



# ERDGAS

EINE BRÜCKENTECHNOLOGIE FÜR  
DIE MOBILITÄT DER ZUKUNFT?

**AUTOREN:**

**Shell Chief Scientists**

Dr. Wolfgang Warnecke  
Dr. John Karanikas  
Dr. Bruce Levell  
Dr. Carl Mesters

**Shell Deutschland**

Dr. Jörg Adolf  
Dr. Max Kofod  
Dr. Jens Schreckenberg  
Dr. Karsten Wilbrand



## KURZFASSUNG

In den letzten Jahren wurden große Fortschritte bei der Exploration und Förderung von Erdgas gemacht. Konventionelles Erdgas ist reichlich vorhanden und große Vorkommen von unkonventionellem Erdgas sind noch hinzugekommen. Gleichzeitig ist der Druck für klimapolitisches Handeln, für die Absenkung von Treibhausgasemissionen weiterhin groß. Erdgas ist der kohlenstoffärmste fossile Energieträger.

Fast alle mittel- bis langfristigen Energieszenarien gehen daher von einem deutlichen Anstieg des weltweiten Erdgasverbrauchs aus. Erdgas kann zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Als Handlungsoption für den Verkehrssektor nahmen gasförmige Kraftstoffe bislang nur eine Nischenfunktion wahr. Erst in jüngerer Zeit werden gasförmige Kraftstoffe, insbesondere Erdgas, verstärkt als Zukunftsoption für den Verkehr diskutiert.

Der folgende Beitrag befasst sich zunächst mit der Entwicklung des Angebotes und der heute erwarteten Verfügbarkeit von Erdgas. Er diskutiert, welche Gasarten es gibt, insbesondere konventionelle und unkonventionelle, und mit welchen (neuen) technischen Verfahren Erdgas gefördert werden kann. Er behandelt außerdem Szenarien und künftige Märkte für Erdgas einschließlich der Erdgaswertschöpfungskette.

Den Schwerpunkt der Untersuchungen bildet die Anwendung gasförmiger bzw. gas-basierter Kraftstoffe im Verkehrssektor. Es werden unterschiedliche Produktionspfade für Erdgaskraftstoffe und Erdgaskraftstoffe als solche (CNG/LNG/GTL) betrachtet; die Produkt-Eigenschaften von Erdgaskraftstoffen werden mit konventionellen Kraftstoffen (Otto- und Dieselmotoren) und anderen gasförmigen Kraftstoffen (insbesondere LPG und Wasserstoff) verglichen. Die Anwendungsmöglichkeiten von Gas-Kraftstoffen in den unterschiedlichen Verkehrsträgern werden diskutiert. Der Einsatz gasförmiger Kraftstoffe in Verbrennungsmotoren (unterschiedlicher Verkehrsträger) mit verschiedenen Verbrennungsverfahren einschließlich ihrer Energieeffizienz (Verbrauch/Leistung) und ökologischen Performance (Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen) wird erörtert. Abschließend soll die Frage beantwortet werden, was und unter welchen Voraussetzungen Erdgas-Kraftstoffe zu einer „Energiewende“ im Verkehrssektor beitragen können.

<b>I. DIE GLOBALE MOBILITÄTS- UND ENERGIEFRAGE</b> .....	<b>5</b>
Herausforderungen für die Mobilität der Zukunft .....	5
Globale Energienachfrage und Erdgas .....	6
<b>II. ROLLE DES ENERGIETRÄGERS ERDGAS</b> .....	<b>7</b>
Kohlenwasserstoffe im Energiemix.....	7
Globale Erdgas-Ressourcen .....	8
Erdgas-Arten.....	9
Globale Erdgas-Nachfrage .....	10
Erdgaspreise .....	11
Öl- und Gas-Importabhängigkeit .....	12
Wertschöpfungskette für Erdgaskraftstoffe .....	13
<b>III. ERDGASMOBILITÄT – FAHRZEUGE UND KRAFTSTOFFE</b> .....	<b>15</b>
Welche Kraftstoffe für welche Antriebe?.....	15
Erdgas-Mobilität.....	16
(Erd)Gas-Kraftstoffe .....	17
Motoren-Konzepte für CNG und LNG.....	21
Gas-to-Liquids .....	22
Preise für Erdgas-Kraftstoffe.....	24
Erdgaskraftstoffe und Luftqualität .....	25
Erdgaskraftstoffe und Treibhausgasemissionen .....	26
<b>IV. SZENARIEN UND VORAUSSETZUNGEN FÜR ERDGASMOBILITÄT</b> .....	<b>30</b>
Szenarien für Erdgas-Mobilität .....	30
Voraussetzungen künftiger Erdgas-Mobilität.....	31
<b>V. ZUSAMMENFASSUNG / SCHLUSSFOLGERUNGEN</b> .....	<b>32</b>
<b>LITERATURVERZEICHNIS</b> .....	<b>33</b>

## I. DIE GLOBALE MOBILITÄTS- UND ENERGIEFRAGE

### Herausforderungen für die Mobilität der Zukunft

Die Mobilisierung der Menschheit hat in den letzten Jahrzehnten drastisch zugenommen. Dabei trägt die motorisierte Mobilität die Hauptlast der gestiegenen menschlichen Mobilität. **Die Zahl der registrierten Kraftfahrzeuge hat bereits den Schwellenwert von einer Milliarde überschritten**; die heutige globale Fahrzeugflotte besteht aus fast 800 Mio. Pkw und mehr als 300 Mio. Nutzfahrzeugen. Allerdings gehen die Motorisierungszahlen noch stark auseinander – von rund 600 Fahrzeugen je tausend Personen in den Industrieländern bis weit unter 100 in den Schwellen- und Entwicklungsländern.<sup>1)</sup>

Und es besteht erheblich Potenzial und Bedarf an weiterer Mobilisierung und Motorisierung. Mithin gibt es einige recht bedeutende Herausforderungen für die Mobilität der Zukunft, die es zu bewältigen gilt:

- Um mobil zu sein, braucht man Energie. Der Großteil der heutigen Energie stammt aus endlichen Ressourcen wie Kohle, Öl, Gas und Kernkraft. Die künftige Energieversorgung wird deshalb direkten Einfluss darauf haben, wie kommende Generationen Mobilität gestalten werden.
- Und da sowohl Energie als auch Fahrzeuge ihren Preis haben, stellt sich außerdem die Frage, welche Kraftstoffe und Fahrzeuge eine für alle bezahlbare Mobilität gewährleisten können.
- Die derzeitige Weltbevölkerung wird auf über sieben Milliarden Menschen geschätzt. Die Urbanisierung steigt rasant an, insbesondere in Asien. Seit 2007 lebt mehr als die Hälfte der Weltbevölkerung in Städten und Großstädten.<sup>2)</sup> Auch die Zahl der Megastädte wächst rasant. Neue Mobilitäts- und Infrastrukturkonzepte sind folglich erforderlich.
- Angesichts des steigenden Bedarfs an Mobilität zwischen den städtischen Regionen und vor allem innerhalb der Stadtgebiete müssen Treibhausgasemissionen und lokale, Smog verursachende Emissionen reduziert werden. Wird es ein Kraftstoff- und Fahrzeugkonzept geben, das sowohl die Treibhausgase als auch die lokalen Emissionen senken kann?
- Zur Bewältigung dieser Herausforderungen sind neue Technologien erforderlich. Technische Innovationen wie beispielsweise autonomes Fahren, kontinuierliche Konnektivität, Nachsichtfunktion, aktives Bremsen, Abstandsregelung und erweiterte Stabilitätskontrolle etc. werden die Wahrnehmung von Mobilität verändern.
- Andere wesentliche Faktoren sind Konsumgewohnheiten und gesellschaftliche Akzeptanz. Neue Technologien, die einen besseren Informationsaustausch und gesellschaftliche Einbindung über soziale Netzwerke ermöglichen, scheinen dazu zu führen, dass die Bedeutung des Autos zur sozialen Teilhabe bei den jüngeren Generationen rückläufig ist.<sup>3)</sup> Für die Bewohner urbaner Räume wird „Mobilität auf Abruf“ immer wichtiger. Welche Faktoren führen zu gesellschaftlicher Akzeptanz neuer Antriebs- und Kraftstoffoptionen sowie neuer Mobilitätskonzepte?

**Die Mobilität der Zukunft steht vor großen Herausforderungen.** Mit einem Anteil von ca. 20 % am globalen Endenergieverbrauch bilden steigende Mobilität und Motorisierung lediglich einen Aspekt einer umfassenderen Herausforderung – nämlich der weltweiten Energiefrage.

Heute steht das weltweite Energiesystem am Anfang eines Wandels. Bevölkerungswachstum, zunehmender Wohlstand und eine rasante Urbanisierung werden die Energieversorgung zunehmend unter Druck setzen.

1) Vgl. Verband der Automobilindustrie (VDA), Tatsachen und Zahlen, 76. Ausgabe, Berlin 2012, S. 221-226.

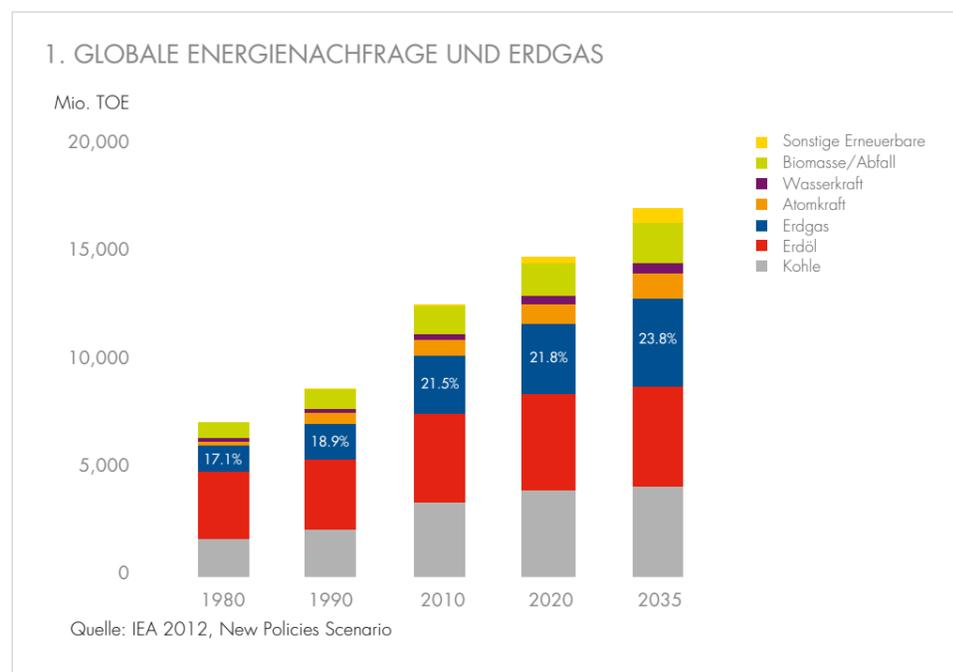
2) Vgl. United Nations (UN), World Urbanization Prospects. The 2011 revision, New York 2011.

3) Vgl. Institut für Mobilitätsforschung (IFMO), Mobilität junger Menschen im Wandel – multimodaler und weiblicher, München 2011, S. 15.

## Globale Energienachfrage und Erdgas

Der Energiebedarf könnte sich von 2000 bis Mitte des Jahrhunderts verdoppeln. Und die Bereitstellung lebensnotwendiger zusätzlicher Energie wird zunehmend schwieriger werden. Trotz der technologischen Fortschritte werden konventionelle Energieträger Probleme haben, mit dieser Entwicklung Schritt zu halten. Es wird mehr und insbesondere mehr saubere Energie aus noch mehr Quellen benötigt werden. Welche Rolle könnte Erdgas im künftigen Energiemix spielen?

In fast allen langfristigen Energieszenarien ist Erdgas derjenige fossile Brennstoff, dessen Anteil stetig und am schnellsten von allen fossilen Brennstoffen zunimmt.<sup>4)</sup> In einem Sonderbericht zu ihrem World Energy Outlook (WEO) hat die Internationale Energieagentur (IEA) ein Gasszenario zur Untersuchung der Antriebsfaktoren, Bedingungen und Konsequenzen für ein „goldenes Erdgas-Zeitalter“ entwickelt.<sup>5)</sup> Danach profitiert Erdgas von einer ehrgeizigen Politik für die Nutzung von Gas in China, geringerem Wachstum der Kernkraft, der erhöhten Förderung von unkonventionellem Gas und niedrigeren Gaspreisen, während man von einer fortgesetzten Unterstützung der erneuerbaren Energien ausgeht. Im Gasszenario beträgt der durchschnittliche Zuwachs bei der Gasnachfrage ca. 2 % pro Jahr. Der globale Gasbedarf erreicht bis 2035 etwa 5,1 Billionen m<sup>3</sup>. Der Anteil des Erdgases am Welt-Energiemix steigt von 21 % auf 25 %; der Anteil von Kohle sinkt. Kohle wird bis zum Jahr 2030 von Erdgas überholt.



In ihrem New Policies Scenario (2012) prognostiziert die IEA einen Anstieg der Nachfrage bei allen Energieträgern.<sup>6)</sup> Dabei verläuft das Wachstum bei den Nicht-OECD-Ländern sehr viel schneller als in den OECD-Staaten, sodass ihr Anteil am Primärenergiebedarf insgesamt bis zum Jahr 2035 fast zwei Drittel ausmachen wird. Fossile Brennstoffe (Öl, Kohle und Erdgas) machen mehr als die Hälfte des Nachfrageanstiegs aus, jedoch wird ihr Anteil von 81 % auf 75 % im Jahr 2035 sinken. Der Erdgasverbrauch soll bis zum Jahr 2035 jährlich durchschnittlich um 1,6 % von heutigen 3,4 Billionen m<sup>3</sup> auf etwa 5,0 Billionen m<sup>3</sup> klettern und so seinen Anteil am globalen Primärenergiemix auf 24 % erhöhen.

<sup>4)</sup> Vgl. Shell International, Shell energy scenarios to 2050, The Hague 2009, S. 46; Shell International, Signals & Signposts, The Hague 2011, S. 76; Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook 2011, Washington 2011, S. 46; International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2012, Paris 2012, S. 125.

<sup>5)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2011. Special Report. Are we entering a golden age of gas?, Paris 2011.

<sup>6)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2012, Paris 2012, S. 49-80.

## II. ROLLE DES ENERGIETRÄGERS ERDGAS

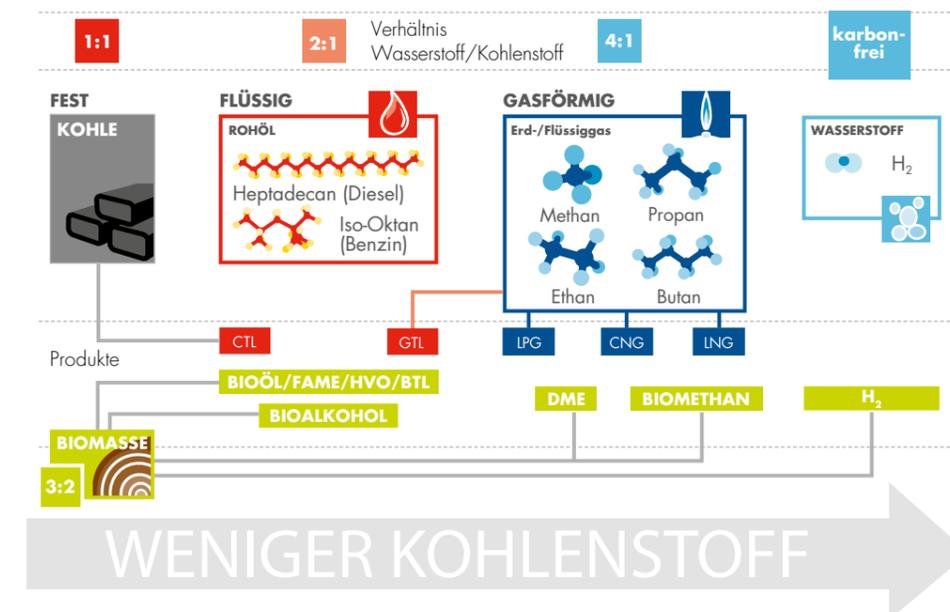
### Kohlenwasserstoffe im Energiemix

Die industrielle Revolution im 19. Jahrhundert basierte auf der Dampfmaschine, die mit den Festbrennstoffen Kohle und Holz befeuert wurde. **Kohle** wurde außerdem zum Antrieb von Dampfloks und Dampfschiffen eingesetzt. Um die Wende zum 20. Jahrhundert wurden die Vorteile flüssiger, aus **Erdöl** raffinierter Brennstoffe offensichtlich, und die Mobilitätsrevolution nahm ihren Lauf. Darüber hinaus wurde der Energieträger Kohle für Heizzwecke aufgrund geringerer Emissionen in den städtischen Bereichen schon bald durch Kerosin und Heizöl ersetzt. **Erdgas** bietet noch weitere Vorteile bei Schadstoffemissionen, insbesondere aber im Hinblick auf CO<sub>2</sub>.

