesen: Verkehrsmengenkarte Schwerverkehr auf BAB 2010; letzter Abruf am 10.02.15 unter [http://www.bast.de/DE/Statistik/Verkehrsdaten-Downloads/2010/schwerlastverkehr-2010.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bast.de/DE/Statistik/Verkehrsdaten-Downloads/2010/schwerlastverkehr-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=1) [http://www.bast.de/DE/FB-V/Fachthemen/v2-verkehrszaeh-lung/Aktuell/zaehl\\_aktuell\\_node.html?nn=624736&cms\\_strTyp=A&cms\\_map=0.](http://www.bast.de/DE/FB-V/Fachthemen/v2-verkehrszaeh-lung/Aktuell/zaehl_aktuell_node.html?nn=624736&cms_strTyp=A&cms_map=0)
- [BAST 2013] Bundesanstalt für Straßenwesen: Automatische Zählstellen 2013 – Tabellenansicht; letzter Abruf am 10.02.15 unter [http://www.bast.de/DE/FB-V/Fachthemen/v2-verkehrszaeh-lung/Aktuell/zaehl\\_aktuell\\_node.html?nn=624736&cms\\_strTyp=A&cms\\_map=0.](http://www.bast.de/DE/FB-V/Fachthemen/v2-verkehrszaeh-lung/Aktuell/zaehl_aktuell_node.html?nn=624736&cms_strTyp=A&cms_map=0)
- [BAST 2015] Bundesanstalt für Straßenwesen: Erfassungsarten nach TLS; BAST; letzter Abruf am 10.02.15 unter [http://www.bast.de/DE/FB-V/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/pdf-dateien/erfassungsarten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4.](http://www.bast.de/DE/FB-V/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/pdf-dateien/erfassungsarten.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [Bauer & Schmittinger 1996] Bauer, H.; Schmittinger, C.: Prozeßkettenanalyse und Verfügbarkeit von Erdgas als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge; Endbericht; Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) Oktober 1996.
- [Biogasrat 2011] Thrän, D., Majer, S., Gawor, M., Bunzel, K., Daniel-Gromke, J. (DBFZ); Weber, C., Eickholt, V., Bauermann, K. (Universität Duisburg-Essen): Optimierung der Marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit. Studie des Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) und der Universität Duisburg-Essen i.A. des Biogasrat, Mai 2011. [http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Studien/EEG\\_2012\\_Studie\\_Biogasrat.e.V.\\_Download.pdf](http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Studien/EEG_2012_Studie_Biogasrat.e.V._Download.pdf)
- [BKG 2012] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie: Übersichtskarte Deutschland: Autobahnen in Deutschland, 2012; letzter Abruf am 10.02.15 unter [http://www.bkg.bund.de/nn\\_147094/SharedDocs/Download/DE-Karten/Deutschland-Autobahn2012-A3.templateId=raw.property=publicationFile.pdf/Deutschland-Autobahn2012-A3.pdf.](http://www.bkg.bund.de/nn_147094/SharedDocs/Download/DE-Karten/Deutschland-Autobahn2012-A3.templateId=raw.property=publicationFile.pdf/Deutschland-Autobahn2012-A3.pdf)
- [BLE 2014] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung: Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2013, Bonn 2014; letzter Abruf am 09.03.15 unter

- [http://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/02\\_Kontrolle/05\\_NachhaltigeBio masseerzeugung/Evaluationsbericht\\_2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/02_Kontrolle/05_NachhaltigeBio masseerzeugung/Evaluationsbericht_2013.pdf?__blob=publicationFile).
- [Bloomberg 2013] Bloomberg: China's LNG Trucks May Rise Fivefold by 2015, 14 March 2013; Abruf unter <http://www.bloomberg.com/news/2013-03-14/china-s-lng-trucks-may-increase-fivefold-by-2015-bernstein-says.html>.
- [BMUB 2014] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014.
- [BMVBS 1998] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung (VwV-StVO) vom 22. Oktober 1998 in der Fassung vom 11. November 2014; Oktober 1998; letzter Abruf am 03.03.15 unter [http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund\\_26012001\\_S3236420014.htm](http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_26012001_S3236420014.htm).
- [BMVI 2015] Bundesministerium für Verkehr und Digitale Infrastruktur: Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung; letzter Abruf am 07.04.15 <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Konventionelle-Energietraeger/gas,did=292330.html>.
- [BMW i 2014a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Bekanntmachung zur Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung. Bundesanzeiger BA nZ AT 30.06.2014, Berlin.
- [BMW i 2014b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Flüssigerdgas als Beitrag zur Diversifizierung von Erdgasbezugsquellen, Mai 2014; letzter Abruf am 07.04.15 unter <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/18/012/1801299.pdf>.
- [Bundesregierung 2013] Die Bundesregierung: Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 18. Legislaturperiode, 2013
- [C2ES] Center for Climate and Energy Solutions: Multi-State Climate Initiatives, Center for Climate and Energy Solutions; letzter Abruf am 27.05.15 unter <http://www.c2es.org/us-states-regions/regional-climate-initiatives> und <http://www.c2es.org/us-states-regions>.
- [Cenex 2014] Cenex: Low Carbon Truck Trial; Abruf unter <http://www.cenex.co.uk/programme-development/low-carbon-truck-trial/>
- [Chart 2011] Emmer, C., Chart Distribution and Storage Systems: Evolving LNG Fueling System Designs to Meet New Market Realities; 18 May 2011.
- [Clean Energy 2014] NGT News: Clean Energy CEO Tackles LNG Criticism Head-On, NGTNEWS, 10 Febr. 2014; Abruf unter [http://www.ngtnews.com/e107\\_plugins/content/content.php?content.9479#.VMeUdrlugTQ](http://www.ngtnews.com/e107_plugins/content/content.php?content.9479#.VMeUdrlugTQ)
- [CNHi 2014] LNG Applications in Medium Long Transportation - The Iveco Vision. Giovanni Margaria. EMEA-CNHi Institutional Relation. 10th Integer Emissions Summit Europe 2014.