Bei der Verbrennung von Kohle, flüssigen sowie gasförmigen Kohlenwasserstoffen entstehen durch die chemische Reaktion von Kohlenstoff und Wasserstoff mit dem Sauerstoff der Luft stets CO<sub>2</sub> und Wasser. Das Atomverhältnis von Wasserstoff und Kohlenstoff in Kohle beträgt ca. 1:1, während dieses Verhältnis für Benzin etwa 1,9:1 ausmacht.<sup>7)</sup> Das Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenstoff beim Erdgas beträgt dagegen etwa 4:1, da sein Hauptbestandteil Methan (CH<sub>4</sub>) ist. Demzufolge erzeugt die Verbrennung von Erdgas im Vergleich zu Kohle, Holz und Benzin weniger CO<sub>2</sub> je Energieeinheit.

**Der Weg von fester Kohle über flüssige Kohlenwasserstoffe zu Erdgas führt zur Dekarbonisierung.** Ein Brennstoff, der keinerlei CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen würde, wäre reiner Wasserstoff. Dennoch erfordert die Herstellung von Wasserstoff angesichts der heutigen Produktionstechniken weiterhin den Einsatz fossiler Energieträger wie Öl und Gas. Die Umwandlung von überschüssigem Strom oder Strom aus erneuerbaren Energien in Gas (Power-to-Gas) bzw. Wasserstoff (Power-to-Hydrogen) könnte eine Lösung für die Zukunft sein.<sup>8)</sup>

### 2 ENERGIETRÄGER-MIX IM WANDEL



Neben fossilen Brennstoffen stehen noch erneuerbare Energiequellen zur Verfügung. Die wichtigste erneuerbare Energie im globalen Energiemix stellt **Biomasse** dar (mit einem Anteil von 10 % an der

<sup>7)</sup> Vgl. Automotive Handbook, 8th Edition, Robert Bosch GmbH, Plochingen 2011, S. 234.

<sup>8)</sup> Vgl. Deutsche Strategieplattform „Power-to-gas“ www.powertogas.info.

Primärenergie). Feste Biomasse wie z. B. Holz weist eine elementare Zusammensetzung von etwa  $C_1H_{1,44}O_{0,66}$  auf, was zu einem H/C-Verhältnis von rund 3:2 führt.<sup>9)</sup> Kohlenstoff aus Biomasse wie Holz verfügt über das Potenzial, die Treibhausgasemissionen erheblich zu senken. Feste Brennstoffe sind jedoch für den Mobilitätseinsatz unpraktisch. Feste Biomasse kann aber – beispielsweise durch Hydrolyse, Fermentierung oder Vergasung – in flüssige bzw. gasförmige Kraftstoffe umgewandelt werden.

Biogas kann in Biogasanlagen produziert werden, beispielsweise unter Einsatz von thermischen Prozessen, oder aus Schmutzwasseranlagen bzw. -deponien gewonnen werden. Bevor Biogas im Gasnetz oder als Kraftstoff genutzt werden kann, muss es ausreichend gereinigt werden. Außerdem muss der Methangehalt erhöht und Kohlendioxid, Wasser, Schwefelverbindungen sowie sonstige Verunreinigungen entfernt werden.<sup>10)</sup> Ein weiterer gasförmiger Kraftstoff aus Biomasse ist synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas – SNG), das in einem Verfahren produziert wird, das auf der Kohlevergasung basiert und eine thermochemische Biomassevergasung nutzt.<sup>11)</sup> Dimethylether (DME) ist ebenfalls ein gasförmiger Biokraftstoff, der bei relativ niedrigem Druck von 5 bar verflüssigt werden kann. Aufgrund seiner hohen Cetanzahl kommt DME für Dieselmotoren in Frage. Bio-DME kann beispielsweise aus Biomasse gewonnen werden, indem man eine direkte katalytische Synthese bzw. eine Umwandlung in Synthesegas mit anschließender katalytischer Synthese durchführt.<sup>12)</sup>

Bekannte flüssige Biokraftstoffe sind etwa Bioethanol oder Biodiesel, wobei es unterschiedliche Arten von Biodiesel gibt, wie z.B. Fettsäuremethylester (FAME), hydrierte Pflanzenöle (HVO) oder Fischer-Tropsch-Diesel. Neben Ethanol sind auch andere Alkohole wie Methanol und Butanol potenzielle Biokraftstoffe. Aus verschiedenen Gründen wurden nicht alle dieser Biokraftstoffkonzepte (gasförmig und flüssig) realisiert.<sup>13)</sup>

Bei der Verwendung von Gasen als Kraftstoffe für Mobilität ist zu beachten, dass Gase im Vergleich zu Flüssigkeiten ein höheres Verhältnis von Energie zu Masse aufweisen. Dies ist auf das höhere Wasserstoff-zu-Kohlenstoff-Verhältnis zurückzuführen. Bei der chemischen Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff entsteht mehr Energie als mit Kohlenstoff. Andererseits haben Gaskraftstoffe ein kleineres Verhältnis von Energie zum Volumen als Flüssigkraftstoffe. Um also gasförmige Kraftstoffe für Mobilitätszwecke zu nutzen, ist entweder ein sehr großes Tankvolumen erforderlich oder das Gas muss zur Reduzierung des Volumens komprimiert bzw. verflüssigt werden.

## Globale Erdgas-Ressourcen

**Erdgasressourcen sind weltweit reichlich vorhanden.** Sie haben das Potenzial, den steigenden Bedarf noch über viele Jahrzehnte hinweg zu decken. Die verbleibenden und förderbaren konventionellen Erdgasressourcen reichen beim derzeitigen weltweiten Verbrauch für über 120 Jahre aus. Alle größeren Regionen verfügen über förderbare Ressourcen, die beim derzeitigen Verbrauch für mindestens 75 Jahre ausreichen.<sup>14)</sup> Die Schätzungen der verbleibenden weltweit förderbaren Gasressourcen sind während der letzten Jahre erheblich nach oben revidiert worden. Insgesamt machen die weltweit verbleibenden Erdgasressourcen 790 Billionen  $m^3$  aus. **In ihrem World Energy Outlook 2012 geht die IEA davon aus, dass die technisch verfügbaren Gasressourcen bei derzeitigem Förderniveau für 230 Jahre ausreichen.**<sup>15)</sup> Mit Fortschritten in den Explorations- und Fördertechnologien entwickelt sich auch die Fähigkeit zur Erschließung der Gasressourcen weiter.

<sup>9)</sup> Vgl. P. W. Hart, N. Busayasakul, H. Iber, J. M. Genco, Carbon to Hydrogen Ratio in Kraft Pulp, Holzforschung. Band 44, Ausgabe 2, 1999, S. 139–142.

<sup>10)</sup> Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNRR), Biomethan, Gülzow, 2012, S. 13f.

<sup>11)</sup> Vgl. Franziska Müller-Langer, Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse, Diss., Harburg/Leipzig 2011, S. 26/27.

<sup>12)</sup> Vgl. European Biofuels Technology Platform (EBTP), Dimethyl ether (DME), Fact Sheet, Gülzow 2011, www.biofuelstp.eu

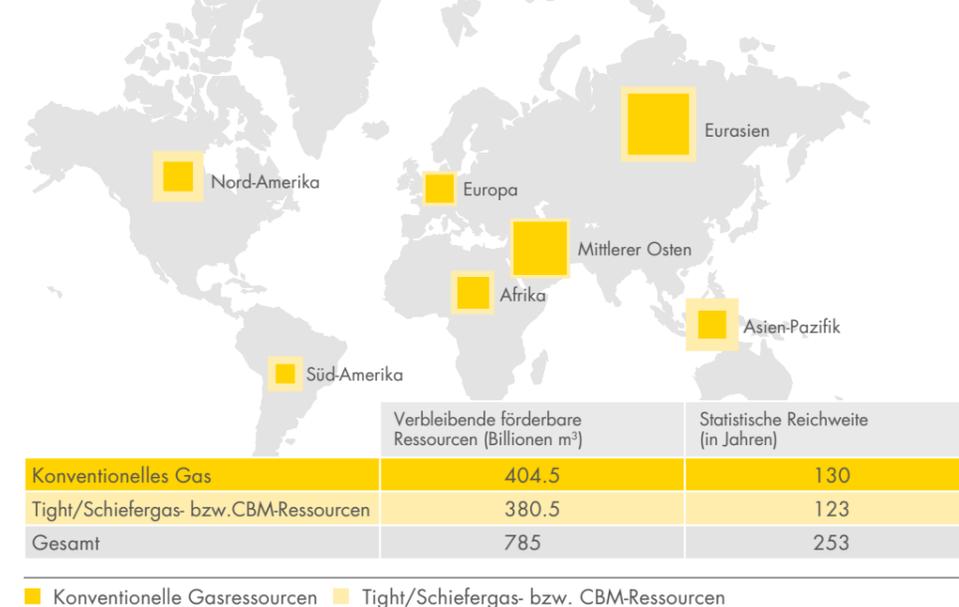
<sup>13)</sup> Vgl. International Institute for Sustainability and Strategy (IINAS), Ifeu Institute for Energy and Environmental Research, Biofuels – What role in the future energy mix?, Shell Deutschland Oil GmbH (Ed.), Darmstadt, Hamburg, Heidelberg 2012.

<sup>14)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2011. Special report. Are we entering a golden age of gas?, Paris 2011, S. 45; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover 2011, S. 22-25, 52.

<sup>15)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2012, Paris 2012, S. 125/134.

Die Erdgasressourcen sind auch geografisch breit über die verschiedenen Regionen der Welt verteilt. Russland und der Nahe Osten verfügen über die größten konventionellen Gasressourcen, wobei davon ausgegangen wird, dass Russland auch bis 2035 der größte Gasproduzent und -exporteur bleiben wird. Die größten unkonventionellen Gasressourcen liegen in der Region Asien-Pazifik und in Nordamerika; umfangreiche Ressourcen gibt es außerdem in Lateinamerika und in Afrika. Auch wenn die Schätzungen über die Ressourcen durch Bohrungen noch endgültig zu bestätigen sind, ist es wahrscheinlich, dass ein Großteil der förderbaren unkonventionellen Gasreserven in Regionen liegt, die zurzeit Netto-Gasimporteure sind, wie z.B. China und die USA.

## 3 GLOBALE ERDGASRESSOURCEN



Quelle: IEA World Energy Outlook, WoodMackenzie, Shell Interpretation

## Erdgas-Arten

Heute dominiert die konventionelle Gasförderung die Weltgasproduktion mit einem Anteil von 85 % an der Gesamtförderung; die 15 % unkonventioneller Gasproduktion kamen größtenteils im letzten Jahrzehnt hinzu. Die unkonventionellen Ressourcen werden auf dieselbe Größenordnung geschätzt wie die verbleibenden konventionellen Ressourcen (also ca. 300 bis 400 Billionen  $m^3$ ).

Konventionelle Gaslagerstätten sind durch eine moderate bis hohe Durchlässigkeit gekennzeichnet, und das dortige Gas kann mithilfe weniger Bohrungen wirtschaftlich gefördert werden. Unkonventionelles Gas kommt in Lagerstätten mit geringer Durchlässigkeit vor, hier sind sehr viel mehr Bohrungen sowie neue Fördertechnologien erforderlich. Zu den unkonventionellen Gasressourcen zählen folgende Gasarten:<sup>16)</sup>

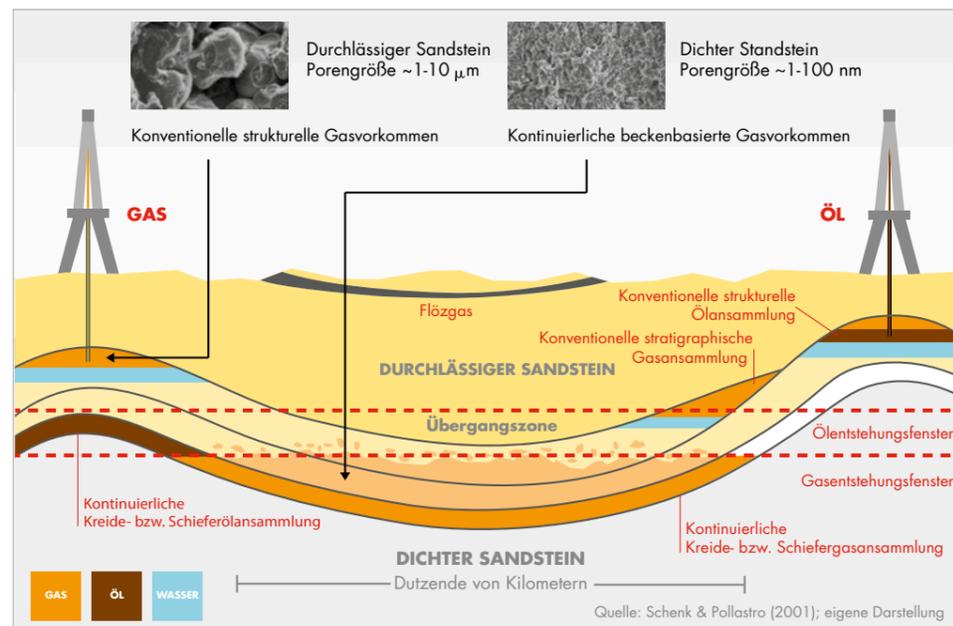
- **Schiefergas** ist in Gesteinsformationen zu finden, die viele organische Substanzen und eine geringe Durchlässigkeit aufweisen, so genannter Schiefer (häufig Lehmstein).
- **Tight Gas-Formationen** besitzen eine geringe Durchlässigkeit, das heißt das Gas kann nur begrenzt durch das Gestein strömen. Hierbei handelt es sich üblicherweise um Sandstein.
- **Coalbed methane (CBM)** bzw. Flözgas ist ein Erdgas, das in Kohleflözen enthalten und in den Rissen sowie an der Oberfläche der Kohle eingeschlossen ist.

<sup>16)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2011. Special Report. Are we entering a golden age for gas?, Paris 2011, S. 45-65.

Neue Technologien wie Horizontalbohrungen und hydraulisches Aufbrechen (Hydraulic Fracturing oder auch Fracking) wurden für die Förderung von unkonventionellem Gas entwickelt, insbesondere zur Stimulierung des Flusses von Schiefergas und Tight Gas. Hydraulisches Fracking wird bereits seit den vierziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts eingesetzt. Tight Gas wird in Nordamerika schon seit mehr als 40 Jahren gefördert. Flözgas (CBM) macht ca. 10 % der gesamten US-Gasproduktion aus. Der Gesamtanteil von unkonventionellem Erdgas an der US-Gasförderung beträgt etwa 60 %. Die Revolution des unkonventionellen Gases hat den Markt in den USA stark verändert und auch die globalen Gasmärkte beeinflusst.

Die rasante Ausweitung der Förderung von unkonventionellem Gas hat Bedenken in der Öffentlichkeit bezüglich seiner sozialen und ökologischen Auswirkungen entfacht. Die IEA hat eine Reihe von „**Goldenen Regeln**“ (Golden Rules) entwickelt, also Grundsätze, die sich mit den sozialen und ökologischen Auswirkungen befassen, um die Umweltbilanz und Akzeptanz in der Öffentlichkeit bei der Förderung von unkonventionellem Gas zu verbessern – dazu gehören volle Transparenz, Messung und Überwachung von Auswirkungen und die Einbindung von Gemeinschaften vor Ort. Die Goldenen Regeln ähneln den Betriebsgrundsätzen für die Onshore-Förderung (Onshore Operating Principles) von Shell. Im „Golden Rules“-Gasszenario könnte der globale Gasbedarf zwischen 2010 und 2035 um mehr als 50 % und der Anteil von unkonventionellem Gas von heute 15 % auf 32 % bis zum Jahr 2035 steigen.<sup>17)</sup>

#### 4 KONVENTIONELLES UND UNKONVENTIONELLES ERDGAS



#### Globale Erdgas-Nachfrage

Erdgas ist der am schnellsten wachsende fossile Energieträger. Bei der Nachfrageentwicklung gibt es jedoch auch in den verschiedenen Regionen deutliche Unterschiede:<sup>18)</sup> Auf die OECD-Länder entfallen heute (2010) 48 % der weltweiten Gasnachfrage. Bis 2035 dürfte der Anteil der OECD voraussichtlich weniger als 40 % betragen, obwohl die Gasnachfrage in der OECD noch weiter zunehmen wird; dabei wird der Anteil von Gas am OECD-Primärenergieverbrauch bis 2035 von 22 % auf 29 % steigen. Bei den Nicht-OECD-Regionen wie China, Indien und dem Nahen Osten wird ein wesentlich stärkerer Anstieg des Gasbedarfs erwartet. **China wird seinen Jährlichen Erdgasverbrauch um mehr als 400 Mrd. m<sup>3</sup> und seinen Erdgasanteil beim Primärenergieverbrauch von knapp 4 % auf 12 % erhöhen** und somit unter die fünf größten Gasverbraucher weltweit aufrücken.

<sup>17)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2012. Special Report. Golden Rules for a Golden Age of Gas, Paris 2012, S. 63-100.

<sup>18)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2012, Paris 2012, S. 126-133.

#### 5 GLOBALE ERDGASNACHFRAGE



Unter den Verbrauchssektoren wird in den meisten Regionen der Stromsektor weiterhin größter Antriebsfaktor für die Gasnachfrage bleiben. Der weltweite Gasverbrauch zur Stromerzeugung wird voraussichtlich auf bis zu 2.000 Mrd. m<sup>3</sup> ansteigen. Der Einsatz von Gas im Transportsektor ist weltweit gesehen gering und beträgt ca. 20 Mrd. m<sup>3</sup>, allerdings ist er in einigen Ländern in den letzten Jahren rapide angewachsen.

#### Erdgaspreise

#### 6 ENTWICKLUNG DER ERDGASPREISE



Die Gaspreise sind ein wichtiger Antriebsfaktor für den globalen Gasverbrauch. Der Boom beim nordamerikanischen Schiefergas hat erhebliche Auswirkungen auf die Gasmärkte und -preise. Bis Mitte des letzten Jahrzehnts befanden sich die Gaspreise in den größten Verbrauchsregionen (Europa,

Nordamerika und Asien-Pazifik) auf einem ähnlichen Niveau. In den letzten Jahren entwickelten sich die Gaspreise in den Regionen jedoch zunehmend auseinander. Im Jahr 2012 notierten die Gaspreise in den USA unter 3 US\$/MMBtu (Referenzwert nach Henry Hub).<sup>19)</sup> In Kontinentaleuropa lagen sie drei bis vier Mal höher (nach Brent-Preisen) und waren in Asien, wo die LNG-Frachten sich häufig auf den „Japanese Crude Cocktail“ (JCC) beziehen, noch teurer. Die Gaspreise in Großbritannien (NBP) bewegen sich seit 2010 wieder in Richtung kontinentaleuropäischer Gaspreise, wenn auch von deutlich niedrigerem Niveau aus.

Aufgrund von technischen Barrieren und durch die Kosten für den Gastransport sind die Gasmärkte relativ isoliert, was weltweit unterschiedliche Preisniveaus zur Folge hat. Zudem gibt es große Unterschiede zwischen den Regionen in der Art der Preisfindung.<sup>20)</sup> Mehr als 30 % der weltweiten Erdgasproduktion werden per Pipeline befördert oder verflüssigt und als LNG entweder nach Europa oder in die Asien-Pazifik-Region transportiert, wobei Deutschland, Italien, Japan und Südkorea die größten Importländer sind.<sup>21)</sup> Ein Großteil des grenzüberschreitend in Europa und Asien gehandelten Gases wird im Rahmen von langfristigen Kontrakten verkauft, die mit Ölpreisen gekoppelt sind, z.B. mit Brent-Rohöl oder Ölprodukten in Europa oder mit dem Japanese Crude Cocktail für langfristige asiatische LNG-Kontrakte. Wenn die Referenzpreise für Rohöl bzw. Ölprodukte hoch sind, tendieren auch die Gaspreise dazu, hoch zu sein. In Asien, wo LNG den Gashandel dominiert, bildete die starke LNG-Nachfrage aus Japan nach dem Unfall in Fukushima einen zusätzlichen Preisauftrieb.

In den USA und Großbritannien, die beide traditionelle Förder- und Verbraucherländer sind, werden die Preise frei am Markt gebildet; dies wird auch „Gas-zu-Gas-Wettbewerb“ genannt. Hierbei richten sich die Gaspreise nach den regionalen Gleichgewichten zwischen Angebot und Nachfrage, einschließlich der Preise für konkurrierende Energieträger. Die US-Gaspreise beziehen sich auf Henry-Hub, der Gasmarktpreis in Großbritannien auf den (virtuellen) Handelspunkt „National Balancing Point“ (NBP).

Die Gaspreise in den USA und Großbritannien lagen erheblich unter dem Niveau entsprechender Erdölreferenzsorten, wie beispielsweise West Texas Intermediate (WTI) und Brent und folglich in den letzten Jahren auch viel niedriger als in Kontinentaleuropa und Asien. Insbesondere die Henry-Hub-Preise spiegeln zunehmend die reichhaltige Verfügbarkeit von Schiefergas in den Vereinigten Staaten wider. Der günstige Preis hat die Nachfrage nach Gas in den USA erheblich gesteigert. Gas ersetzt dort vor allem Kohle für die Stromerzeugung.

## Öl- und Gas-Importabhängigkeit

Der zunehmende Einfluss der aufstrebenden Volkswirtschaften auf das globale Energiesystem dürfte sich in den kommenden Jahrzehnten weiterhin fortsetzen. Ein neuer Trend ist das Wiederaufleben der Öl- und Gasförderung in den USA. Diese beiden Entwicklungen werden weitreichende Folgen für die globalen Energiemärkte haben.

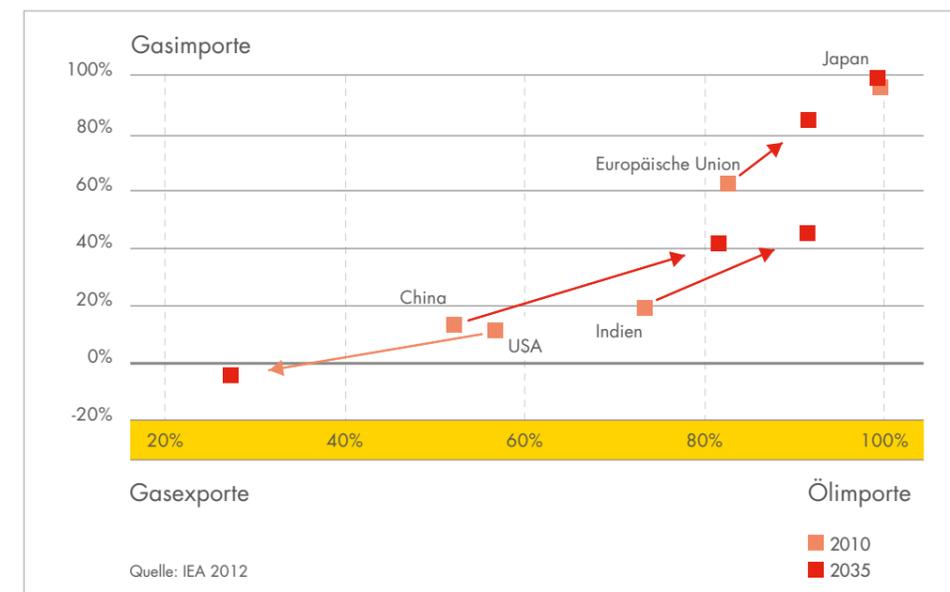
Fortschritte in der Fördertechnologie haben die Produktion von unkonventionellem Gas und auch von leichtem Tight Oil in den USA ermöglicht. Bis zum Jahr 2035 könnten die USA durch unkonventionelles Gas und Öl, die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und eine bessere Energieeffizienz ihre Abhängigkeit von Ölimporten erheblich reduziert haben und zu einem Gasexporteur geworden sein. Andererseits werden Indien, die ASEAN-Region und China gravierende Veränderungen in ihren Öl- und Gas-Handelsbilanzen erfahren. Japan und Korea sind bereits fast vollständig von Importen abhängig, während die begrenzten eigenen Öl- und Gasressourcen in Westeuropa schrumpfen und somit dessen Importe weiter erhöhen.<sup>22)</sup>

<sup>19)</sup> Erdgaspreise werden in British Thermal Units angegeben. 1 Million British Thermal Units (1 MMBtu) entsprechen 1055 MJ bzw. 293 kWh.

<sup>20)</sup> Vgl. IEA World Energy Outlook. Special Report. Are we entering a Golden Age of Gas?, Paris 2011, S. 17/18 und 72-79.

<sup>21)</sup> Vgl. BP, Statistical Review of World Energy, London 2012, S. 22, 28.

## 7 NETTO-ABHÄNGIGKEIT VON ÖL- UND GASIMPORTEN



Die Abhängigkeit von Erdgasimporten gibt Anlass zur Besorgnis über die Versorgungssicherheit. Alle EU-Mitgliedsländer außer den Niederlanden und Großbritannien sind seit Jahrzehnten von Gasimporten abhängig. **Tatsächlich ist Europa mit Gas aus diversen Quellen gut versorgt und liegt in wirtschaftlicher Reichweite von etwa 70 % der Weltgasreserven.** Europa produziert große Gasmengen selbst (fast 300 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr). Auch wenn die europäische Produktion in den kommenden Jahren zurückgeht, bestehen vielfältige Möglichkeiten, konventionelle und unkonventionelle Vorkommen zu erschließen.

Gleichzeitig wird die Pipeline-Versorgung Europas weiter diversifiziert, auch wenn die Gesamtmenge von Pipeline-Lieferungen ziemlich konstant bleibt. Hierdurch werden mögliche Transitriskos und die Abhängigkeit von einzelnen Pipelines schrittweise reduziert. Es ist davon auszugehen, dass das Wachstum der europäischen Erdgasnachfrage von LNG gedeckt wird. Dies hat in vielen Ländern bereits zum Bau von eigenen LNG-Rückvergasungsanlagen geführt; sie beschaffen ihr Gas direkt, vermeiden damit jegliche Durchleitungsprobleme und erhalten zudem noch Zugang zum internationalen LNG-Spotmarkt.

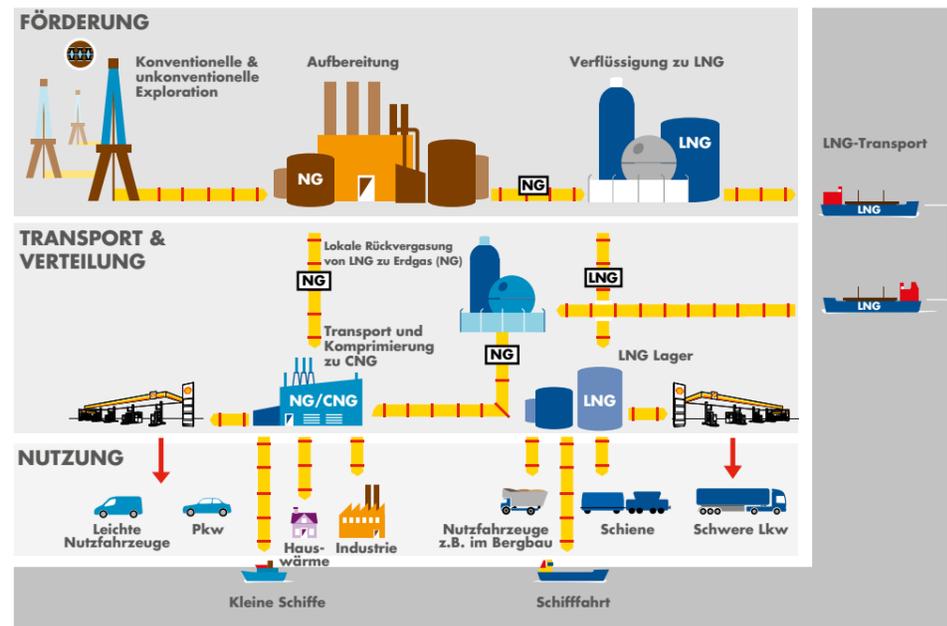
## Wertschöpfungskette für Erdgaskraftstoffe

Wegen seines gasförmigen Zustands und des gegenüber Flüssigkeiten größeren Volumens hat der Transport von Gas den globalen Vertrieb vor neue Herausforderungen gestellt. Zurzeit werden die meisten Märkte über Pipelines beliefert. Durch die Exploration neuer Gasquellen in weiter entfernten Gebieten und die Erschließung neuer Märkte müssen jedoch auch andere Transportmethoden in Betracht gezogen werden, um Orte auf der ganzen Welt mit Gas zu versorgen. Für Märkte, die nicht per Pipeline erreichbar sind, wird Erdgas zu LNG verflüssigt und in speziellen LNG-Schiffen in alle Welt transportiert. **Heute werden ca. zwei Drittel des internationalen Gashandels über Pipelines und ein Drittel als LNG abgewickelt.**<sup>23)</sup>

<sup>22)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2012, Paris 2012, S. 74-77.

<sup>23)</sup> Vgl. BP, Statistical Review of World Energy 2012, London 2012, S. 28.

8 WERTSCHÖPFUNGSKETTE ERDGASKRAFTSTOFFE



Durch die Verflüssigung wird das Volumen des Gases um mehr als das 600-fache reduziert und ein effizienter Transport ermöglicht. Sobald das LNG verschifft und an den Terminals angekommen ist, gelangt es in dieselbe Wertschöpfungskette, in die es bei direktem Pipeline-Transport gelangen würde. Eine andere Möglichkeit zur Reduzierung des Volumens von Gas als Energieträger ist die Umwandlung in ein GTL-Produkt unter Nutzung der Fischer-Tropsch-Synthese.

„Integriertes Gas“ (Integrated Gas) beschreibt diejenige Geschäftssparte, bei der im Upstream-Bereich eines integrierten Öl- und Gasunternehmens Gas produziert, dann zum Downstream-Bereich gebracht und schließlich an diverse Märkte und Kunden geliefert wird, oft regions- und spartenübergreifend. Abbildung 8 stellt eine integrierte Wertschöpfungskette dar. Erdgas wird zur Stromerzeugung, Beheizung von Wohnungen oder in der Industrie eingesetzt, als CNG in Pkw, Kleintransportern, kleinen Schiffen oder als LNG in Hochleistungsmotoren wie beispielsweise Schwerlast- und Geländefahrzeugen, im Schienenverkehr und in großen Schiffen.

III. ERDGASMOBILITÄT – FAHRZEUGE UND KRAFTSTOFFE

Welche Kraftstoffe für welche Antriebe?

Von allen Transportarten stellt der Straßenverkehr den bei weitem größten Verbraucher dar. Der überwiegende Teil der Fahrzeuge für den Straßenverkehr wird mit Verbrennungsmotoren angetrieben. Und Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren werden vor allem mit Flüssigkraftstoffen betankt, die eine hohe Energiedichte aufweisen und einfach zu lagern und zu handhaben sind. Flüssigkraftstoffe gelten deshalb für sämtliche Transportarten als geeignet (wie in Tabelle 9 angegeben). **Weit mehr als die Hälfte des weltweiten Ölverbrauchs bzw. 46 Mio. Barrel/Tag fallen zurzeit auf den Transportsektor.** Innerhalb dieses Sektors machen Pkw und leichte Nutzfahrzeuge mit ca. 19 Mio. Barrel/Tag den Großteil des weltweiten Ölverbrauchs im Straßenverkehr aus. Die Nachfrage im Straßengüterverkehr (hauptsächlich Diesel) liegt mit ca. 13 Mio. Barrel/Tag etwas darunter. Die wichtigste Ergänzung zu öl-basierten Kraftstoffen sind Biokraftstoffe mit einem Anteil von 2,5 % am globalen Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs.<sup>24)</sup>

9 KRAFTSTOFFOPTIONEN FÜR VERKEHRSTRÄGER

VERKEHRSMITTEL	FLÜSSIG-KRAFTSTOFFE	GASFÖRMIGE KRAFTSTOFFE				STROM
		LPG	CNG	LNG	H <sub>2</sub>	
Pkw	Kurzstrecke	++	+	+	-	+
	Langstrecke	++	+	+	-	-
Nfz	Leicht	++	+	+	-	○
	Schwer	++	-	○	+	-
Schiene		++	-	-	+	++
Schiff		++	-	-	+	-
Flugzeug		++	-	-	-	-

- ++ (Voll) einsetzbar
- + Kleinere Einschränkungen
- Größere Einschränkungen
- Keine Option

Auch gasförmige Kraftstoffe können Verbrennungsmotoren versorgen. Allerdings weisen sie einige Nachteile bezüglich ihrer Energiedichte, der Lagerung und Handhabung auf. Für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge lassen sich gasförmige Kraftstoffe wie LPG, CNG und Wasserstoff gut einsetzen. Im Straßengüterfernverkehr sind gasförmige Kraftstoffe wie CNG/LPG aufgrund ihrer begrenzten Lagerkapazität und der eingeschränkten Reichweite weniger geeignet. Allerdings könnten schwere Lkw mit einer Fahrleistung von bis zu 200.000 km pro Jahr und kurzen Standzeiten von LNG profitieren.

Elektromobilität ist eine künftige Option für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge. Allerdings können Elektrofahrzeuge zurzeit nicht einmal die Reichweiten von mit Gaskraftstoffen angetriebenen Fahrzeugen bieten. Deshalb werden Elektrofahrzeuge zunächst vor allem als Pkw bzw. leichte Nutzfahrzeuge im Stadtbereich und für Kurzfahrten eingesetzt.