- [Daimler 2015] Angaben Daimler AG im Anschluss an die Diskussion im MKS-Fachworkshop am 24.02.2015, persönliche Mitteilung M. Schuckert, Mai 2015.
- [Daimler 2014] Daimler AG: LNG for HDVs – a real Option for Europe ? Dr. Manfred Schuckert. Hannover, September 28th, 2014.
- [DBFZ u.a. 2013] DBFZ; KTBL; TI; Schnutenhaus & Kollegen: Leitfaden Biogas von der Gewinnung zur Nutzung, Hrsg.: Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow 2013; letzter Abruf am 01.04.15 unter [http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas\\_2013\\_web\\_komp.pdf](http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas_2013_web_komp.pdf).
- [DBFZ 2014a] Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Hillebrand, K.; Naumann, K.; Scheftelowitz, M.; Ziegler, D.; Witt, J.; Beil, M.; Beyrich, W.: Stromerzeugung aus Biomasse; Deutsches Biomasseforschungszentrum; Leipzig 2014; letzter Abruf am 18.08.14 unter [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Berichte/Monitoring\\_ZB\\_Mai\\_2014.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Berichte/Monitoring_ZB_Mai_2014.pdf).
- [DBFZ 2014b] Naumann, K., Oehmichen, K., Zeymer, M.: Monitoring Biokraftstoffsektor, DBFZ Report 11 (2. Auflage). ISSN 2197-4632. Leipzig 2014. [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/DBFZ\\_Reports/DBFZ\\_Report11A\\_web.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/DBFZ_Report11A_web.pdf)
- [dena 2013] dena: Branchenkompass: Biomethan in KWK, Deutsche Energie-Agentur, Berlin 11/2013; letzter Abruf am 24.03.15 unter [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/biomethan\\_kwk\\_broschuere\\_final.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/biomethan_kwk_broschuere_final.pdf).
- [dena 2014a] Dirk Peters-von Rosenstiel et.al., LNG in Germany: Liquefied Natural Gas and Renewable Methane in Heavy-Duty Road Transport - What it can deliver and how the policy framework should be geared towards market entry, September 2014.
- [dena 2014b] Initiative Erdgasmobilität. 2. Zwischenbericht. Koordination: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Schirmherrschaft: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).
- [DFTG 2015] Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mbH; letzter Abruf am 07.04.15 unter <http://www.dftg.de/>.
- [DGC 2012] Danish Gas Technology Centre: LNG – Status in Denmark: Technology and potential; Hørsholm; 2012; letzter Abruf am 31.03.15 unter <http://www.risoe.dk/rispubl/NEI/NEI-DK-5683.pdf>.
- [DHL 2015] Deutsche Post DHL Group: DHL and partner Ninatrans introduce the first LNG-Truck and the first two Teardrop Trailers in Belgium; letzter Abruf am 12.05.15 unter [http://www.dpdhl.com/en/media\\_relations/press\\_releases/2014/dhl\\_ninatrans\\_lng-truck\\_teardroptrailers\\_belgium.html](http://www.dpdhl.com/en/media_relations/press_releases/2014/dhl_ninatrans_lng-truck_teardroptrailers_belgium.html).

- [Economista 2014] Más puntos de recarga para el uso de combustibles limpios en el transporte, El Economista, 30 de Octubre de 2014.
- [Edel 2015] Edel, M.: Ergebnisse Dialogprozesses „Zukunft Biomethan“, 67. Treffen des Netzwerks Bioenergie zum Thema „Ein Leben nach dem EEG? Neue Geschäftsmodelle für Biogas“. Vortrag gehalten am 22. April 2015, Berlin.
- [EIA 2015] U.S. Energie Information Administration (EIA): U.S. Natural Gas Pipeline Imports Price and Price of U.S. Natural Gas LNG Imports; 30 January 2015; Abruf unter <http://tonto.eia.gov/dnav/ng/hist/n9102us3m.htm> und <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9103us3m.htm>.
- [Elek 2014] Elek, Z.: THG-Vermeidungsquote – Biomethan eine preiswerte Erfüllungsoption?!, Vortrag auf Veranstaltung: biogaspartner – die konferenz. „Zukunft Biomethan – Ergebnisse“. 02.12.2014 in Berlin.  
[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Veranstaltungen/2014/2.12.\\_biogaskonferenz/07\\_Elek.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2014/2.12._biogaskonferenz/07_Elek.pdf)
- [Energigas 2015] Energigas Sverige: SLUTRAPPORT; Göteborg; letzter Abruf am 07.04.15 unter [http://www.energigas.se/Energigas/Fordonsgas/~/\\_media/Files/www\\_energigas.se/Energigas/Fordonsgas/BiMeTrucks\\_%20Slutrapport.ashx](http://www.energigas.se/Energigas/Fordonsgas/~/_media/Files/www_energigas.se/Energigas/Fordonsgas/BiMeTrucks_%20Slutrapport.ashx).
- [EnergieStG 2014] Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 18. Juli 2014 (BGBl. I S. 1042) geändert worden ist.
- [erdgas mobil 2015a] erdgas mobil GmbH: Übersichtskarte der Erdgastankstellen, Januar 2015; letzter Abruf am 10.02.15 unter <http://www.erdgas-mobil.de/fileadmin/downloads/>.
- [erdgas mobil 2015b] erdgas mobil GmbH: Hoyer GmbH testet LNG-Antrieb, 23.04.2015; letzter Abruf am 25.05.15 unter <http://www.erdgas-mobil.de/presse-aktuelles/meldungen/meldung/2015/hoyer-gmbh-testet-lng-antrieb/>.
- [erdgas mobil 2015c] erdgas mobil GmbH: BSR, letzter Abruf am 04.06.15 unter <http://www.erdgas-mobil.de/ueber-uns/referenzen/>.
- [erdgas mobil 2015d] erdgas mobil GmbH: Tankstellenübersicht, Tankstellen sortiert nach Ort, Stand 1. Quartal 2015; letzter Abruf am 16.06.2015 unter <http://www.erdgas-mobil.de/downloads/>
- [EU 2014] Europäische Kommission: RICHTLINIE 2014/94/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe; Oktober 2014; letzter Abruf am 17.02.15 unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=EN>.
- [EU 2015a] Europäischer Rat: COUNCIL DIRECTIVE (EU) 2015/652 of 20 April 2015 laying down calculation methods and reporting requirements pursuant to Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels; veröffentlicht am 25.04.2015; letzter

- Abruf am 22.05.15 unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015L0652&from=EN>.
- [EU 2015b] Europäisches Parlament: European Parliament legislative resolution of 28 April 2015 on the Council position at first reading with a view to the adoption of a directive of the European Parliament and of the Council 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 (10710/2/2014 – C8-0004/2015 – 2012/0288(COD)) (Ordinary legislative procedure: second reading); Abruf unter [http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P8-TA-2015-0100+0+DOC+XML+V0//EN&language=EN\\_](http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P8-TA-2015-0100+0+DOC+XML+V0//EN&language=EN_)
- [Eurotransport 2012] Eurotransport: Iveco Stralis 440S33 CNG - Saubere Rechnung, 21. Mai 2012; letzter Abruf am 25.05.15 unter <http://www.eurotransport.de/news/iveco-stralis-440s33-cng-saubere-rechnung-543313.html>.
- [Eurotransport 2013] Eurotransport: Hellmann startet Flottentest mit LNG, 5. Juli 2013; letzter Abruf am 25.05.15 unter <http://www.eurotransport.de/news/fluessiggas-hellmann-startet-flottentest-mit-lng-6494715.html>.
- [EWI et al 2014] Schlesinger, M. (Prognos), Lindenberger, D. (EWI), Lutz, C. (GWS): Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück Juni 2014.  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energierferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>  
[F.O.LICHT] F.O.Lichts World Ethanol & Biofuels Report, Agra Informa Ltd., ISSN 1478-5765, Jahrgang 2008–2015
- [Fluxys 2015a] Fluxys Belgium SA: Zeebrugge LNG terminal; letzter Abruf am 12.05.15 unter <http://www.fluxys.com/belgium/en/about%20fluxys/infrastructure/lngterminal/lngterminal.aspx>.
- [Fluxys 2015b] Fluxys Belgium SA: LNG for trucks: Fluxys and Mattheeuws Eric Transport inaugurate LNG filling station in Veurne; letzter Abruf am 12.05.15 unter [http://www.fluxys.com/belgium/en/NewsAndPress/2014/141016\\_News\\_Veurne](http://www.fluxys.com/belgium/en/NewsAndPress/2014/141016_News_Veurne).
- [FNR 2015] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Preise Biogassubstrate [€/t FM]; letzter Abruf am 15.04.15 unter <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/preise-und-kosten/preise-biogassubstrate-interaktiv.html>.



- [Forbes 2012] Forbes: Natural Gas Vehicles in China, 13 April 2012; Abruf unter <http://www.forbes.com/sites/jackperkowsky/2012/04/13/natural-gas-vehicles-in-china/>.
- [Fraunhofer 2013] Fraunhofer-Institut für Integrierte Schaltungen IIS: Logistikimmobilien – Markt und Standorte 2013: Deutschland, Österreich, Schweiz, Belgien und Niederlande, Executive Summary; Oktober 2013.; letzter Abruf am 24.03.15 unter <http://www.scs.fraunhofer.de/content/dam/scs/de/dokumente/studien/Logistikimmobilien%202013%20Executive%20Summary.pdf>.
- [GATE 2015] Gate terminal B.V.: A storage and handling company; letzter Abruf am 12.05.15 unter <http://gate.nl/html>.
- [GL 2015] Germanischer Lloyd SE, Hamburg: Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen in deutschen Häfen; letzter Abruf am 07.04.15 unter [http://www.bsh.de/de/Das\\_BSH/Presse/Aktuelle\\_Meldungen/Studie-LNG.pdf](http://www.bsh.de/de/Das_BSH/Presse/Aktuelle_Meldungen/Studie-LNG.pdf).
- [GNF 2013] Gas Natural Fenosa: El Gas Natural Vehicular, Salón Internacional de la Logística, Gas Natural Fenosa; Junio 2013; letzter Abruf am 27.05.15 unter [http://www.cimalsa.cat/smartlogistics/pres01/Benito\\_Paramo\\_Gas%20Natural-Fenosa.pdf](http://www.cimalsa.cat/smartlogistics/pres01/Benito_Paramo_Gas%20Natural-Fenosa.pdf).
- [Grain LNG 2015] Grain LNG: National Grid website; Abruf unter <http://www2.nationalgrid.com/UK/Services/Grain-LNG/>
- [Grope & Holzhammer 2012] Grope, J.; Holzhammer, U.: Ökonomische Analyse der Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan - Biomethanverwertung in Kraft-Wärme-Kopplung, als Kraftstoff und als Beimischprodukt im Wärmemarkt. VDI Wissensforum 28.06.2012; Abruf unter [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Vortraege/Extern/2012-06-28\\_%C3%96konomische\\_Analyse\\_der\\_Nutzungsm%C3%B6glichkeiten\\_von\\_Biomethan.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Vortraege/Extern/2012-06-28_%C3%96konomische_Analyse_der_Nutzungsm%C3%B6glichkeiten_von_Biomethan.pdf).
- [Güterverkehr 2012] Güterverkehr: Fahrbericht – Scania P310 CNG - Grüner Werksverkehr, güterverkehr; Oktober 2012.
- [GNVM 2014] Gobierno español ofrece incentivos para transporte a gas, GNV Magazine, 8 de Diciembre de 2014.
- [GVR 2015] NGV Journal: Gas Vehicles Report, May 2015.
- [HiHa 2015] Hirtshals Havn: Hirtshals Havn bliver Danmarks første havn med kommercielt LNG-bunkeranlæg; letzter Abruf am 07.04.15 unter <http://www.hirtshalshavn.dk/Aktuelt/Nyheder/Hirtshals-Havn-bliver-Danmarks-f%C3%B8rste-havn-med-kommercielt-LNG-bunkeranl%C3%A6g>.
- [Hendrickx 2014] Hendrickx, P. (Rolande LCNG): Refueling infrastructure in the Netherlands: public LNG refueling stations; 2014.

- [Hendrickx 2015] Hendrickx, P. (Rolande LCNG): Die Nutzung von (Bio)LNG als Kraftstoff für schwere Lkw in den Niederlanden; Berlin, 24. Februar 2015.
- [IEA Bioenergy] IEA Bioenergy: Up-grading Plant List, IEA Task 37; letzter Abruf am 19.05.15 unter [http://www.iea-biogas.net/plant-list.html?file=files/daten-redaktion/download/Up-grading\\_Plant\\_List.xls](http://www.iea-biogas.net/plant-list.html?file=files/daten-redaktion/download/Up-grading_Plant_List.xls).
- [IFEU 2012] Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH: Aktualisierung "Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoff-emissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030" (TREMOM, Version 5.3) für die Emissionsberichtserstattung 2013 (Berichtsperiode 1990-2011) – Endbericht; Heidelberg; September 2012; letzter Abruf am 26.03.15 unter [http://www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/IFEU\(2012\)\\_Bericht%20TREMOM%20FKZ%20360%2016%20037\\_121113.pdf](http://www.ifeu.de/verkehrundumwelt/pdf/IFEU(2012)_Bericht%20TREMOM%20FKZ%20360%2016%20037_121113.pdf).
- [IFEU/TU Graz 2015]: Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH und Technische Universität Graz: Zukünftige Maßnahmen zur Kraftstoffeinsparung bei Schwere Nutzfahrzeugen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Veröffentlichung bevorstehend.
- [IPCC 2006] Revised 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: chapter 3: mobile combustion; page 3.21.
- [JEC 2007] CONCAWE, European Council for Automotive R&D (EUCAR), European Commission Directorate General, Joint Research Center (JRC): Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Well-to-Wheels Report, version 2c, March 2007; Abruf unter <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>.
- [JEC 2014] JEC - Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; Version 4.a; Report EUR 26237 EN - April 2014; ISBN 978-92-79-33888-5 (pdf); Abruf unter <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/>.
- [KANTOR 2014] Regulatory implications of new developments in the gas supply chain. Commissioned by the Agency for the Cooperation of European Regulators (ACER). October 2014.
- [Krayl 2009] Krayl, P.: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz - Erfahrungsbericht der ersten Biomethananlagen, energie | wasser-praxis; 4/2009; letzter Abruf am 01.04.15 unter [http://www.dvgw.de/uploads/media/0904krayl\\_01.pdf](http://www.dvgw.de/uploads/media/0904krayl_01.pdf).
- [LAO Katalog 2015] Lastauto Omnibus Katalog 2015; ETM EuroTransportMedia Verlags- und Veranstaltungs-GmbH, Stand August 2014.
- [Le Fevre 2014] Le Fevre, C. (2014): The Prospects for Natural Gas as a Transport Fuel in Europe. In: The Oxford Institute for Energy Studies: NG. The Oxford Institute for Energy Studies (OIES); March 2014; Abruf unter <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/03/NG-84.pdf>
- [Leitstudie 2011] Nitsch, J.; Pregger, Th.; Naegler, T.; Heide, D.; Luca de Tena, D.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR),  
Seite 170 von 183