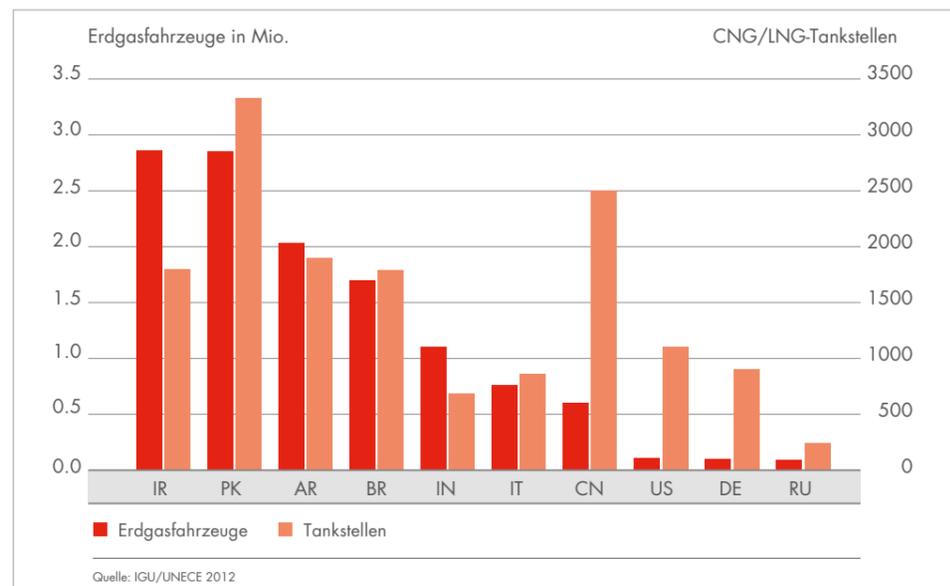
Flugzeug und Schiff sind weitere große Kraftstoffkonsumenten, wobei beide Bereiche auf Flüssigkraftstoffe (Kerosin und Bunker-Öle) angewiesen sind, während der Schienenverkehr Elektrizität und Diesel nutzt. Insbesondere in der Schifffahrt sowie für andere große Motoren und Fahrzeuge im Dauerbetrieb (z.B. Schienen- bzw. Bergbaufahrzeuge) ist LNG eine wichtige Zukunftsoption.

<sup>24)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2012, Paris 2012, S. 87-96.

## Erdgas-Mobilität

Erdgasfahrzeuge (Natural Gas Vehicles – NGV) machen zurzeit weniger als 1 % des gesamten weltweiten Kraftstoffverbrauchs im Straßenverkehr und weniger als 1 % des globalen Erdgasverbrauchs aus. Trotz eines starken zweistelligen Anstiegs in den letzten Jahren bilden sie weltweit immer noch einen Nischenmarkt.<sup>25)</sup> Die Zahl der Erdgasfahrzeuge überstieg 1999/2000 zum ersten Mal die Millionengrenze. **Bis zum Jahr 2011 wurden mehr als 14 Mio. – von 1 Mrd. – Fahrzeuge mit methanbasierten Kraftstoffen angetrieben.** Heute fahren in mehr als 80 Ländern Erdgasfahrzeuge auf den Straßen. Bis Ende 2010 schloss Erdgas beim Kraftstoffverbrauch zu LPG/Autogas auf (beide mit 33 bis 34 Mio. Tonnen Öläquivalent). Die Anzahl der CNG-/LNG-Zapfsäulen stieg bis Ende 2011 auf 20.000. Andererseits fahren etwa 17 Mio. Fahrzeuge mit LPG, das an 57.000 Tankstellen verkauft wird.<sup>26)</sup>

### 10 AUSGEWÄHLTE MÄRKTE FÜR ERDGASMOBILITÄT



Ähnlich wie beim LPG befinden sich mehr als 70 % aller Erdgasfahrzeuge und die Hälfte aller Erdgas-Tankstellen in gerade einmal fünf Ländern: Iran, Pakistan, Argentinien, Brasilien und Indien. In den Jahren von 2000 bis 2010 ist die weltweite Führungsposition beim Einsatz von Erdgasfahrzeugen von Lateinamerika nach Asien übergegangen, wobei Pakistan mit 2,85 Mio. Erdgasfahrzeugen an der Spitze steht. Die dynamischste Entwicklung zeigten der Iran, Indien und China. In Europa gibt es fast 1 Mio. CNG- und LNG-Fahrzeuge, was einen Marktanteil von 0,4 % der gesamten Fahrzeugflotte ausmacht. Heute werden praktisch alle Erdgas-Fahrzeuge mit CNG angetrieben, obwohl schwere LNG-Lkw allmählich Verbreitung finden. Verfügbare Fahrzeugoptionen sind Pkw und leichte Nutzfahrzeuge für CNG, Nutzfahrzeuge wie Busse und Lkw ebenfalls für CNG und Schwerlast-/Fernverkehrs-LKW, die LNG einsetzen.

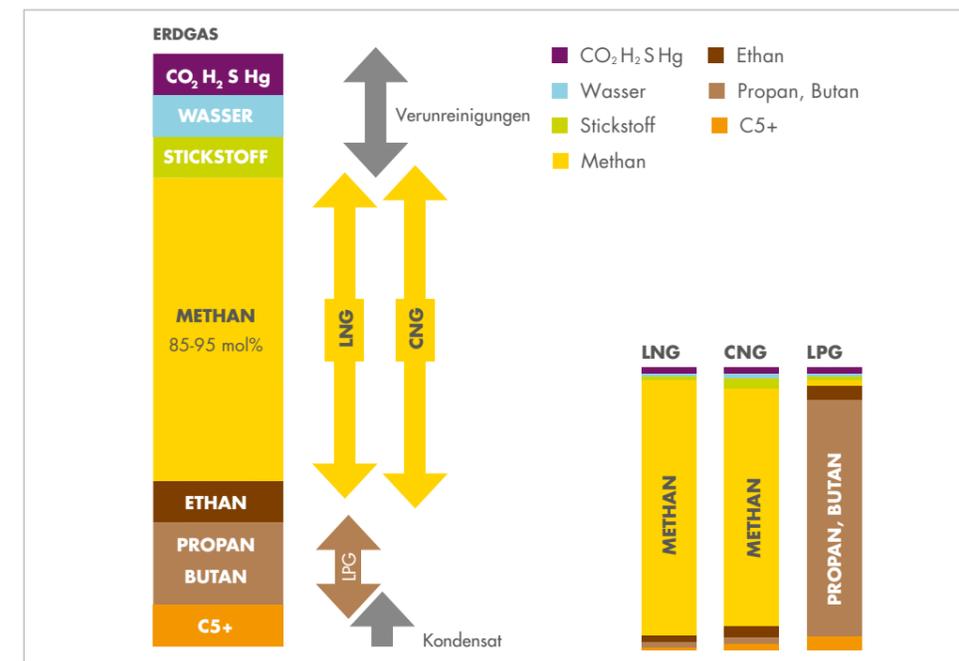
Die langsame Entwicklung von Erdgasmobilität ist zurückzuführen auf die sehr hohen Investitionskosten für die erforderliche Infrastruktur, also CNG- bzw. LNG-Tanksäulen oder kombinierte L-CNG-Tankstellen. Die erforderlichen Investitionen sind mindestens fünfmal so hoch wie bei herkömmlichen Flüssigkraftstoffen. **Für eine substantielle Marktpenetration haben etablierte Erdgasmobilitäts-Märkte meist mehr als 15 Jahre benötigt.** Bisher konzentriert sich Erdgasmobilität in Europa auf wenige Länder, darunter Österreich, Deutschland, Italien, Niederlande, Schweden und die Schweiz. In anderen

EU-Mitgliedstaaten gibt es bislang kaum ein öffentliches Erdgastankstellennetz. Heute (2011) gibt es in Europa 3.000 Erdgastankstellen (öffentlich und privat), wovon nur gut 20 mit LNG- bzw. L-CNG-Technologie ausgestattet sind.<sup>27)</sup>

## (Erd)Gas-Kraftstoffe

Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan (etwa 85 bis 95 %). Nebenbestandteile sind höhere Kohlenwasserstoffe und andere unbrennbare Bestandteile wie Stickstoff, Kohlendioxid, Sauerstoff, Wasser, Spuren von Edelgasen sowie Schwefelbestandteile. Die Variation beim Methangehalt und den anderen Bestandteilen hängt sehr stark von der Fundstätte ab. So hat Erdgas, das als Nebenprodukt bei der Erdölförderung anfällt, eine deutlich andere Zusammensetzung als Gas, das aus einem Erdgasfeld stammt. Zudem kann die Zusammensetzung schwanken, wenn Erdgase aus unterschiedlichen Quellen gemischt werden.

### 11 GASFÖRMIGE KRAFTSTOFFE – ZUSAMMENSETZUNG



Biogas, das als (fast) kohlenstoffneutraler Kraftstoff betrachtet werden kann, zeigt ebenfalls starke Schwankungen in der Zusammensetzung. Es besteht zu 50 bis 75 % aus Methan und weiteren Bestandteilen wie Kohlendioxid, Wasser und anderen Verunreinigungen.<sup>28)</sup> Damit Biogas in das Erdgasnetz eingespeist oder als Motorkraftstoff verwendet werden kann, muss es gereinigt und auf Netzqualität gebracht werden. Damit Erd-/Biogas als Motorkraftstoff verwendet werden kann, muss es einen Methangehalt von normalerweise 97 % haben.<sup>29)</sup>

(Erd)Gas hat im Vergleich zu flüssigen Kraftstoffen eine geringere Energiedichte (Menge an gespeicherter Energie pro Volumeneinheit). Es gibt grundsätzlich zwei Möglichkeiten, Erdgas in einem Zustand höherer Energiedichte zu speichern: Erdgas kann entweder zu **LNG (Liquefied Natural Gas)** verflüssigt oder zu **CNG (Compressed Natural Gas)** komprimiert werden. Gas kann sehr viel leichter als eine Flüssigkeit komprimiert werden. Die Energiedichte eines Gases hängt jedoch sehr stark von den Druck- und Temperaturverhältnissen ab.

<sup>25)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2011. Special Report. Are we entering a golden age of gas?, Paris 2011, S. 116.

<sup>26)</sup> Vgl. International Gas Union (IGU)/United Nations Economic Commission for Europe (UN ECE), Natural Gas Vehicles (NGV), Fornebu/Geneva 2012, S. 200-202; World LP Gas Association, Autogas Incentive Policies. Revised and Updated 2012, Neuillysur-Seine 2012, S. 13-15.

<sup>27)</sup> Vgl. European Expert Group on Future Transportation Fuels, Infrastructure for Alternative Fuels. Report, December 2011, S. 10-13, 53.

<sup>28)</sup> Vgl. FNR, Biogas, Gülzow 2012, S. 20; Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW), Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), September 2011.

<sup>29)</sup> Vgl. Centre of Excellence for low Carbon and Fuel Cell Technologies (CENEx), Biomethane Toolkit. A guide to the production and use of biomethane as a road transport fuel, Leicestershire 2009, Kap. 5, S. 1.

Bei niedrigem Druck und hoher Temperatur neigen reale Gase dazu, sich wie ideale Gase zu verhalten, denn es herrschen nur sehr schwache intermolekulare Kräfte vor. Diese intermolekularen Kräfte können anziehend und auch abstoßend wirken. Die Abstoßungskräfte beruhen auf dem Eigenvolumen der Moleküle. Ohne diese Abstoßungskräfte könnte ein Gas buchstäblich auf ein Nullvolumen komprimiert werden. Deshalb verhält sich ein Gas mit zunehmender Komprimierung immer weniger wie ein ideales Gas. Andererseits könnte ein Gas ohne Anziehungskräfte nicht verflüssigt werden.<sup>30)</sup>

## 12 GASFÖRMIGE UND FLÜSSIGE KRAFTSTOFFE – EIGENSCHAFTEN

KRAFTSTOFF	BESCHREIBUNG	BESTANDTEILE	UNTERER HEIZWERT		DICHTE [KG/M <sup>3</sup> ]	DRUCK [BAR]	TEMPERATUR [°C]
			MJ/KG	MJ/LITER			
Diesel	Aus Rohöl raffiniert	C9 - C22 (z.B. n-hexadecan, iso-cetan)	41	34	820-845	Umgebung	Umgebung
Benzin	Aus Rohöl raffiniert	C4 - C12 (z.B. n-heptan, iso-octan)	43	32	710-770	Umgebung	Umgebung
GTL	Gas-to-Liquids (Fischer-Tropsch)	C9/12 - C22	43	34	~775	Umgebung	Umgebung
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Niederdruck-Gas)	Propan, Butan	46	25	540	2-8	Umgebung
CNG	Compressed Natural Gas	Methan	50	~9	160-190	200-250	Umgebung
LNG	Liquefied Natural Gas (Übersättigt)	Methan	50	~21	400-500	8	-170 bis -130
CGH <sub>2</sub>	Compressed Gaseous Hydrogen	Wasserstoff	120	~4.2	28-40	250-700	Umgebung
CCH <sub>2</sub>	Cryo-compressed Hydrogen	Wasserstoff	120	9.6	80	4	-220

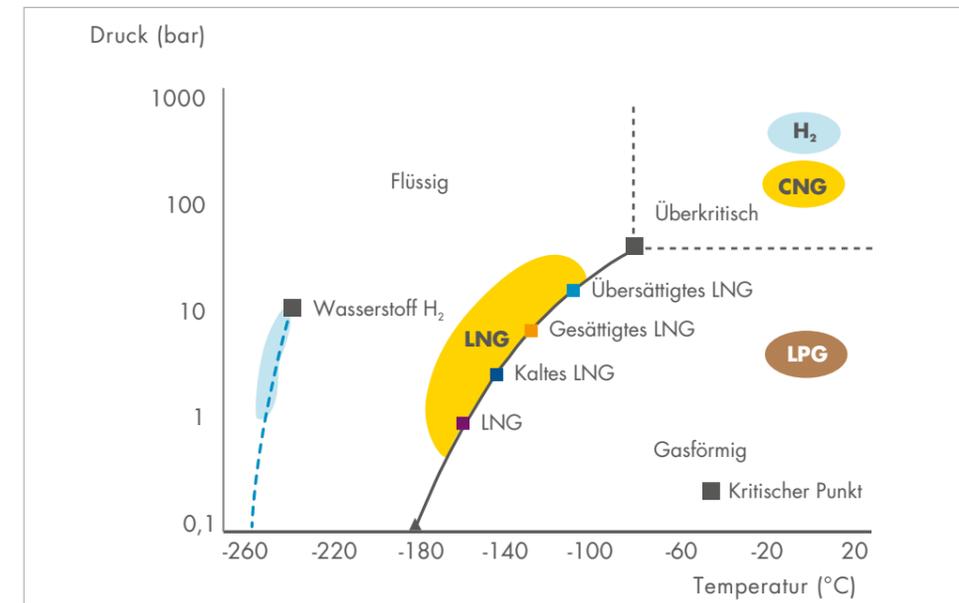
Die Temperatur spielt eine wichtige Rolle für den flüssigen oder gasförmigen Aggregatzustand einer Komponente. Allgemein gilt: Wenn ein Gas immer weiter gekühlt wird, geht es irgendwann in den flüssigen Aggregatzustand über. Die Temperatur eines Gases steht in direktem Zusammenhang mit der kinetischen Energie der Gasmoleküle. Je kälter ein Gas wird, desto langsamer bewegen sich die Moleküle im Gas, bis irgendwann die kinetische Energie so gering ist, dass die Moleküle in eine sich gegenseitig anziehende Wechselwirkung treten, zusammenhalten und eine Flüssigkeit bilden. Umgekehrt gilt: Je wärmer eine Flüssigkeit wird, desto mehr kinetische Energie besitzen die Moleküle, bis die Temperatur schließlich so hoch ist, dass die kinetische Energie der Moleküle ausreicht, um die Anziehungskräfte zu überwinden und die Flüssigkeit in den gasförmigen Aggregatzustand übergeht.

Je enger die Moleküle zueinander stehen, desto höher ist der Druck im Fluid. Das bedeutet, dass eng gepackte Gasmoleküle (höherer Druck) bei einer geringeren Temperaturabsenkung verflüssigt werden können. Für jedes Gas gibt es jedoch eine Temperatur, bei der das Gas durch Erhöhen des Drucks nicht mehr verflüssigt werden kann bzw. kein Übergang von der gasförmigen in die flüssige Phase mehr stattfindet. Ein Phasenübergang ist durch eine plötzliche Veränderung der Dichte gekennzeichnet. Diese Temperatur wird **kritische Temperatur** genannt.