Stuttgart; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M.; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel; Wenzel, B., Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – "Leitstudie 2011"; BMU - FZK 03MAP146, 29. März 2012

- [Lidköping Biogas] Lidköping Biogas: English project description of Lidköping Biogas; letzter Abruf am 01.04.15 unter <http://www.lidkopingbiogas.se/eng/>.
- [Linde 02/2013] Linde Group: Linde Deploys Additional 20 LNG Fueled Trucks In Its US Fleet, New tech Magazine, 05. February 2013; letzter Abruf am 27.05.15 unter <http://www.newtechmagazine.com/index.php/drilling-completions/510-linde-deploys-additional-20-lng-fueled-trucks-in-its-us-fleet>.
- [Linde 06/2013] Linde Group: Linde intensifies its commitment to LNG-fueled trucks, buys 20 more, prnewswire, 11 June 2013; letzter Abruf am 27.05.15 unter <http://www.prnewswire.com/news-releases/linde-intensifies-its-commitment-to-lng-fueled-trucks-buys-20-more-210988931.html>.
- [Linde 2015a] Bomin Linde LNG GmbH & Co. KG: LNG TERMINAL NYNÄSHAMN; letzter Abruf am 07.04.15 unter <http://bominlinde.com/lng-terminal-nynaeshamn>.
- [Linde 2015b] Bomin Linde LNG GmbH & Co. KG: Linde to build LNG terminal near Gothenburg, Sweden, for Skangass; letzter Abruf am 07.05.15 unter [http://www.linde.it/it/news\\_and\\_media/press\\_releases/news\\_121123.html](http://www.linde.it/it/news_and_media/press_releases/news_121123.html).
- [Linde 2015c] Bomin Linde LNG GmbH & Co. KG: LNG-Verfügbarkeit in Hamburg und Bremerhaven ab 2015: Bomin Linde LNG startet Umsetzung beider Terminals; letzter Abruf am 07.05.15 unter [http://www.the-linde-group.com/de/news\\_and\\_media/press\\_releases/news\\_20131121.html](http://www.the-linde-group.com/de/news_and_media/press_releases/news_20131121.html).
- [LNG MP 2015] LNG Masterplan: Pro Danube Management GmbH; Project Rationale; letzter Abruf am 19.05.15 unter <http://www.lngmasterplan.eu/masterplan/rationale-wbs>.
- [LNG WN 2015] LNG World News: Deputy PM: Polish LNG terminal to be completed by July; letzter Abruf am 06.04.15 unter <http://www.lngworldnews.com/deputy-pm-polish-lng-terminal-to-be-completed-by-july/>.
- [Mercedes-Benz 2014] Mercedes-Benz Econic NGT, Weltpremiere: Erdgasmotor Mercedes-Benz M 936 G im Spezialisten für Entsorgungs- und Verteilerverkehr, Pressemitteilung vom 19. August 2014.
- [MKS 2012] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE); im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichti-

gung der Entwicklung in Europa und global; Schlussbericht, BMU - FKZ 03MAP146; 29. März 2012.

[MKS 07/2013]

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (dbfz): CNG und LPG – Potenziale dieser Energieträger auf dem Weg zu einer nachhaltigeren Energieversorgung des Straßenverkehrs, Studie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40; 31. Juli 2013.

[MKS 05/2014]

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (dbfz), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr – Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven; Kurzstudie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, München, Heidelberg, Leipzig, Berlin; 19. Mai 2014; Abruf unter [http://www.bmvi.de/DE/VerkehrUndMobilitaet/DigitalUndMobil/MKStrategie/mobilitaets-und-kraftstoffstrategie\\_node.html](http://www.bmvi.de/DE/VerkehrUndMobilitaet/DigitalUndMobil/MKStrategie/mobilitaets-und-kraftstoffstrategie_node.html).

[MKS 10/2014]

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST): LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen – Aktualisierung auf Verkehrsprognose 2030; Studie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40, 17. Oktober 2014; Aktualisierung Verkehrsprognose 2030 noch nicht veröffentlicht.

[MKS 03/2015]

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST), Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (dbfz): Erneuerbare Energien im Verkehr - Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger; Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr

und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40; 10. März 2015, noch nicht veröffentlicht.

- [MTI 2015] Information des Motor Transport Instituts Warschau vom 13.07.2015, Antwort E-Mail nach Rückfrage durch einen MKS-Projektpartner, 13.07.2015.
- [MWV 2015] Mineralölwirtschaftsverband e. V.: Statistiken-Preise, Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff; letzter Abruf am 13.04.15 unter <http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikenpreise/?loc=2>.
- [NGVA 2013] NGVs and refueling stations Worldwide, NGVA Europe, June 2013 [<http://www.ngvaeurope.eu/worldwide-ngv-statistics>]
- [NGVA 2014] España refuerza la infraestructura para la industria del gas vehicular, 05 de Noviembre de 2014 [<http://latamgas.com/espana-refuerza-la-infraestructura-para-la-industria-del-gas-vehicular/>]
- [NGVA 2015a] Natural & bio Gas Vehicle Association Europe: European NGV Statistics; letzter Abruf am 10.02.15 unter <http://www.ngvaeurope.eu/european-ngv-statistics>.
- [NGVA 2015b] Natural & bio Gas Vehicle Association Europe: Gazprom Germania and Solbus launch LNG market in Poland; letzter Abruf am 06.04.15 unter <http://www.ngvaeurope.eu/gazprom-germania-and-solbus-launch-lng-market-in-poland>.
- [NGVA 2015c] Natural & bio Gas Vehicle Association Europe: LNG Blue Corridors: 3 new filling stations have been opened and much more is to come; letzter Abruf am 12.05.15 unter <http://www.ngvaeurope.eu/lng-blue-corridors-3-new-filling-stations-have-been-opened-and-much-more-is-to-come>.
- [NGVA 2015d] Natural & bio Gas Vehicle Association Europe: Netherlands; letzter Abruf am 06.04.15 unter <http://www.ngvaeurope.eu/netherlands>.
- [NGVJ 2012] NGV Journal: China unveils policy to encourage use of natural gas in transportation; 01 November 2012; letzter Abruf am 27.05.15 unter <http://www.ngvjournal.com/china-unveils-policy-to-encourage-use-of-natural-gas-in-transportation/>.
- [NGVJ 2014] NGV Journal: Liquefied natural gas truck market gathers momentum in China; 31 July 2014; Abruf unter <http://www.ngvjournal.com/liquefied-natural-gas-truck-market-gathers-momentum-in-china/>.
- [OANDA 2015] OANDA Corporation: Historische Wechselkurse; 2015; <http://www.oanda.com/lang/de/currency/historical-rates/>
- [OIL-PRICE.NET 2015] OIL-PRICE.NET: One year forecast; 19 February 2015; <http://www.oil-price.net/>
- [Polskie LNG 2015a] Polskie LNG: LNG-Terminal Swinemünde, Polen: Nichttechnische Zusammenfassung (NTS); Stettin; November 2010; letzter Abruf am 17.02.15 unter [http://en.polskielng.pl/fileadmin/pliki/du\\_e\\_diligence/NTS\\_de.pdf](http://en.polskielng.pl/fileadmin/pliki/du_e_diligence/NTS_de.pdf).

- [Polskie LNG 2015b] Polskie LNG: LNG Terminal in Poland; letzter Abruf am 06.04.15 unter <http://en.polskieng.pl/lng/lng-terminal-in-poland/>.
- [PortGo 2015a] Port of Gothenburg: LNG terminal at the Port of Gothenburg; letzter Abruf am 31.03.15 unter <http://www.portofgothenburg.com/About-the-port/Sustainable-port/Liquefied-natural-gas--LNG/LNG-terminal-at-the-Port-of-Gothenburg-/>.
- [PortGo 2015b] Port of Gothenburg: Port of Gothenburg focuses on the marine fuel of the future; letzter Abruf am 02.04.15 unter <http://www.portofgothenburg.com/Our-services/Oil-harbour-in-Gothenburg/Gothenburg-Oil-Harbour/>.
- [PwC 2013] PricewaterhouseCoopers: The economic impact of small scale LNG; Mai 2013; letzter Abruf am 12.05.15 unter [http://www.erdgas-mo-bil.de/fileadmin/downloads/Presse/Studien\\_Artikel\\_Broschueren/PwC\\_Study-Economic-impact-of-small-scale-LNG\\_STC\\_May\\_2013.pdf](http://www.erdgas-mo-bil.de/fileadmin/downloads/Presse/Studien_Artikel_Broschueren/PwC_Study-Economic-impact-of-small-scale-LNG_STC_May_2013.pdf).
- [Quantum 2015] Quantum Launches Revolutionary CNG Fuel Module Offering the Highest Capacity Back-of-Cab System in the Market, Quantum press release [30 JUL 2015, zuletzt abgerufen am 4.08.2015 unter: <http://www.qttww.com/press-releases?view=256>]
- [RD 2014] Real Decreto 989/2014, de 28 de noviembre, por el que se regula la concesión directa de ayudas del Plan de Impulso al Medio Ambiente «PIMA Aire 4» para la adquisición de vehículos comerciales, vehículos de gas y bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico.
- [Reuters 2015] Reuters: Italy's Saipem says needs more money to finish Poland's LNG terminal; letzter Abruf am 06.04.15 unter <http://www.reuters.com/article/2015/03/30/poland-lng-saipem-idUJSL6N0WW0NA20150330>.
- [Rönsch u.a. 2014] Rönsch, S., Zeymer, M., Majer, S.: Treibhausgasvermeidungskosten von synthetischem Methan und Methanol aus Biomasse und Kohle, Chemie Ingenieur Technik, Vol. 86 (2014), 1678-1689, DOI: 10.1002/cite.201400047.
- [Rönsch u.a. 2012] Rönsch, S., Kaltschmitt, M.: Bio-SNG – concepts and their assessment, Biomass Conversion and Biorefinery, Vol. 2 (2012), 285-296, DOI: 10.1007/s13399-012-0048-0.
- [Rolande 2015] Rolande LNG B.V.: LNG/CNG tanken; letzter Abruf am 12.05.15 unter <http://www.rolandelng.nl/nl/lng-cng-tanken.htm>.
- [Scheftelowitz u.a. 2015] Scheftelowitz, M., Rensberg, N., Denysenko, V., Daniel-Gromke, J., Stinner, W., Hillebrand, K., Naumann, K., Peetz, D., Hennig, C. (DBFZ); Beil, M., Kasten, J., Vogel, L. (IWES): Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht i. A. des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Leipzig 2015.
- [Scholwin u.a. 2014] Scholwin, F., Grope, J., Schüch, A., Daniel, B., Gromke, J., Beil, M., Holzhammer, U.: Dossier Ist-Stand der Biomethannutzung - Kosten – Klimawir-  
Seite 174 von 183

- kungen – Verwertungswege, 2014.  
[https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dossier\\_I\\_-\\_Biomethan.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Download/Dossier_I_-_Biomethan.pdf).
- [Schwanke 2015] Schwanke, K; Abfallsammelfahrzeuge der BSR mit Gasantrieb. Gasantriebe – Gutes für die Berliner Luft ? Berliner Stadtreinigungsbetriebe (BSR). Berlin, 24. Februar 2015.
- [Skangass 2015] Skangass AS: Skangass opens the new LNG Terminal; letzter Abruf am 28.05.15 unter <http://www.skangass.com/index.cfm?id=419782>.
- [Thrän u.a. 2015] Thrän, D.; Arendt, O.; Ponitka, P.; Braun, J. (DBFZ); Millinger, M. (UFZ); Wolf, V.; Banse, M. (TI); Schaldach, R. ; Schüngel, J. (CESR); Gärtner, S.; Rettenmaier, N. (IFEU); Hünecke, K.; Hennenberg, K. (Öko-Institut); Wern, B.; Baur, F. (IZES); Fritsche, U.; Gress, H.-W. (IINAS): Meilensteine 2030 - Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. In: Thrän, D., Pfeiffer, D. (Hrsg.): Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. Band 18. ISSN 2199-2762. DBFZ, Leipzig 2015. [https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user\\_upload/Meilensteine/18\\_MS2030\\_final.pdf](https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Meilensteine/18_MS2030_final.pdf)
- [UC DAVIS 2015] EXPLORING the ROLE of NATURAL GAS in U.S. TRUCKING. NextSTEPS (Sustainable Transportation Energy Pathways) Program. Institute of Transportation Studies, UC Davis, Rice University. February 2015.
- [UCSB 2006] Marcuse, H., UC Santa Barbara, USA: Historical Dollar-to-Marks Currency Conversion Page; 19 August 2005;  
<http://www.history.ucsb.edu/faculty/marcuse/projects/currency.htm>
- [WEMAG 2013] WEMAG AG, Schwerin, 2013.
- [Wärtsilä, 2014] Wärtsilä Corporation: Wärtsilä receives full notice to proceed for its first LNG terminal, Press release, 19.12.2014.  
<http://www.wartsila.com/media/news/19-12-2014-wartsila-receives-full-notice-to-proceed-for-its-first-lng-terminal>
- [Westport 2015a] Internetseite von Westport mit Informationen zur HPDI Technologie. Letzter Abruf am 12.05.2015 unter <http://www.westport.com/is/core-technologies/combustion/hpdi>
- [Westport 2015b] Westport Innovations Inc.: Westport Completes HPDI Technology Program with Daimler AG – Westport HPDI 2.0 Meets Challenging Performance Targets; Press Release, Vancouver, BC, 09.07.2015