Ebenso kann ein Gas bei genügend hohem Druck durch Absenken der Temperatur nicht mehr verflüssigt werden. Dieser Druck wird **kritischer Druck** genannt. Kritische Temperatur und kritischer Druck kennzeichnen den kritischen Punkt eines Stoffes. Für Methan liegt der **kritische Punkt** bei -82,4 °C und 46 bar.<sup>31)</sup>

Abbildung 13 zeigt die Dampfdruckkurve von reinem Methan mit dem Tripelpunkt bei -182 °C und 0,117 bar und dem kritischen Punkt bei -82,4 °C und 46 bar. Wenn Methan bei atmosphärischen Bedingungen (Druck von 1 bar) auf unter -161 °C gekühlt wird, kondensiert es und geht von der gasförmigen in die flüssige Phase über. Dieser Phasenübergang führt zu einer plötzlichen Verkleinerung des Volumens von 559 l/kg auf 2,38 l/kg – dies entspricht einer Verkleinerung um den Faktor 235. Diese Volumenverkleinerung kostet jedoch Energie. Der Energiegehalt des Gases muss gesenkt werden, damit Kondensation stattfinden kann. Diese Energie wird als Kondensationswärme bezeichnet, die per Definition das Gleiche wie Verdampfungswärme ist, nur mit dem umgekehrten Vorzeichen.

## 13 LNG / CNG: KÜHLEN ODER KOMPRIMIEREN?



Methan durch Kühlung zu LNG zu verflüssigen, verkleinert nicht nur das Volumen; LNG enthält auch weniger Verunreinigungen als zum Beispiel CNG, da bei der Verflüssigung bestimmte Verunreinigungen entfernt werden. Wenn LNG jedoch in einem Behälter oder Tank gespeichert wird, muss dieser ausreichend isoliert sein, damit das LNG sich nicht erwärmen kann. So effektiv eine solche Isolierung auch ist – sie allein reicht nicht aus, um das LNG kalt genug zu halten. Es ist nicht zu vermeiden, dass sich LNG im Tank erwärmt und verdampft.

In der Praxis wird daher LNG als siedendes **Kryogen** (tiefkalte Flüssigkeit) gespeichert. Das heißt, die Flüssigkeit wird bei der für den betreffenden Speicherdruck geltenden Siedetemperatur gespeichert. Wenn ein Teil der Flüssigkeit verdampft, auch „Boil-Off“ (Verdampfungsverluste) genannt, entsteht Verdunstungskälte, die die restliche Flüssigkeit kühlt. Da die Tankisolierung sehr effektiv ist, wird nur relativ wenig Boil-Off benötigt, um die Temperatur zu halten. Da Methan einen etwa 25 Mal so hohen Treibhausgaseffekt wie CO<sub>2</sub> hat, muss dies nach Möglichkeit vermieden werden, z.B. indem LNG-Fahrzeuge möglichst intensiv genutzt werden, um Stillstandzeiten zu minimieren.

Wenn Methan bei atmosphärischen Bedingungen hingegen komprimiert statt gekühlt wird, findet kein Phasenübergang statt (wie in Abbildung 13 zu sehen), sondern das Methan wird zu einem überkritischen Fluid, es nimmt also einen Zustand an, in dem es weder flüssig noch gasförmig ist. Das Volumen von Methan bei Umgebungstemperatur und -druck verringert sich, wenn es mit 200 bar komprimiert wird, von 1563 l/kg auf etwa 6,25 l/kg. Das entspricht einer Verkleinerung um den Faktor 250.

<sup>30)</sup> Vgl. Charles E. Mortimer, Ulrich Müller, Chemie, 10. Aufl., Stuttgart 2010, S. 149-167.

<sup>31)</sup> Vgl. National Institute of Standards and Technology (NIST), Chemistry WebBook Standard Reference Database No. 69, <http://webbook.nist.gov/>

### 1.4 METHAN – PHYSIKALISCHE EIGENSCHAFTEN

METHAN-FORMEN	DRUCK [BAR]	TEMPERATUR [°C]	ZUSTAND	VOLUMEN [LITER/KG]	ERFORDERLICHES VOLUMEN FÜR ENERGIEGEHALT WIE 1 L DIESEL
NG	1	25	Dampf	1.563	1060
LNG	1	-161	Flüssig	2.38	1.6
Kaltes LNG	3	-146	Flüssig	2.5	1.7
Gesättigtes LNG	8	-130	Flüssig	2.75	1.9
Übersättigtes LNG	18	-110	Flüssig	3.1	2.1
CNG	200	25	Überkritisch	6.25	4.3
CNG	350	25	Überkritisch	4.4	3

Flüssiges Methan hat bei 1 bar sogar ein um den Faktor 600 kleineres Volumen (siehe Tabelle 14) als bei Umgebungstemperatur und -druck. Wird der Druck auf gasförmiges Methan auf 350 bar erhöht, hat es ein Volumen von etwa 4,4 l/kg. Hier zeigen sich die Einschränkungen der Eigenschaften idealer Gase, da sich das Volumen des Gases ab einem bestimmten Punkt durch Erhöhung des Drucks nicht mehr im selben Maße verkleinern lässt.

Je nach Art des Fahrzeugs kann Methan entweder als LNG oder als CNG eingesetzt werden. **LNG ermöglicht im Vergleich zu CNG höhere Energiedichten (größere Reichweite bei gleich großem Tank), muss jedoch im Tank kühl gehalten werden, damit es flüssig bleibt.** Dagegen hat CNG den Vorteil, dass es kostengünstiger bereitzustellen ist, da für die Komprimierung weniger Energie aufgewendet werden muss als für die Verflüssigung.

Neben Methan findet auch **Wasserstoff** als gasförmiger Kraftstoff für den Verkehrsbereich immer stärkere Verbreitung (siehe Tabelle 9). Wasserstoff hat bezogen auf seine Masse eine relativ hohe Energiedichte (siehe Tabelle 12), die etwa drei Mal so hoch ist wie die von Benzin.<sup>32)</sup> Wasserstoff hat genau wie Methan einen kritischen Punkt, der allerdings bei einer deutlich niedrigeren Temperatur und einem höheren Druck liegt: -240°C und 12,98 bar (siehe Abbildung 13). Dementsprechend muss Wasserstoff auf 350 bis 700 bar komprimiert oder auf -253°C heruntergekühlt und verflüssigt werden, um eine akzeptable Tankreichweite zu erzielen.

Darüber hinaus kommt auch **LPG (Liquefied Petroleum Gas)** oder Flüssiggas als gasförmiger Kraftstoff in Betracht. LPG fällt als Begleitgas bei der Erdölförderung und Nebenprodukt bei der Erdölraffination an und besteht im Wesentlichen aus Propan und Propylen (C3), Butan (C4) mit seinen Isomeren und den Olefinen Isobutan, Isobuten, But-1-en, But-2-en sowie Spuren von C1, C2 und C5.<sup>33)</sup> LPG kann je nach Zusammensetzung schon bei Temperaturen nahe den Umgebungsbedingungen (-42 bis 0°C) verflüssigt werden, in Europa liegt jedoch der zulässige Wert für den absoluten Dampfdruck von LPG bei 15,5 bar bis 40°C.<sup>34)</sup> Zudem ist LPG schwerer als Luft, wogegen Methan und Wasserstoff deutlich leichter als Luft sind. Verflüssigte Gase müssen in gut isolierten Tanks gespeichert werden, um die Verdampfung möglichst gering zu halten. Druckspeichertanks müssen außerdem extrem druckfest sein, um Druckunterschieden von 250 bar (bei Wasserstoff sogar 700 bar) standhalten zu können. Komprimierte Fluide werden in zylindrischen Behältern gespeichert, die aufgrund ihrer Form hohen Drücken standhalten. Andere Speichermöglichkeiten werden zurzeit noch erforscht und weiterentwickelt. So wird zum Beispiel weiter geprüft, inwieweit sich Wasserstoff statt als komprimiertes Gas oder in verflüssigter Form auch „chemisch“ als Hydrid speichern lässt, einer Verbindung von Wasserstoffatomen mit anderen Elementen.

<sup>32)</sup> Vgl. Automotive Handbook, 8th Edition, Robert Bosch GmbH, Plochingen 2011, S. 229.

<sup>33)</sup> Vgl. J.C. Guibet, Fuels and Engines, Editions TECHNIP, Paris 1999, S. 48.

<sup>34)</sup> Vgl. J.C. Guibet, Fuels and Engines, Editions TECHNIP, Paris 1999, S. 538.

<sup>35)</sup> Vgl. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Shell Deutschland, Shell Lkw-Studie. Fakten, Trends und Perspektiven im Straßengüterverkehr bis 2030, Berlin/Hamburg, S. 40/41; European Gas Forum (EGaF), Reducing CO<sub>2</sub> emissions in the EU Transportation Sector to 2050. Report, September 2012, S. 9/10.

### Motoren-Konzepte für CNG und LNG

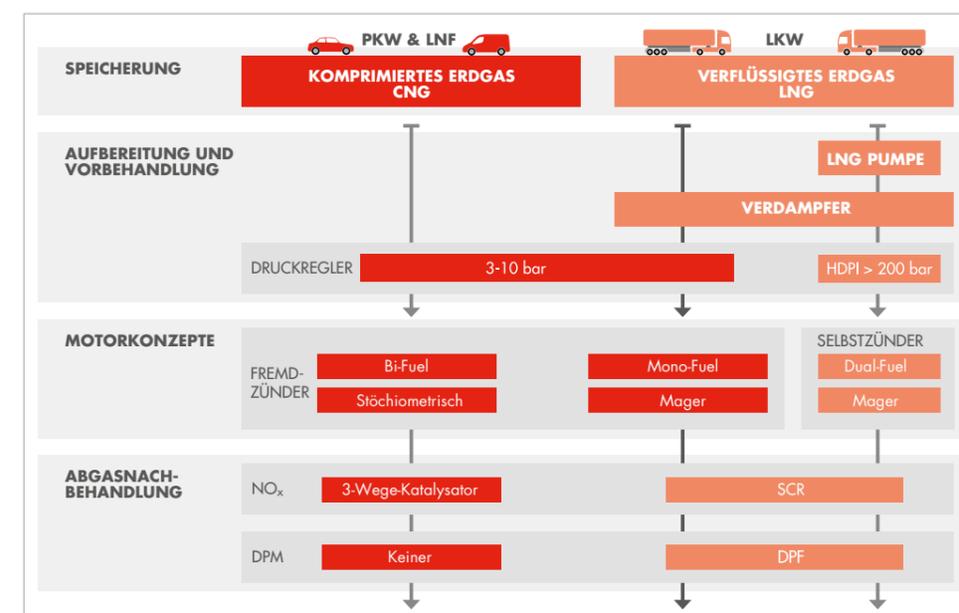
Es gibt zahlreiche Motorenkonzepte für gasförmige Kraftstoffe. Abbildung 15 zeigt einige davon für Fahrzeuge, die mit LNG oder CNG betrieben werden. Jedes Konzept hat Vor- und Nachteile. Dabei sind die Vorteile für den jeweiligen Einsatzzweck des Fahrzeugs zu betrachten. Bei Personenkraftwagen, leichten Nutzfahrzeugen und Lkw mit kurzer bis mittlerer Reichweite wird vor allem CNG als Kraftstoff verwendet. Diese Fahrzeuge werden im innerstädtischen und regionalen Verkehr als Flottenfahrzeuge, Busse, Müllfahrzeuge und gewerbliche Lieferfahrzeuge eingesetzt.<sup>35)</sup>

Da LNG permanent auf einer sehr niedrigen Temperatur gehalten werden muss, damit es nicht im Tank verdampft, ist es für Fahrzeuge, die nur unregelmäßig und sporadisch gefahren werden, eher ungeeignet. Der LNG-Tank würde sich entleeren, ohne dass mit dem Fahrzeug gefahren wird. Manchmal können Fahrzeuge, die mit flüssigem Kraftstoff betrieben werden, für den alternativen Betrieb mit Gas, insbesondere LPG, umgerüstet werden.<sup>36)</sup> Doch nicht alle Motoren sind für eine solche Umrüstung geeignet.

Bei allen mit Gas betriebenen Motoren gelangt der Kraftstoff gasförmig in den Motor. Das heißt, dass LNG zunächst verdampft werden muss, bevor es in den Brennraum transportiert wird. Einige Motoren mit fest geschalteten Druckreglern benötigen beim Betrieb mit LNG bestimmte Drücke. Auch berücksichtigt werden sollte, dass eine zusätzliche Pumpe nicht erforderlich ist, wenn der Druck im Tank dem erforderlichen Mindestdruck für den Motorbetrieb entspricht. Deshalb gibt es auf dem Markt verschiedene LNG-Produkte mit unterschiedlichen Druckeigenschaften, wie zum Beispiel kaltes, gesättigtes und übersättigtes LNG wie in Tabelle 14 und in Abbildung 15 zu sehen ist.

Auf dem Weg vom LNG- oder CNG-Tank zum Motor fließt das Gas durch einen Druckregler. Der Motor kann ein Otto-Motor (Spark Ignition, SI) oder ein Diesel-Motor (Compression Ignition, CI) sein. Otto-Motoren kommen in **monovalenten (Mono-Fuel)** und **bivalenten (Bi-Fuel)** Fahrzeugen zum Einsatz. Monovalente Motoren sind auf den Betrieb mit Erdgas optimiert, werden jedoch nur in Nutzfahrzeugen eingebaut. Bivalente Motoren sind Otto-Motoren, die sowohl mit Gas als auch Benzin betrieben werden können. Außerdem sollte auch die Betriebsart berücksichtigt werden, also entweder stöchiometrischer Betrieb für normale Otto-Motoren oder Magerbetrieb (lean) für Dieselmotoren. Wie bei Otto- oder Dieselmotoren müssen auch gasbetriebene Motoren über eine Abgasnachbehandlung verfügen.

### 1.5 MOTORENKONZEPTE FÜR CNG UND LNG



<sup>36)</sup> Vgl. Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC), Die ADAC Autogas-Umfrage, München 2012.

Diesel-Motoren (CI) kommen immer als **Zweikraftstoffmotoren** (Dual-Fuel) zum Einsatz, da Methan sich im Diesel-Motor durch Komprimierung nicht selbst entzündet. Entsprechend wird zusätzlich Diesel eingespritzt, welcher selbst zündet und somit als Zündfunke für das Gas dient. Das Mengenverhältnis von Gas zu Diesel hängt sehr stark von den Betriebsbedingungen ab. Typisch ist jedoch ein Gasanteil von 70 bis 75 %. Während dieser Anteil bei niedriger Last und Geschwindigkeit auf 50 bis 60 % sinken kann, steigt er bei hoher Last und Geschwindigkeit auf 80 bis 85 %.<sup>37)</sup> Bei neuen Technologien wie z.B. der Gas-Direkteinspritzung kann der Gasanteil sogar noch höher sein (85 bis 90 %).<sup>38)</sup>

In CNG-Kraftstofftanks herrschen normalerweise Drücke von 200 bis 250 bar. Wie Tabelle 14 zeigt, kann ein höherer Gasdruck zu einer höheren Energiedichte führen und für eine größere Reichweite sorgen. Deshalb prüfen derzeit verschiedene Hersteller Optionen einer erhöhten Komprimierung.

**CNG wird vor allem in Personenkraftwagen eingesetzt.**<sup>39)</sup> Für Pkw bietet sich ein LNG-Antrieb wegen der benötigten Tankkühlung und der unregelmäßigen Nutzung nicht an. Für Pkw würde ein bivalenter Otto-Motor einen flexiblen Betrieb mit Gas oder Benzin (Bi-Fuel) ermöglichen. **Dagegen kann der Lkw, sofern er permanent genutzt wird, auch mit LNG in einem Otto- oder Diesel-Motor betrieben werden.**

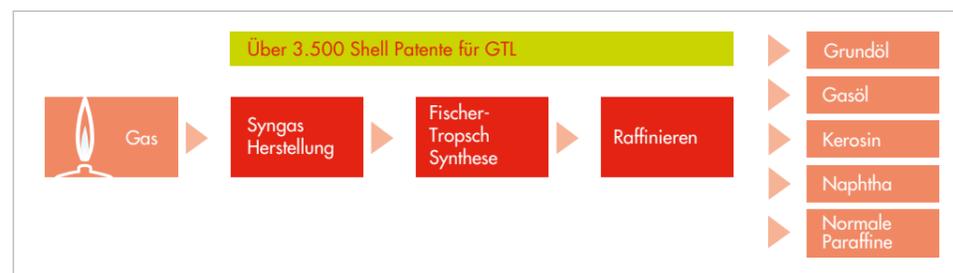
CNG-Fahrzeuktanks können „schnell“ oder „langsam“ betankt werden. Moderne Tankstellen mit Einrichtungen für die schnelle Betankung erreichen ähnliche Betankungsraten wie zum Beispiel mit herkömmlichen flüssigen Kraftstoffen, benötigen jedoch einen mehrstufigen Druckspeicher und einen Verdichter mit hoher Leistung. Abgabereinrichtungen mit einer niedrigen Betankungsrate benötigen dagegen zwar mehr Zeit, bis der Tank voll ist, doch normalerweise können mehrere Fahrzeuge über denselben Verdichter gleichzeitig betankt werden, so dass im Vergleich zur schnellen Betankung kein Nachteil entsteht, wenn zum Beispiel eine Fahrzeugflotte über Nacht betankt wird.