## Anhang

Anhang Tab. 0-1 zeigt eine Auflistung aller 34 potenziellen Standorträume. Die Auswahl der 24 Standorträume, in denen mindestens eine Zählstelle ein Schwerverkehrsaufkommen von mehr als 12.500 Fahrzeugen pro Tag aufweist, ist fett markiert dargestellt.

**Anhang Tab. 0-1: Potenzielle Standorträume**

<b>Standortraum</b>	<b>BAB-Kreuzung</b>	<b>Standortraum</b>	<b>BAB-Kreuzung</b>
<b>Bad Oeynhausen</b>	<b>A2/A30</b>	<b>Kirchheim</b>	<b>A4/A5/A7</b>
Berlin Ost	A10/A12	<b>Leipzig</b>	<b>A9/A14 bzw. A9/A38</b>
<b>Bremen</b>	<b>A1/A27</b>	<b>Leverkusen</b>	<b>A1/A3</b>
<b>Crailsheim</b>	<b>A6/A7</b>	<b>Magdeburg</b>	<b>A2/A14</b>
<b>Dresden</b>	<b>A4/A17</b>	<b>Michendorf</b>	<b>A9/A10</b>
<b>Frankfurt/Main</b>	<b>A3/A5</b>	<b>München</b>	<b>A9/A99</b>
<b>Gießen</b>	<b>A5/A45</b>	<b>Nürnberg</b>	<b>A3/A9 bzw. A6/A9</b>
<b>Hamburg</b>	<b>A1/A7</b>	<b>Oberhausen</b>	<b>A2/A3</b>
Hamburg Ost	A1/A24	Oranienburg	A10/A111
<b>Hannover</b>	<b>A2/A7</b>	Osnabrück	A1/A30
<b>Heidelberg</b>	<b>A5/A6</b>	Rosenheim	A8/A93
<b>Heilbronn</b>	<b>A6/A81</b>	<b>Stuttgart</b>	<b>A8/A81</b>
<b>Hermsdorf</b>	<b>A4/A9</b>	Ulm	A7/A8
<b>Kamen</b>	<b>A1/A2</b>	Unna	A1/A44
<b>Karlsruhe</b>	<b>A5/A8</b>	<b>Walsrode</b>	<b>A7/A27</b>
<b>Kassel</b>	<b>A4/A44</b>	Wittstock/Dosse	A19/A24
<b>Kerpen</b>	<b>A4/A61</b>	<b>Würzburg</b>	<b>A3/A7</b>



In Anhang Tab. 0-2 ist eine Auflistung hinsichtlich des Aufkommens der klassifizierten Standorträume dargestellt. Standorträume, in denen mindestens eine Zählstelle ein Schwerverkehrsaufkommen von mehr als 15.000 Fahrzeugen pro Tag aufweist, gehören zur engeren Auswahl und sind fett markiert dargestellt.

**Anhang Tab. 0-2: Auswahl an Standorträumen und deren Klassifizierung**

Standortraum	Abkürzung*	Anzahl AZS im Standortraum	Davon mit einer SV-DTV größer 15.000 Fahrzeuge
<b>Bad Oeynhausen</b>	<b>MI</b>	1	1
<b>Bremen</b>	<b>HB</b>	2	2
Crailsheim	CR	3	0
<b>Dresden</b>	<b>DD</b>	1	1
<b>Frankfurt/Main</b>	<b>F</b>	5	4
Gießen	GI	1	0
Hamburg	HH	1	0
<b>Hannover</b>	<b>H</b>	3	3
<b>Heidelberg</b>	<b>HD</b>	3	3
<b>Heilbronn</b>	<b>HN</b>	2	1
Hermsdorf	J**	2	0
<b>Kamen</b>	<b>UN</b>	1	1
<b>Karlsruhe</b>	<b>KA</b>	1	1
Kassel	KS	2	0
Kerpen	BM	3	0
<b>Kirchheim</b>	<b>HEF</b>	2	1
Leipzig	L	5	0
<b>Leverkusen</b>	<b>LEV</b>	6	3
<b>Magdeburg</b>	<b>MD</b>	2	1
<b>Michendorf</b>	<b>B**</b>	1	1
<b>München</b>	<b>M</b>	8	5
<b>Nürnberg</b>	<b>N</b>	8	6
<b>Oberhausen</b>	<b>OB</b>	6	5
<b>Stuttgart</b>	<b>S</b>	2	1
Walsrode	HK	1	0
<b>Würzburg</b>	<b>WÜ</b>	6	3
<b>Insgesamt</b>		<b>78</b>	<b>43</b>

\* Als Abkürzung für den jeweiligen Standortraum wird das Kfz-Kennzeichen des Landkreises bzw. der Stadt verwendet, die dem Standortraum zuzuordnen ist.

\*\* Für die Standorträume Hermsdorf und Michendorf werden zwecks intuitiver Zuordnung die Abkürzungen der nahegelegenen Großstädte Jena bzw. Berlin verwendet.

In Anhang Tab. 0-3 sind die 102 AZS, die die größten SV-DTV (> 12.500 Fahrzeuge) aufweisen aufgelistet. Von diesen sind 78 den 26 Standorträumen zugeordnet.

**Anhang Tab. 0-3: Zuordnung der AZS zu den Standorträumen (Quelle: Eigene Darstellung nach [BASt 2013])**

Standortraum	Name der Anschlussstelle bzw. der AZS	BAB	TLS	SV-DTV > 15.000
Karlsruhe	Karlsruhe 1	A 5	8+1	19.975
Oberhausen	AK OB-West (N)	A 3	8+1	19.938
Bad Oeynhausen	Bad Oeynhausen	A 2	5+1	19.745
	Alleringersleben	A 2	8+1	19.252
Magdeburg	Bornstedt/Irxleben	A 2	8+1	19.158
Leverkusen	AD Heumar (N)	A 3	8+1	19.074
Oberhausen	Oberhausen-Sterkrade	A 2	8+1	18.960
Heilbronn	Neckarsulm 1	A 6	8+1	18.887
Hannover	Hannover-Bothfeld	A 2	8+1	18.747
Kirchheim	AD Hattenbach (N)	A 7	8+1	18.556
Hannover	Peine	A 2	8+1	18.504
Stuttgart	Stuttgart-Vaihingen	A 8	8+1	18.367
Michendorf	Michendorf	A 10	8+1	18.360
Oberhausen	AK OB-West (S)	A 3	8+1	18.321
Leverkusen	AK Leverkusen (S)	A 3	8+1	18.291
	Lauenau	A 2	8+1	18.230
Oberhausen	Oberhausen-Holten	A 3	8+1	18.210
München	AD M.-Feldmoching (W)	A 99	8+1	18.043
Bremen	HB-Weserbrücke	A 1	8+1	18.034
	Beienrode	A 2	8+1	17.999
Hannover	Hannover-Ost	A 2	8+1	17.747
	Braunschweig-Flughafen	A 2	8+1	17.637
Würzburg	Würzburg-Kist	A 3	8+1	17.494
Kamen	Hengsen	A 1	8+1	17.493
Frankfurt/Main	AD Mönchhof (O)	A 3	8+1	17.479
Frankfurt/Main	Hanau	A 3	2	17.456
München	Aschheim-West	A 99	8+1	17.455
München	Aschheim/Ismaning (S)	A 99	8+1	17.446
	Bielefeld	A 2	5+1	17.244

Leverkusen	Leverkusen	A 3	8+1	17.146
Heidelberg	Walldorf	A 6	8+1	16.970
Nürnberg	AK Nürnberg (S)	A 9	8+1	16.907
Würzburg	AD Würzburg-West (O)	A 3	8+1	16.685
Nürnberg	AK Nürnberg-Ost (W)	A 6	8+1	16.675
Bremen	Uphusen	A 1	8+1	16.634
Nürnberg	AK Nürnberg-Ost (N)	A 9	8+1	16.612
Heidelberg	St. Leon	A 5	8+1	16.451
Frankfurt/Main	AD Mönchhof (W)	A 3	8+1	16.388
München	AK München-Ost (N)	A 99	8+1	16.360
Nürnberg	AK Nürnberg-Süd (W)	A 6	8+1	16.291
Nürnberg	AK Nürnberg (W)	A 3	8+1	16.195
	Ludwigsfelde	A 10	8+1	16.119
München	AD München-Allach (O)	A 99	8+1	16.003
Frankfurt/Main	AK Frankfurt NW (N)	A 5	2	15.689
Dresden	Rothschönberg	A 4	8+1	15.629
Würzburg	AK Biebelried (W)	A 3	8+1	15.423
Oberhausen	Gelsenkirchen	A 2	5+1	15.408
Nürnberg	AK Fürth/Erlangen (O)	A 3	8+1	15.318
Heidelberg	AD Hockenheim	A 6	8+1	15.242
	AD Seligenstadt (O)	A 3	8+1	15.212
				<b>SV-DTV &gt; 12.500</b>
Nürnberg	Roth (W)	A 6	8+1	14.708
Leipzig	Leipzig West	A 9	8+1	14.619
	Girod	A 3	8+1	14.533
Kassel	Kassel-Nord (N)	A 7	8+1	14.473
Leipzig	Schkeuditzer Kreuz Süd	A 9	8+1	14.452
Kerpen	Rheinbr. Rodenkirchen	A 4	8+1	14.383
Oberhausen	AK OB-West (Hauptfahrb.)	A 3	8+1	14.336
Walsrode	Berkhof	A 7	8+1	14.223
	Elzer Berg	A 3	8+1	14.108
Magdeburg	Hohenwarthe	A 2	8+1	14.019
Leipzig	Rippachtal Süd	A 9	8+1	13.929
München	AK München-Nord (N)	A 9	8+1	13.917
Heilbronn	Schwabbach	A 6	8+1	13.880
Crailsheim	AK Feuchtw./Crailsh. (W)	A 6	8+1	13.857
Crailsheim	Herrieden (O)	A 6	8+1	13.684

	Lehнин	A 2	8+1	13.590
Hamburg	Glüsingen	A 1	8+1	13.515
Kassel	Lutterberg	A 7	8+1	13.455
Hermsdorf	HK/Nord	A 9	8+1	13.390
	AK Regensburg (O)	A 3	8+1	13.389
Crailsheim	AK Feuchtw./Crailsh. (O)	A 6	8+1	13.384
Würzburg	AK Biebelried (O)	A 3	8+1	13.372
	Idstein	A 3	8+1	13.367
	Pommersfelden (W)	A 3	8+1	13.353
Würzburg	AD Würzburg-West (W)	A 3	8+1	13.314
	Geiselwind (W)	A 3	8+1	13.292
Würzburg	Kitzingen/Schwarzach (O)	A 3	8+1	13.284
Frankfurt/Main	Hanau (S)	A 3	2	13.270
Kirchheim	Bad Hersfeld-West	A 7	8+1	13.219
	Schlüsselfeld	A 3	8+1	13.206
Leipzig	Günthersdorf	A 9	8+1	13.188
Gießen	AK Gambach (S)	A 5	8+1	13.165
Leipzig	Bad Dürrenberg Süd	A 9	8+1	13.143
München	Feldmoching	A 99	8+1	13.142
Nürnberg	AK Fürth/Erlangen (W)	A 3	8+1	13.091
	Oelde	A 2	8+1	12.976
	Hösbach (O)	A 3	8+1	12.974
Leverkusen	AK Leverkusen (N)	A 3	8+1	12.964
	Augsburg-West	A 8	8+1	12.937
Stuttgart	Korntal	A 81	8+1	12.932
Kerpen	Köln-Klettenberg	A 4	8+1	12.809
Leverkusen	AK Hilden (N)	A 3	8+1	12.806
	Maxdorf	A 61	8+1	12.806
Kerpen	AK Kerpen (W)	A 4	8+1	12.730
	Ahrthalbrücke	A 61	8+1	12.721
	Ringen-Vettelhoven	A 61	8+1	12.668
Leverkusen	Köln-Lövenich	A 1	8+1	12.650
	Pommersfelden (O)	A 3	8+1	12.606
München	Garching-Nord (S)	A 9	8+1	12.579
Hermsdorf	Bad Klosterlausnitz	A 9	8+1	12.548
	AD Bayreuth/Kulmbach (N)	A 9	8+1	12.520
	AK Moers (O)	A 40	8+1	12.506