Zurzeit ist die Infrastruktur für die Fahrzeugbetankung mit Erdgas noch vergleichsweise schwach ausgebaut. Der Hauptgrund hierfür liegt in den sehr hohen Investitionskosten, die der Aufbau eines angemessenen Netzes von Gastankstellen erfordern würde.<sup>40)</sup>

## Gas-to-Liquids

Shell GTL Fuel ist ein mit Hilfe eines chemischen Verfahrens aus Erdgas gewonnener synthetischer Diesel. Der diesem Verfahren zugrundeliegende Fischer-Tropsch-Prozess wurde bereits in den zwanziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts entwickelt. Bei diesem Prozess, auch Fischer-Tropsch-Synthese genannt, wird Erdgas zunächst in ein Synthesegas (Kohlenstoffmonoxid-Wasserstoff-Gemisch) und anschließend mit speziellen Katalysatoren in ein Gemisch aus synthetischen Kohlenwasserstoffen umgewandelt. Neben GTL-Diesel können mit diesem Verfahren auch weitere hochwertige Produkte wie Grundöle, Kerosin, Naphtha, normale Paraffine und Wachse hergestellt werden (vgl. Abbildung 16).

### 16 GTL: GAS-TO-LIQUIDS



<sup>37)</sup> Vgl. CENEx, Biomethane Toolkit, A guide to the production and use of biomethane as a road transport fuel, Leicestershire 2009, Kap. 7, S. 1.

<sup>38)</sup> Vgl. Westport Innovations Inc., Technology Update, Vancouver, BC, Canada 2012.

<sup>39)</sup> Vgl. EGaF, Reducing CO<sub>2</sub> emissions in the EU Transportation Sector to 2050. Report, September 2012, S. 9/10.

<sup>40)</sup> Vgl. EGaF, Reducing CO<sub>2</sub> emissions in the EU Transportation Sector to 2050. Report, September 2012, S. IV

Shell GTL Fuel wird seit 1993 in der ersten kommerziellen GTL-Anlage von Shell in Bintulu in Malaysia hergestellt. Außerdem hat Shell eine GTL-Großanlage in Ras Laffan, Katar gebaut, die 2010 ihren Betrieb aufnahm. Die ersten GTL-Produkte wurden im Juni 2011 von Katar aus verschifft. Die Anlage hat eine Produktionskapazität von 140.000 Barrel pro Tag; dies entspricht etwa 7 Mio. Tonnen pro Jahr. Hiervon können etwa 3 Mio. Tonnen auf Shell GTL Fuel für den Einsatz in herkömmlichen Dieselmotoren entfallen. Seit dem Frühjahr 2012 ist Shell GTL Fuel für Nutzfahrzeugflotten (Lkw, Busse) in den Niederlanden und Deutschland erhältlich.

GTL-Diesel kann in bestehenden Dieselfahrzeugen sofort eingesetzt und auch im Wechsel- bzw. Mischbetrieb mit herkömmlichem Diesel verwendet werden. Die Energiedichte von GTL-Diesel ist etwas niedriger als die von herkömmlichem Diesel. GTL-Diesel zeichnet sich jedoch im Vergleich zu herkömmlichem Diesel durch niedrigere Emissionen an Kohlenwasserstoffen, Kohlenmonoxid, Stickoxiden und Feinstaub aus. Dies ist auf seine besondere Zusammensetzung zurückzuführen: fast ausschließlich Paraffine und praktisch keine aromatischen Kohlenwasserstoffe oder Olefine. Außerdem ist der Kraftstoff schwefel- und stickstofffrei. Die Cetanzahl von GTL-Diesel ist mit typischerweise 70 bis 80 deutlich höher als die von herkömmlichem Diesel. Shell GTL Fuel bietet ferner einen Vorteil von etwa 5 % bei den CO<sub>2</sub>-Abgasemissionen, aber keinen „Well-to-Wheels“-Vorteil.

### 17 DURCHSCHNITTLICHE VERRINGERUNG DER LOKALEN SCHADSTOFFEMISSIONEN DURCH GTL IM VERGLEICH ZU EN 590 DIESEL, IN %

	PM/Ruß	NO <sub>x</sub>	HC	CO
EURO I	18	16	13	22
EURO II	18	15	23	5
EURO III	10 - 34	5 - 19	< 9	16
EURO IV	31 - 38	5 - 16	10 - 2	0 - 9

Quelle: Test-Ergebnisse von Nutzfahrzeugen (Busse und Lkw)

GTL-Diesel wird zur Verbesserung der Schmierfähigkeit ein Additiv zugesetzt, um die Anforderungen der Norm EN 590 zu erfüllen. Da GTL-Diesel jedoch eine geringere Dichte als herkömmlicher Diesel hat, wurde eine zusätzliche Klassifikation gemäß CEN/TS 15940 verfolgt. Es laufen Bestrebungen, diese in einer neuen EN-Spezifikation für synthetische Dieselmotoren zu verankern.

**Shell GTL Fuel ist ein innovativer Kraftstoff, der Bus- oder Lkw-Flottenbetreibern helfen kann, lokale Emissionen zu senken.** Dies ist von Bedeutung insbesondere für den städtischen Kurzstreckenverkehr und in Gebieten, in denen Smog auftreten kann. Die Tabelle in Abbildung 17 zeigt, wie stark GTL-Kraftstoff die Emissionen verschiedener Dieselmotoren senken kann. Die Werte basieren auf eigenen Messungen und Feldversuchen, die gemeinsam mit Flottenbetreibern, Fahrzeugherstellern und Behörden durchgeführt wurden. GTL-Kraftstoff trägt als sogenannter „Drop-in Fuel“ zur Senkung lokaler Emissionen bei, ohne dass Investitionen erforderlich sind, da vorhandene Fahrzeuge und Infrastruktur unverändert weitergenutzt werden können. Flottenbetreiber berichten außerdem von vermindertem Geruch und Motorenlärm (bei bestimmten Motortypen und Fahrbedingungen).

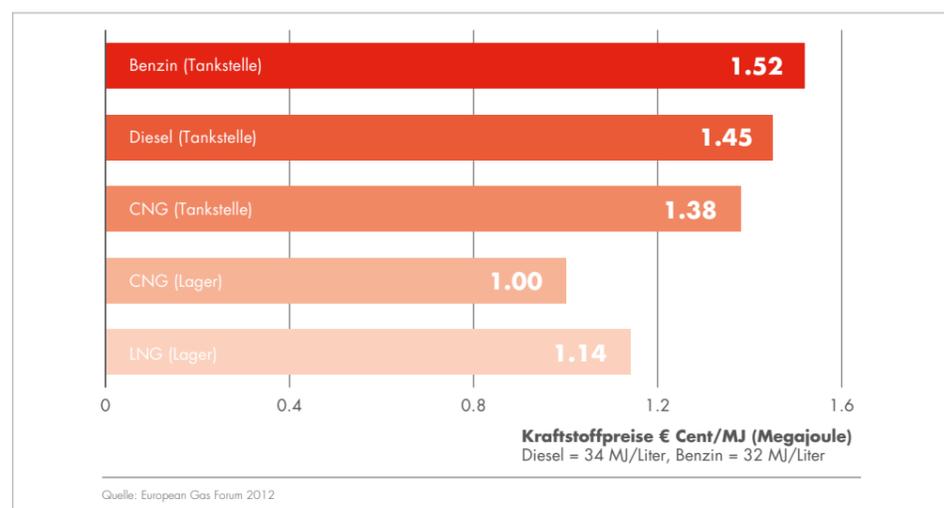
Andere interessante Anwendungsbereiche für Shell GTL Fuel sind die Binnenschifffahrt, Dieselaggregation in Innenstädten und der Schienenverkehr. Mit GTL lassen sich auch auf Kundenwünsche zugeschnittene Lösungen verwirklichen, wie zum Beispiel die Erstbefüllung von Fahrzeugen mit Betriebsmitteln, die besondere Anforderungen an das Fließverhalten bei Kälte und die Lagerstabilität erfüllen müssen.

## Preise für Erdgas-Kraftstoffe

Die Marktdurchdringung von Erdgasfahrzeugen hängt sehr stark von der jeweiligen Konkurrenz-situation zu Benzin- und Dieselfahrzeugen ab. CNG-/LNG-Fahrzeuge sind in der Anschaffung teurer als Diesel- und Benzinfahrzeuge. Zum Ausgleich der höheren Investitionskosten müssen bei einem Gasfahrzeug die laufenden Kosten niedriger sein als bei einem herkömmlichen Fahrzeug. Ein starker Anreiz, auf ein Gasfahrzeug umzusteigen, sind günstige CNG-/LNG-Preise.

Die Abgabepreise von Kraftstoffen für den Straßenverkehr werden von einer Reihe von Faktoren beeinflusst, wie zum Beispiel Rohöl- und Großhandelspreisen, Transport-, Lagerungs-, Handels- und Marketingkosten sowie Gewinnspannen. Zu Benzin- und Dieselpreisen liegen verlässliche und stimmige Daten vor. In der EU veröffentlicht zum Beispiel die Marktbeobachtungsstelle der Europäischen Kommission jede Woche die Verbraucher- und Nettopreise (ohne Zölle und Steuern) von Mineralölprodukten in den Mitgliedsstaaten.<sup>41)</sup>

### 18 PREISE FÜR ERDGASKRAFTSTOFFE



Der Markt für Erdgaskraftstoffe ist deutlich weniger entwickelt als der für andere Kraftstoffe und unterliegt aufgrund von externen Einflüssen mitunter starken Schwankungen. Die Kraftstoffpreise netto (ohne Energiesteuern) im verbrauchsgewichteten EU-Durchschnitt zeigen, dass Erdgaskraftstoffe einschließlich der Kosten für die Betankungsinfrastruktur **tatsächlich preiswerter als Benzin und Diesel sind**.<sup>42)</sup> CNG an Tankstellen ist aufgrund höherer Lager- und Verteilungskosten teurer als Erdgas für private Haushalte.

Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die jeweils geltende Mineralölsteuer erheblichen Einfluss auf die Tankstellenpreise für Kraftstoffe hat. In vielen Ländern wird für Erdgaskraftstoffe eine niedrigere Mineralölsteuer erhoben, um Erdgas als Kraftstoff zu fördern. In Deutschland ist die Mineralölsteuer für CNG derzeit 80 % niedriger als für Benzin und 65 % niedriger als für Diesel, so dass die Kraftstoffgesamtkosten um etwa 40 bis 50 % unter denen von Diesel und Benzin liegen. Die Steuervergünstigung für CNG in Deutschland läuft Ende 2018 aus. In vielen anderen europäischen Ländern ist die Besteuerung von CNG sogar noch niedriger als in Deutschland.<sup>43)</sup>

<sup>41)</sup> Vgl. [http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/bulletin\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/bulletin_en.htm)

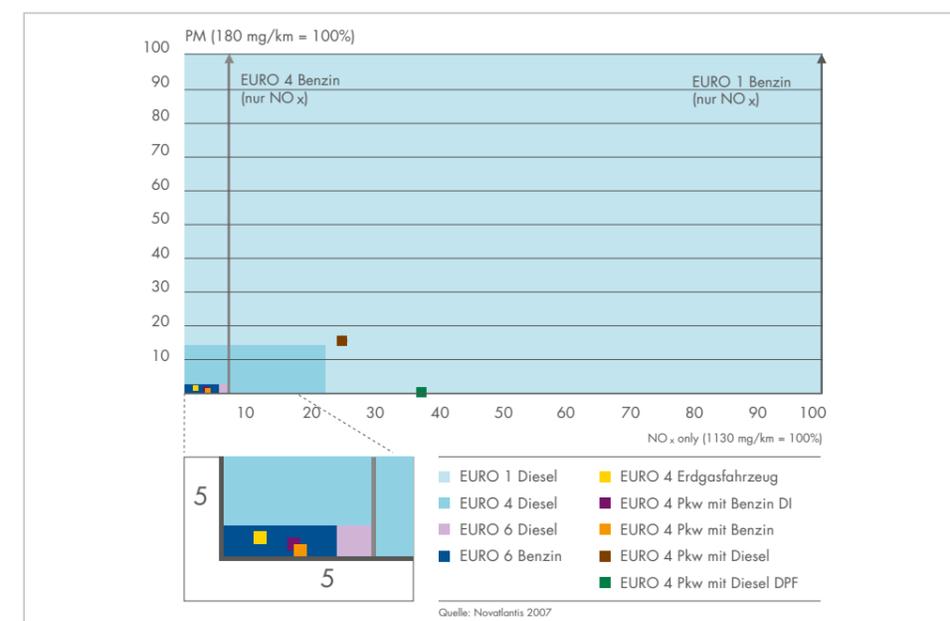
<sup>42)</sup> Vgl. EGaF, Reducing CO2 emissions in the EU Transportation Sector to 2050. Appendix 2, September 2012, S. 9/10.

<sup>43)</sup> Vgl. Deutsche Energieagentur (Dena), Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix, Berlin 2011, S. 21.

## Erdgaskraftstoffe und Luftqualität

In vielen Ländern wird der Einsatz von Erdgas und anderen alternativen Kraftstoffen aus ökologischen Gründen gefördert, insbesondere auch zur Verringerung von Luftschadstoffemissionen. **Gasförmige Kraftstoffe verbrennen sauberer als raffinierte flüssige Kraftstoffe** und setzen weniger Stickoxide (NO<sub>x</sub>) frei, die zur Versauerung der Böden und bodennahen Bildung von Ozon beitragen, weniger Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), das zusammen mit NO<sub>x</sub> sauren Regen verursacht, und weniger Feinstaubpartikel, die zusammen mit NO<sub>x</sub> unter anderem zu Smog führen.<sup>44)</sup> Ein Problem bei flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen besteht darin, dass unverbrannte Kraftstoffbestandteile die Luftqualität verschlechtern können. Wenn Kraftstoffkomponenten nicht vollständig verbrannt werden, enthalten die Abgase nicht nur Kohlendioxid und Wasser, sondern auch Kohlenstoffverbindungen.

### 19 ERDGASKRAFTSTOFFE UND LUFTQUALITÄT



Die Luftschadstoffemissionen sind bei der Verbrennung von CNG/LNG besonders niedrig, wobei LNG sogar noch schadstoffärmer ist, da ihm während der Verflüssigung Schadstoffe entzogen werden. **Deshalb bieten gasförmige Kraftstoffe insbesondere in urbanen Regionen, in denen die Luftverschmutzung ein akutes Problem darstellt und wo neueste Fahrzeugtechnik (noch) nicht zur Verfügung steht, die Möglichkeit, Luftqualität zu verbessern.** Eine allgemeine Kategorisierung von Automobilmärkten nach Emissionsstandards und Kraftstoffqualitäten enthält die „Worldwide Fuel Charter“.<sup>45)</sup>

<sup>44)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2011. Special Report. Are we entering a golden age of gas?, Paris 2011, S. 85.

<sup>45)</sup> Vgl. Worldwide Fuel Charter Committee (WFCC), Worldwide Fuel Charter, Proposed 5th edition, Brussels, Washington, Chicago, Tokyo, December 2012, S. 1.

In einer Studie wurden die Abgase von 32 Pkw der Schadstoffklasse Euro 4 analysiert. Dazu gehörten Pkw mit Benzinmotor (mit und ohne Direkteinspritzung), mit Dieselmotor (mit und ohne Diesel-Partikelfilter) und mit Gasmotor, deren Abgase auf ihren Anteil an Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffen (NMHC), Kohlenwasserstoffen (HC), Stickoxiden (NOx) und Feinstaubpartikeln (DPM) untersucht wurden. Die Messungen erfolgten im Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ). Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass Euro-4-Fahrzeuge, wenn sie mit Gaskraftstoff betrieben werden, schon heute die künftige Euro-6-Spezifikation erfüllen.<sup>46)</sup> Und das, obwohl die Kohlenwasserstoffemissionen (insbesondere von Methan) etwas höher waren als bei den anderen Motorentypen. Auch gasbetriebene Lkw konnten mit verfügbarer Gastechologie schon frühzeitig Abgaswerte erzielen, die weit unter den Anforderungen für EEV-Fahrzeuge (Environmentally Enhanced Vehicles) lagen.<sup>47)</sup>

Andere Studien kommen zu ähnlichen Ergebnissen und belegen, dass gasbetriebene Fahrzeuge sogar geringere Feinstaubemissionen verursachen als zum Beispiel durch Reifenabrieb entsteht. Jedoch weisen Gasmotoren bei den Kohlenwasserstoffemissionen, insbesondere bei magerer Verbrennung, im Vergleich zu Benzin- und Dieselmotoren höhere Werte auf.<sup>48)</sup>

Aktuelle Vergleiche von verschiedenen Diesel- mit CNG-Fahrzeugen (Bus, Lkw oder Pkw), jeweils mit den modernsten Abgasreinigungssystemen ausgestattet, ergeben für beide Motorentypen vergleichbare Emissionswerte, wobei CNG gegenüber Dieselmotoren dennoch geringere Lärmemissionen aufweisen.<sup>49)</sup> Diese Werte sind vom jeweiligen Fahrzeugtyp und von der Fahrzeugnutzung abhängig. Es gibt jedoch Bedenken, dass die derzeit verfügbaren Emissionsdaten keine tiefer gehende statistische Auswertung erlauben.<sup>50)</sup>

Die Europäische Kommission drängt auch für die Zukunft auf eine weitere Senkung der Abgasemissionen (CO<sub>2</sub> und alle anderen Schadstoffe) aller Fahrzeugtypen. Auf eine Verwendung von Abgasnachbehandlungssystemen ist dabei nicht mehr zu verzichten, was entsprechend mit höheren Kosten für die Fahrzeughersteller und letztlich auch die Verbraucher einhergeht.<sup>51)</sup> **Gasmotoren können die Anforderungen für Abgasnachbehandlungssysteme senken**, dementsprechend steht das üblicherweise höhere Gewicht von gasbetriebenen Motoren. Auch sollte die Zuverlässigkeit und Langlebigkeit neuer Abgasnachbehandlungssysteme berücksichtigt werden.<sup>52)</sup>

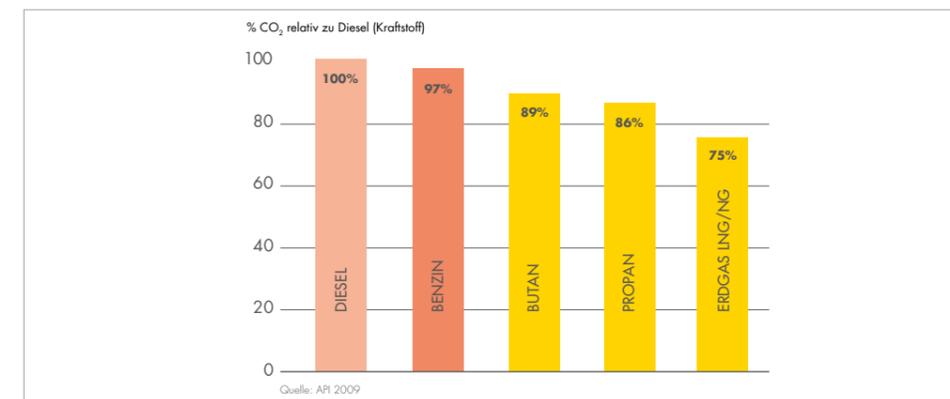
## Erdgaskraftstoffe und Treibhausgasemissionen

Erdgas ist der fossile Brennstoff mit dem niedrigsten Kohlenstoffgehalt. Es stellt sich die Frage, ob und in welchem Umfang Erdgas zur Senkung der Treibhausgasemissionen im Straßenverkehr beitragen kann. Auf den ersten Blick scheint die Antwort eindeutig zu sein: **Durch die Verbrennung von Erdgas wird weniger CO<sub>2</sub> je Einheit an freigesetzter Energie emittiert als bei anderen Kraftstoffen**, 25 % weniger als bei Diesel und 23 % weniger als bei Benzin.<sup>53)</sup>

Allerdings handelt es sich hierbei nur um die Treibhausgasemissionen aus dem Verbrennungsprozess selbst. Eine angemessene Leistungsbewertung muss auch die Treibhausgasemissionen entlang der gesamten Wirkkette des Kraftstoffs von der Produktion bis zum Verbrauch berücksichtigen – diese Gesamtbilanz nennt man auch „Well-to-Wheel“ (WTW). Well-to-Wheel-Emissionen lassen sich wiederum in **Well-to-Tank (WTT)** und **Tank-to-Wheel (TTW)** Emissionen unterteilen. Die wichtigste Determinante für die TTW-Emissionen ist die Effizienz der Gasmotoren (im Vergleich zu den Benzin- und Dieselmotoren), da es vor allem auf die spezifischen Emissionen je zurückgelegter Entfernung (g CO<sub>2</sub>/km) und nicht auf die Emissionen je Energieeinheit (g CO<sub>2</sub>/MJ) ankommt.

<sup>46)</sup> Vgl. Novatlantis, Emissionsvergleich verschiedener Antriebsarten in aktuellen Personenwagen, Dübendorf, November 2007.  
<sup>47)</sup> Vgl. International Gas Union (IGU), Natural Gas as a Transportation Fuel. An alternative choice for cleaner energy, Oslo 2009, S. 6.  
<sup>48)</sup> Vgl. S. Bleuanus, T. Hartikka, R. De Lange, N. Ligterink, R. Breunese, R.S.G. Baert, Alternative fuel options for urban bus application in the Netherlands. A comparative study, TNO Report, Helmond, October 2008.  
<sup>49)</sup> Vgl. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Shell Deutschland, Shell LKW-Studie, Hamburg/Berlin, April 2010, S. 42.  
<sup>50)</sup> Vgl. T.W. Hesterberg, C.A. Lapin and W.B. Bunn, A comparison of Emissions from Vehicles Fuelled with Diesel or Compressed Natural Gas, in: Environmental Science and Technology, Band 42, 2008, Nr. 17, S. 6437-6445.  
<sup>51)</sup> Vgl. Ricardo, Review of low carbon technologies for heavy goods vehicles, London, Juni 2009, Annex 1, S. 191f.  
<sup>52)</sup> Vgl. R. Broman, P. Stalhammar, L. Erlandsson, Enhanced Emission Performance and Fuel Efficiency for HD Methane Engines, Literature Study, Final Report, AVL MTC 9913, May 2010.  
<sup>53)</sup> Vgl. American Petroleum Institute, Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, Washington 2009.

## 20 TANK-TO-WHEEL TREIBHAUSGASEMISSIONEN



Treibhausgas-Modelle in Europa und den USA liefern Schätzungen für die durch Fahrzeuge verursachten WTW-Treibhausgasemissionen.<sup>54)</sup> Tabelle 21 fasst die Annahmen dieser Modelle über die Effizienz von mit Diesel, Benzin und Erdgas betriebenen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen zusammen. Beide Modelle gehen davon aus, dass Dieselfahrzeuge effizienter sind als Benzinfahrzeuge (10 % bis 11 % besser in Europa, 5 % bis 20 % besser in den USA), je nachdem ob es sich bei dem Benzinfahrzeug um eine Saugrohreinjection (Port Injection – PISI) oder eine Direkteinspritzung (Direct Injection Spark-Ignition – DISI) handelt. Für Europa wird angenommen, dass CNG-Fahrzeuge eine ähnliche Effizienz haben wie Benzinler. Das US-Modell geht davon aus, dass ausschließlich mit CNG betriebene Fahrzeuge etwas effizienter sind als PISI-Fahrzeuge, aber auch etwas weniger effizient als DISI-Fahrzeuge. Fahrzeuge mit Dieseldirekteinspritzung (Direct Injection Compression Ignited – DICI) sind am effizientesten. **Folglich könnten CNG-Fahrzeuge verkehrsbedingte Treibhausgasemissionen reduzieren, wenn sie zunächst Benzinfahrzeuge (PISI) ersetzen.** Die Einsparungen wären geringer, wenn Gas-Fahrzeuge mit Dieselfahrzeugen und verbesserten DISI(Benzin)-Fahrzeugen konkurrieren (USA).

## 21 EFFIZIENZANNAHMEN VON WTW-MODELLEN FÜR PKW

WTW MODELL	RELATIVER SPEZIF. KRAFTSTOFFVERBRAUCH (< 100% = EFFIZIENTER)				
	PISI - Benzin	DISI - Benzin	DICI - Diesel	CNG - BiFuel	CNG - Monofuel
Europa: EU JRC <sup>55)</sup>	100	99	89	100	99
U.S.:GREET <sup>56)</sup>	100	85	80	107	97

PISI: Port Injection Spark Ignition (Benziner mit Saugrohreinjection). DISI: Direct Injection Spark Ignited (Benziner mit Direkteinspritzung). DICI: Direct Injection Compression Ignited (Diesel mit Direkteinspritzung). CNG: Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas). Bi-Fuel: bivalenter Betrieb Benzin und CNG

Die oben dargestellten WTW-Modelle enthalten keine speziellen Annahmen für Lkw. Eine neuere CERA-Studie geht davon aus, dass es für mit CNG/LNG betriebene Sattelzüge sowohl Otto- als auch Diesel-Versionen (Dual-Fuel) geben wird (bisher sind noch keine Selbstzündungs-Gasmotoren für Pkw auf dem Markt).<sup>57)</sup> Die SI-Version soll eine um 10 % geringere Effizienz haben als ein konventioneller Diesel-Lkw-Motor und die CI-Version als Dual-Fuel mit HPDI (High Pressure Direct Injection) hätte dieselbe Effizienz. Im Gegensatz zum Einsatz bei Pkw könnte Erdgas (CNG oder LNG) in HPDI-Lkw-Motoren fast maximale Einsparungen bei den TTW-Treibhausgasemissionen erzielen, nämlich bis zu 25 % im Vergleich zu Diesel-Lkw. Leistungsdaten vom Betrieb auf der Straße gibt es jedoch kaum; hier sind weitere Feldversuche erforderlich.<sup>58)</sup>

<sup>54)</sup> Vgl. European Commission Joint Research Centre (JRC), Institute for Energy (IE) et al., Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, Well-to-Wheels Report Version 3c, Luxembourg 2011; Argonne National Laboratory, Transportation Technology RD Center, The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation (GREET) Model 2012, Argonne, IL, USA 2012.  
<sup>55)</sup> Vgl. JRC/IE et al., Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, Well-to-Wheels Report Version 3c, Luxembourg 2011.  
<sup>56)</sup> Vgl. Argonne National Laboratory, Transportation Technology RD Center, The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation (GREET) Model 2012, Argonne, IL, USA 2012.  
<sup>57)</sup> Vgl. IHS CERA, The Price of Inequality, US Long-Haul Trucking Looks to LNG as Cheaper Alternative to Diesel, Cambridge, Massachusetts, US 2012.  
<sup>58)</sup> Vgl. CENEx 2012, The Coca-Cola Enterprises Biomethane Trial Report, Loughborough, UK 2012. Der SI CNG-Lkw verbrauchte 31,8 % mehr Kraftstoff (nach Energiegehalt) als ein vergleichbarer Diesellkw; der Vorteil des geringeren Kohlenstoffgehaltes von Erdgas-Kraftstoff wurde somit überkompensiert.

## 22 WELL-TO-WHEEL TREIBHAUSGASEMISSIONEN VON PKW



Auch wenn die direkten Treibhausgasemissionen aus der Kraftstoffverbrennung gleich hoch sind, können sie je nach Herstellungsprozess voneinander abweichen (Well-to-Tank). Für Benzin- und Dieselmotoren liegt der Beitrag der WTT-Treibhausgasemissionen üblicherweise bei 20 % der gesamten WTW-Treibhausgasbilanz (Abbildung 22). **Die Produktionswege bei CNG und LNG sind vielfältiger und können zu einem WTT-Emissionsbeitrag von 15 % bis 35 % führen;** dabei spielen wichtige Faktoren wie die Herkunft des Gases, die Effizienz von Konversionsprozessen und Transportentfernungen eine Rolle. Die oben genannten WTW-Modelle sollen die typische Situation einer Region bezüglich der WTT-Emissionen beschreiben. Es sollte jedoch berücksichtigt werden, dass die Gasversorgung ebenso wie die dort verwendeten Technologien einem ständigen Wandel unterliegen, sodass sich diese Schlussfolgerungen in Zukunft ändern können.

Bei der Betrachtung der WTW-Treibhausgasemissionen durch mit CNG/LNG betriebene Fahrzeuge (Pkw/leichte Nutzfahrzeuge) in den USA und in Europa erhält man folgende Daten: **Zurzeit (2010) folgern WTW-Modelle für Pkw in Europa, dass CNG-Fahrzeuge gegenüber benzinbetriebenen Fahrzeugen einen Treibhausgasvorteil von 24 % bis 25 % haben dürften.** Diese Ergebnisse stimmen weitgehend überein mit den Kraftstoffverbrauchsangaben für Neufahrzeuge in Deutschland.<sup>59)</sup> Die WTW-Emissionsbilanz von europäischen Diesel-Pkw fällt nur etwa 15 Prozentpunkte höher aus als für CNG-Autos (Tabelle 23).

Für die USA zeigen Bi-Fuel-CNG-Fahrzeuge lediglich geringe Vorteile. Ausschließlich mit CNG betriebene Fahrzeuge liegen 5 Prozentpunkte unter Benzin-PiSi, dabei sind sie allerdings 8 Prozentpunkte schlechter als Benzin-DiSi. Diesel-Fahrzeuge haben 9 Prozentpunkte weniger WTW-Emissionen als reine CNG-Fahrzeuge. Demzufolge wurden laut diesen Schätzungen zu den WTW-Emissionen in den USA im Vergleich zu Europa die spezifischen Treibhausgas-Vorteile von Erdgas lediglich zum Teil durch CNG-Fahrzeuge genutzt. Dies ist vor allem auf die erhöhten WTT-Treibhausgasemissionen von Erdgas in den USA zurückzuführen.

## 23 WTW-TREIBHAUSGASEMISSIONEN VERSCHIEDENER PKW-TYPEN

WTW MODELL	RELATIVE WTW-EMISSIONEN (<100% = EFFIZIENTER)				
	PISi - Benzin	DiSi - Benzin	DiCI - Diesel	CNG - Bi-Fuel	CNG - MonoFuel
Europa: EU JRC <sup>60)</sup>	100	99	89	74	75
USA: GREET <sup>61)</sup>	100	87	86	99	95

Shell hat unter Verwendung der genannten WTW-Modelle analysiert, wie die Situation für moderne LNG-Sattelzüge bzw. schwere Lkw in diesen beiden Regionen aussehen würde. Die WTT-Treibhausgasemissionen des in Europa importierten LNG sind durch eine effizientere LNG-Bereitstellung im Vergleich zum Pipelinetransport und durch effiziente Motorentechnologien für schwere Lkw relativ niedrig. Die von Shell geschätzten WTW-Treibhausgasemissionen reichen von ca. 10 % (Si-Magermix) bis ca. 20 % (CI HPDI) für Europa und von 0 % (Si-Magermix) bis 10 % (CI HPDI) für die USA, beides im Vergleich zu Diesel-Lkw.

Die WTW-Treibhausgasbilanzen für Erdgasfahrzeuge sind sehr komplex, befinden sich noch in Arbeit und sind zudem äußerst vorsichtig zu interpretieren. Ursprünglich ging man von WTW-Einsparungen durch CNG in ähnlicher Höhe in den USA aus. Das weniger gute Ergebnis für die USA resultiert aus Studien der letzten Jahre.

Zurzeit erwartet man das höchste Einsparungspotenzial für WTW-Treibhausgasemissionen durch den Ersatz von Benzinfahrzeugen durch CNG-Fahrzeuge sowie von Diesel-Lkw durch LNG-Lkw mit HPDI-CI-Gasmotoren. Dagegen schränken höhere WTT-Emissionen das Treibhausgas-Einsparungspotenzial in den USA ein.

<sup>59)</sup> Vgl. Deutsche Automobil Treuhand (DAT), Leitfaden über den Kraftstoffverbrauch, die CO<sub>2</sub>-Emissionen und den Stromverbrauch, Ostfildern 2013.

<sup>60)</sup> Vgl. JRC/IE et al., Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, Well-to-Wheels Report Version 3c, Luxembourg 2011.

<sup>61)</sup> Vgl. Argonne National Laboratory, Transportation Technology RD Center, The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation (GREET) Model 2012, Argonne, IL, USA 2012.