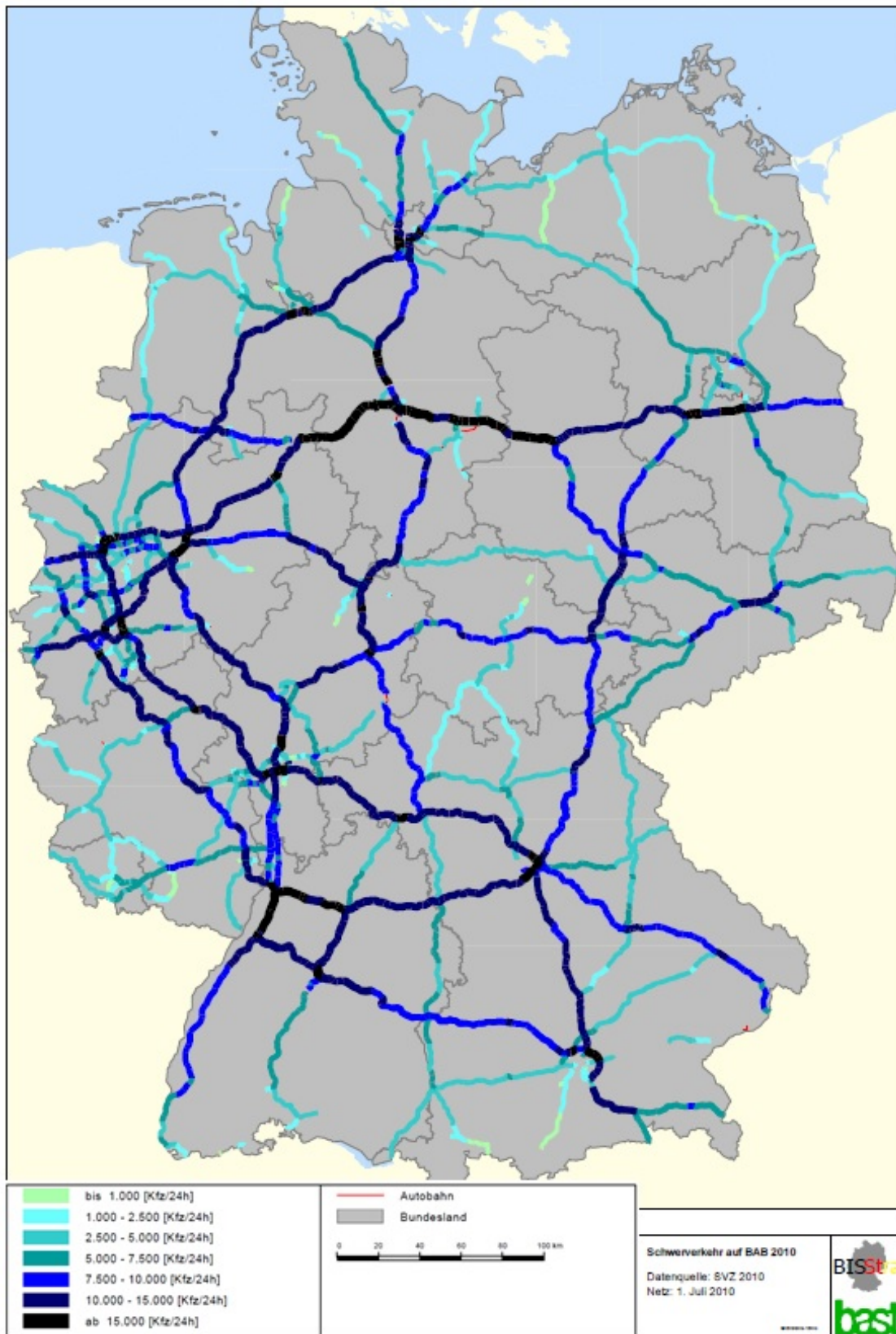
In Anhang Tab. 0-4 sind die AZS entlang von Bundesstraßen mit einer SV-DTV von mehr als 2.500 Fahrzeugen aufgelistet. Zudem sind die AZS entlang der Bundesstraßen B 9 und B 10 farbig markiert.

**Anhang Tab. 0-4: AZS entlang der Bundesstraßen (Quelle: Eigene Darstellung nach [BASt 2013])**

Name der AZS	Bundesstraße	SV-DTV > 2.500
Stuttgart-Zuffenhausen	B 10	5.326
HB-Neuenlander Str.	B 6	5.142
AS L'hafen-Nord VQ Süd	B 9	4.427
Stapelfeld	B 213	4.384
AS Kreuz Speyer VQ Süd	B 9	4.375
Stuttgart-Hedelfingen	B 10	4.307
Langweid	B 2	4.295
Plochingen	B 10	4.286
HB-Landesgrenze Huchting	B 75	4.283
Donauwörth	B 2	4.172
Maudach	B 9	3.985
Ulm-Nord	B 10	3.520
Markkleeberg Süd	B 2	3.451
Würzburg/Estenfeld	B 19	3.372
AS Oggersh. Kreuz VQ Nord	B 9	3.353
Herzlake	B 213	3.336
BI-Hillegossen	B 66	3.278
Bendorf	B 42	3.210
Wilgartswiesen	B 10	3.186
Bitburg	B 51	3.171
Hebelermeer	B 402	3.169
Rülzheim	B 9	3.097
Dahlem	B 51	3.095
Tondorf (S)	B 51	3.082
Altenberge 2	B 54	3.082
Düsseldorf-Heerdt	B 7	3.056
Wilwerath	B 51	3.054
AS L'hafen-Nord VQ Nord	B 9	3.019
Schwabach	B 2	2.996
Worms	B 9	2.970
Rheinbrücke Speyer-Süd	B 39	2.936

AD Ludwigshafen VQ Süd	B 9	2.877
Nieder Weimar	B 3	2.808
Grunbach	B 29	2.784
Eggenfelden (s)	B 20	2.746
Freiburg Ost Tunnel	B 31	2.743
Untermeitingen-Lagerle.	B 17	2.713
Göppingen	B 10	2.692
Löschenrod	B 27	2.692
Neulauterburg	B 9	2.623
Hohenthurm	B 100	2.608
Kornwestheim	B 27	2.592
Meilbrück	B 51	2.523

Der folgende Anhang Abb. 0-1 stellt die Verkehrsmengenkarte des Schwerververkehrs auf BAB 2010 der BAST dar [BAST 2010].



Anhang Abb. 0-1: Verkehrsmengenkarte des Schwerververkehrs auf BAB 2010 (Quelle: [BAST 2010])