## IV. SZENARIEN UND VORAUSSETZUNGEN

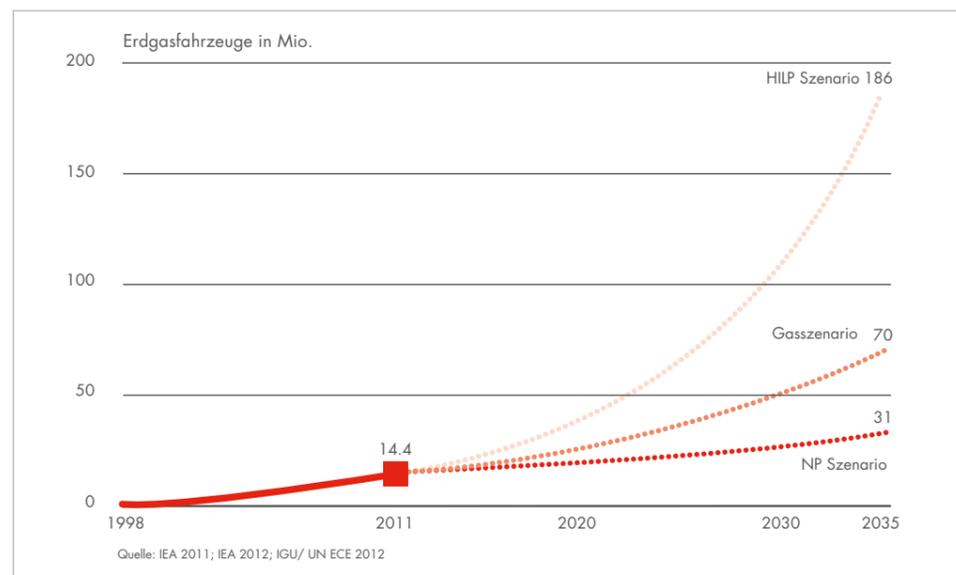
### Szenarien für Erdgas-Mobilität

In Abhängigkeit von Anwendung und Einsatzgebiet kann Erdgas einige Vorteile als Kraftstoff im Transportsektor bieten: Dazu zählen unter anderem eine bessere Diversifizierung der Energieversorgung, Einsparungen bei den Kraftstoffkosten für die Nutzer, Verbesserungen der lokalen Luftqualität, Lärminderung und Senkung der Treibhausgase. Die Schlüsselfrage für künftige Erdgas-Mobilität lautet: Welchen Beitrag könnten Erdgasfahrzeuge und Erdgaskraftstoffe in Zukunft zu Mobilität und Energieversorgung im Verkehr leisten?

Der weltweite Bestand an Erdgasfahrzeugen lag bis zum Jahr 2011 bei 14,4 Mio. Die globale Flotte an Erdgasfahrzeugen ist im letzten Jahrzehnt um über 20 % pro Jahr gestiegen.<sup>62)</sup> Dennoch nehmen Erdgasfahrzeuge bzw. CNG und LNG heute immer noch eine Nischenfunktion im Transportsektor ein. Nach dem New Policies (NP) Szenario der IEA könnte die **globale Erdgasfahrzeug-Flotte bis 2035 auf 31 Mio.** steigen. Erdgasfahrzeuge würden danach voraussichtlich 1,7 % der weltweiten Fahrzeugflotte und 60 Mrd. m<sup>3</sup> bzw. 1,3 % der gesamten Gasnachfrage ausmachen. Im Gegensatz dazu geht das Gasszenario der IEA von einer stärkeren Unterstützung durch Regierungen sowie niedrigeren Preisen für Gas und Erdgasfahrzeuge mit **etwa 70 Mio. Erdgasfahrzeugen** im Jahr 2035 aus. Sowohl das New Policies- als auch das Gasszenario gehen von durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von 3,3 % und 6,8 % aus; diese Werte liegen beide deutlich unter den jüngsten Trends.

In einem High-Impact/Low-Probability-(HILP)-Szenario hat die IEA auch untersucht, wie sich eine massive Nachfrageresteigerung bei Erdgasfahrzeugen auswirken könnte. Unter der Annahme eines Anteils von 10 % Erdgasfahrzeugen am jährlichen Neuwagenabsatz würde der Bestand an Erdgasfahrzeugen bis 2035 durchschnittlich um 11,3 % auf dann **fast 190 Mio. Fahrzeuge** ansteigen. Eine solche Zunahme der Erdgasfahrzeuge hätte erhebliche Auswirkungen auf die Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen – und auf die Emissionen. **Der Erdgasbedarf im Transportsektor würde von heute 20 Mrd. m<sup>3</sup> auf 381 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2035 steigen und somit zu einer Entspannung bei der weltweiten Inanspruchnahme von flüssigen (ölbasierten) Kraftstoffen um 5,7 Mio. Barrel/Tag führen.**<sup>63)</sup>

#### 24 SZENARIEN ERDGASMOBILITÄT



<sup>62)</sup> Vgl. IGU/UN ECE, Natural Gas for Vehicles, Oslo, June 2012, S. 200.

<sup>63)</sup> Vgl. IEA, World Energy Outlook 2011. Special Report. Are we entering a golden age of gas?, Paris 2011, S.25, 95/96, 116-119.

### Voraussetzungen künftiger Erdgas-Mobilität

Erdgaskraftstoffe bieten volkswirtschaftliche und ökologische Vorteile. Für den Verbraucher sind sie jedoch wegen ihrer geringeren Energiedichte hinsichtlich Lagerung, Tankfrequenz und Handhabung weniger attraktiv als Flüssigkraftstoffe. Zudem war die Auswahl spezieller Erdgasfahrzeuge bislang vergleichsweise klein und die Tankstellendichte vielfach nicht ausreichend. Wichtigster Anreiz für Erdgas als Kraftstoff war insofern ein wettbewerbsfähiger Kraftstoffpreis bzw. Preisvorteil.

Damit Erdgasfahrzeuge für Verbraucher – gewerblich wie privat – attraktiv werden, sollte der Amortisationszeitraum zusätzlicher Fahrzeug-Investitionen kurz sein und möglichst auf wenige Jahre oder die typische Haltedauer des Erstbesitzers begrenzt bleiben. Daher dürfen zum einen die zusätzlichen Vorabinvestitionen für die Beschaffung von Erdgasfahrzeugen gegenüber konkurrierenden konventionellen Fahrzeugen (Benzin und Diesel) nicht zu hoch sein. Außerdem wäre ein attraktives Angebot und eine größere Vielfalt an Erdgasfahrzeugmodellen von Vorteil für eine breitere Akzeptanz. Zum anderen können Amortisationszeiträume durch niedrige laufende Kosten und damit Kraftstoffpreise kurz gehalten werden. Heute variiert der Nettopreis für Erdgas zwischen den Weltregionen. So könnte die Verbreitung von Erdgasfahrzeugen in Regionen mit kostengünstigen Gasressourcen wie beispielsweise Nordamerika schneller voranschreiten. An der Tanksäule hat zudem die nationale Steuergesetzgebung für Kraftstoffe großen Einfluss auf die Endverbraucherpreise. **Nicht zuletzt bedarf es ausreichender Verbraucherakzeptanz für neue alternative Kraftstoffe.**

Die Einsatzpotenziale von Erdgasfahrzeugen sind am größten im gewerblichen Bereich (z.B. CNG für leichte Nutzfahrzeuge und Lkw), im Straßengüterfernverkehr (z.B. LNG für Sattelzugmaschinen) und öffentlichen Fuhrparks (beispielsweise CNG-Stadtbusse). Wo keine Infrastruktur für gasförmige Kraftstoffe verfügbar ist und bestehende Fahrzeugflotten nur niedrigere Abgas-Standards erfüllen, könnte der saubere GTL-Kraftstoff eine nahtlose Option für Dieselmotoren sein.

Unterschiedliche Foren zur Förderung von Erdgasmobilität, an denen Shell beteiligt ist, haben Berichte mit Empfehlungen für mögliche politische Maßnahmen zur Unterstützung von Erdgasfahrzeugen, Erdgastanksäulen und Erdgaskraftstoffen veröffentlicht.<sup>64)</sup> Zuletzt hat die EU-Kommission einen Richtlinien-Vorschlag zum Aufbau einer alternativen Kraftstoffinfrastruktur veröffentlicht. Danach soll die Tankstelleninfrastruktur in Europa für CNG und LNG bis 2020 deutlich ausgebaut bzw. verdichtet werden.<sup>65)</sup>

<sup>64)</sup> Vgl. Initiative Erdgasmobilität, Absichtserklärung zur Forcierung von Erdgas und Biomethan im Verkehr, Berlin 2011, S. 16/17; EGaF, Reducing CO<sub>2</sub> emissions in the EU Transportation Sector to 2050. Report, September 2012, S. 28/29.

<sup>65)</sup> Vgl. European Commission, Proposal for a Directive on the deployment of alternative fuels infrastructure, Brussels, 24.1.2013, COM(2013)18final, Art. 6.

## V. ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Da Mobilität und Motorisierung weltweit rasch weiter ansteigen, wird sich auch der Bedarf an Kraftstoffen weiter erhöhen. Heute decken ölbasierte Flüssigkraftstoffe zusammen mit den Biokraftstoffen fast vollständig den Energiebedarf des Transportsektors. **Der Verbrennungsmotor wird weiterhin das Rückgrat der motorisierten Mobilität bilden.** Gleichwohl ist eine zunehmende Vielfalt bei Antrieben und Kraftstoffen zu erwarten – zum Beispiel durch Erdgasmobilität.

**Erdgasressourcen sind reichlich verfügbar und bezahlbar.** Der durch neue Fördertechniken ausgelöste Erdgasboom beim Schiefer- und Tight Gas in Nordamerika hat nicht nur die dortige Energieversorgung erheblich verbessert, sondern auch die weltweiten Energiemärkte verändert. Nach heutigem Stand könnten die gesamten Gasressourcen 230 Jahre lang den aktuellen Gasverbrauch decken.

Kraftstoffe aus Erdgas könnten dazu beitragen, die Energieversorgung im Transportsektor zu diversifizieren und zu ergänzen. Zudem bietet Erdgas als kohlenstoffarmer, sauberster fossiler Energieträger potenzielle Emissionsvorteile: zum einen in Abhängigkeit von der Motoreffizienz bei Treibhausgasen; zum anderen bei Luftschadstoffen, wobei hier allerdings die Vorteile mit strengeren Emissionsstandards immer kleiner werden.

Im Bereich (Erd)Gasmobilität gibt es heute eine große Vielfalt an Motorenkonzepten und Kraftstoffoptionen. Bisher dominieren CNG sowie LPG bei den gasförmigen Kraftstoffen – in ausgewählten Märkten. **LNG könnte sich zu einer wichtigen Alternative entwickeln,** insbesondere für den Straßengüterfernverkehr mit schweren Lkw/Sattelzügen sowie für Bahn und Schifffahrt. Für spezielle Verkehrsträger wie den öffentlichen Nahverkehr könnte GTL-Kraftstoff eine weitere saubere Kraftstoffoption darstellen. Die Zahl der Erdgasfahrzeuge könnte sich von heute 14,4 Mio. bis 2035 auf 31 Mio. verdoppeln oder gar auf 70 Mio. Fahrzeuge vervierfachen.

Damit sich Erdgasmobilität besser im Markt etablieren kann, muss jedoch das Dilemma zwischen zumeist zu kleiner Erdgas-Fahrzeugflotte und nicht ausreichender Tankstelleninfrastruktur überwunden werden. Die wichtigsten Handlungsoptionen hierfür wären ein adäquates Erdgasfahrzeug-Angebot, wettbewerbsfähige Erdgas-Verbraucherpreise, Ausbau der Tankstelleninfrastruktur sowie die Schaffung einer höheren Verbraucherakzeptanz.

## LITERATURVERZEICHNIS

- **Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e.V. (ADAC)**, Die ADAC Autogas-Umfrage, München 2012.
- **American Petroleum Institute (API)**, Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, Washington 2009.
- **Argonne National Laboratory**, Transportation Technology RD Center, The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation (GREET) Model 2012, Argonne, IL, USA 2012.
- **Automotive Handbook**, 8th Edition, Robert Bosch GmbH, Plochingen 2011.
- **Bleuanus, S., Hartikka, T., De Lange, R., Ligterink, N., Breunesse, R., Baert, R.S.G.**, Alternative fuel options for urban bus application in the Netherlands. A comparative study, TNO Report, Helmond, October 2008.
- **BP**, Statistical Review of World Energy, London 2012.
- **Broman, R., Stalhammar, P., Erlandsson, L.**, Enhanced Emission Performance and Fuel Efficiency for HD Methane Engines, Literature Study, Final Report, AVL MTC 9913, May 2010.
- **Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)**, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Hannover 2011.
- **Centre of Excellence for low Carbon and Fuel Cell Technologies (CENEx)**, Biomethane Toolkit, A guide to the production and use of biomethane as a road transport fuel, Leicestershire 2009.
- **Centre of Excellence for low Carbon and Fuel Cell Technologies (CENEx)**, The Coca-Cola Enterprises Biomethane Trial Report, Loughborough, UK 2012.
- **Deutsche Automobil Treuhand (DAT)**, Leitfaden über den Kraftstoffverbrauch, die CO<sub>2</sub>-Emissionen und den Stromverbrauch, Ostfildern 2013.
- **Deutsche Energieagentur (Dena)**, Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix, Berlin 2011.
- **Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW)**, Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), September 2011.
- **Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Shell Deutschland**, Shell Lkw-Studie. Fakten, Trends und Perspektiven im Straßengüterverkehr bis 2030, Berlin/Hamburg 2010.
- **Energy Information Administration (EIA)**, International Energy Outlook 2011, Washington 2011.
- **European Biofuels Technology Platform (EBTP)**, Dimethyl ether (DME), Fact Sheet, Gülzow 2011, [www.biofuelstp.eu](http://www.biofuelstp.eu)
- **European Commission Joint Research Centre (JRC), Institute for Energy (IE) et al.**, Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context, Well-to-Wheels Report Version 3c, Luxembourg 2011.
- **European Commission**, Proposal for a Directive on the deployment of alternative fuels infrastructure, Brussels, 24.1.2013, COM(2013)18 final.
- **European Expert Group on Future Transportation Fuels**, Infrastructure for Alternative Fuels. Report, December 2011.
- **European Gas Forum (EGaF)**, Reducing CO<sub>2</sub> emissions in the EU Transportation Sector to 2050. Report, September 2012.
- **European Gas Forum (EGaF)**, Reducing CO<sub>2</sub> emissions in the EU Transportation Sector to 2050. Appendices, September 2012.
- **Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)**, Biomethan, Gülzow 2012.
- **Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)**, Biogas, Gülzow 2012.
- **Guibet, J.C.**, Fuels and Engines, Editions TECHNIP, Paris 1999.
- **Hart, P. W., Busayasakul, N., Iber, H., Genco, J. M.**, Carbon to Hydrogen Ratio in Kraft Pulp, in: Holzforschung, Band 44, Ausgabe 2, 1999, S. 139–142.
- **Hesterberg, T.W., Lapin, C.A., Bunn, W.B.**, A Comparison of Emissions from Vehicles Fuelled with Diesel or Compressed Natural Gas, Environmental Science and Technology, Band 42, 2008, Nr. 17, S. 6437-6445.
- **Institut für Mobilitätsforschung (IFMO)**, Mobilität junger Menschen im Wandel – multimodaler und weiblicher, München 2011.
- **IHS CERA**, The Price of Inequality, US Long-Haul Trucking Looks to LNG as Cheaper Alternative to Diesel, Cambridge, Massachusetts, US 2012.
- **Initiative Erdgasmobilität**, Absichtserklärung zur Forcierung von Erdgas und Biomethan im Verkehr, Berlin 2011.
- **International Energy Outlook (IEA)**, World Energy Outlook 2011. Special Report. Are we entering a golden age of gas?, Paris 2011.
- **International Energy Agency (IEA)**, World Energy Outlook 2012, Paris 2012.
- **International Energy Agency (IEA)**, World Energy Outlook 2012. Special Report. Golden Rules for a Golden Age of Gas, Paris 2012.
- **International Gas Union (IGU)**, Natural Gas as a Transportation Fuel. An alternative choice for cleaner energy, Oslo 2009.
- **International Gas Union (IGU)/United Nations Economic Commission for Europe (UN ECE)**, Natural Gas Vehicles (NGV), Fornebu/Geneva 2012.
- **International Institute for Sustainability and Strategy (IINAS), Ifeu Institute for Energy and Environmental Research**, Biofuels – What role in the future energy mix?, Shell Deutschland Oil GmbH (Ed.), Darmstadt/Hamburg/Heidelberg 2012.
- **Mortimer, Charles E., Müller, Ulrich**, Chemie, 10. Aufl., Stuttgart 2010.
- **Müller-Langer, Franziska**, Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse, Diss., Harburg/Leipzig 2011.
- **National Institute of Standards and Technology (NIST)**, Chemistry WebBook, Standard Reference Database No. 69, <http://webbook.nist.gov/>
- **Novatlantis**, Emissionsvergleich verschiedener Antriebsarten in aktuellen Personenkraftwagen, Dübendorf, November 2007.
- **Ricardo**, Review of low carbon technologies for heavy goods vehicles, London Juni 2009.
- **Shell International**, Shell energy scenarios to 2050, The Hague 2009.
- **Shell International**, Signals & Signposts, The Hague 2011.
- **United Nations (UN)**, World Urbanization Prospects. The 2011 revision, New York 2011.
- **Verband der Automobilindustrie**, Tatsachen und Zahlen, 76. Auflage, Berlin 2012.
- **Westport Innovations Inc.**, Technology Update, Vancouver, BC, Canada 2012.
- **Worldwide Fuel Charter Committee (WFCC)**, Worldwide Fuel Charter, Proposed 5th edition, Brussels, Washington, Chicago, Tokyo, December 2012.
- **World LP Gas Association**, Autogas Incentive Policies. Revised and Updated 2012, Neuilly-sur-Seine 2012.



"ERDGAS IST DER  
KOHLENSTOFFÄRMSTE  
FOSSILE ENERGIETRÄGER"

