



Bedeutung von Erdgas als neuer Kraftstoff im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung

Kurzzusammenfassung



Vorwort

Welchen Kraftstoff wollen wir morgen tanken? Angesichts der großen ökologischen und volkswirtschaftlichen Bedeutung des Verkehrs berührt diese Frage einen Kernbereich zukunftsfähiger Entwicklung. Die Einführung neuer Kraftstoffe wird - neben massiven Effizienzsteigerungen - ein Schlüssel nachhaltiger Mobilität sein, national wie global.

Die Rolle von alternativen Kraftstoffen kann hierbei allerdings nicht alleine aus Sicht des Verkehrs bewertet werden. Wechselwirkungen im gesamten Energiesystem sind ebenfalls zu berücksichtigen. Dies betrifft Fragen der Verfügbarkeit von Primärenergieträgern wie auch Verlagerungseffekte, die auftreten, wenn erneuerbare Energien statt im stationären Bereich in mobilen Anwendungen eingesetzt werden.

Eine derartige ganzheitliche Betrachtung von alternativen Kraftstoffen auf der Basis von Energiesystemanalysen ist jedoch selten, hier besteht Forschungsbedarf. Die vorliegende Studie **"Bedeutung von Erdgas als neuer Kraftstoff im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung"** im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft und der Gemeinschaftsinitiative erdgasmobil analysiert, welchen Beitrag Erdgas im Vergleich zu ausgewählten anderen Kraftstoffoptionen für eine zukünftige Kraftstoffversorgung leisten kann.

Die Untersuchung konzentriert sich auf die zentralen Kriterien Energiebedarf und Treibhausgasemissionen, während Kostenaspekte und betriebswirtschaftliche Kriterien nicht betrachtet wurden. Die Ergebnisse sollen somit vor allem einen Beitrag für eine politische und gesellschaftliche Zieldiskussion leisten, die eine Voraussetzung für die langfristige Förderung neuer Technologien ist.

Wuppertal, September 2003

"Bedeutung von Erdgas als neuer Kraftstoff im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung"
Eine Studie des Wuppertal Instituts für Klima Umwelt Energie

Dr.-Ing. Stephan Ramesohl (Projektleiter)
Dipl.-Phys. Frank Merten
Dr.-Ing. Manfred Fishedick
Tobias vor der Brüggen

Postfach 10 04 80, 42004 Wuppertal
Tel. +49 202 2492 -252 (-198 Fax),
email: stephan.ramesohl@wupperinst.org
<http://www.wupperinst.org>

Inhaltsverzeichnis

1	Alternative Kraftstoffe - ein notwendiger Beitrag zur Lösung der Energieprobleme im Verkehr	3
2	Eine Rolle für Erdgas als Kraftstoff - eine energiewirtschaftliche Analyse	4
3	Hintergrund und Untersuchungsansatz.....	5
3.1	Spezifische Emissionsfaktoren der Kraftstoffketten.....	5
3.2	Untersuchte Varianten.....	7
4	Die Perspektiven von Erdgas als neuem Kraftstoff	8
4.1	CNG: Beitrag zur Emissionsminderung und Technologiebrücke zum Wasserstoff	8
4.2	GTL: keine energetischen und ökologischen Vorteile im Vergleich zu CNG.....	10
4.3	Bio-Methan als Option zur Reduktion der Emissionen des Erdgas-Pfads.....	12
5	Einführung von Wasserstoff als neuen Kraftstoff.....	15
5.1	Die Schlüsselfrage: Wie wird der Wasserstoff hergestellt?	16
5.2	Der Einsatz der regenerativen Primärenergieträger muss optimiert werden.....	18
5.3	Ganzheitliche Bilanzierung der Emissionen durch den Einsatz von REG-Strom.....	19
6	Auswirkung der Einführung von alternativen Kraftstoffen auf den Erdgasbedarf und die Versorgungssicherheit	20
7	Schlussfolgerungen und Zusammenfassung.....	22
8	Abkürzungsverzeichnis	26
9	Literatur.....	26
10	Anhang.....	28

1 Alternative Kraftstoffe - ein notwendiger Beitrag zur Lösung der Energieprobleme im Verkehr

In allen Industrieländern wird zur Zeit intensiv nach Wegen gesucht, die verkehrsbedingten Umweltbelastungen zu mindern und gleichzeitig die geopolitisch riskante Abhängigkeit vom Erdöl zu reduzieren. So geht zum Beispiel die EU Kommission im Weißbuch "Die Europäische Verkehrspolitik bis 2010" davon aus, dass die CO₂-Emissionen im Verkehr in Europa zwischen 1990 und 2010 um 50% auf ca. 1,1 Mrd. Tonnen ansteigen werden. Das Weißbuch kommt deshalb auch aus ökologischer Sicht zum Schluss, dass die Treibhausgasemissionen durch den Einsatz alternativer Kraftstoffe reduziert werden müssen. Gleichzeitig könnte hierdurch die Abhängigkeit des Verkehrssektors vom Erdöl von derzeit 98% verringert werden. Im Bereich des Straßenverkehrs ist hierzu schon ein erstes Ziel festgelegt worden: bis zum Jahr 2020 sollen 20% der konventionellen Kraftstoffe durch alternative Kraftstoffe ersetzt werden¹.

Als kurzfristige Optionen für die Erfüllung dieser Vorgaben werden in erster Linie Erdgas und Bio-Kraftstoffe diskutiert, während langfristig vor allem Wasserstoff (H₂) in Verbindung mit der Brennstoffzellentechnologie einen entscheidenden Beitrag leisten soll. Die dabei zugrunde liegende Annahme, dass Wasserstoff nicht nur sauber ist, sondern unter bestimmten Voraussetzungen nahezu unbegrenzt zur Verfügung steht, gewinnt energiepolitisch immer stärker an Bedeutung - was sich u.a. an sprunghaft steigenden Fördermitteln ablesen lässt. Die amerikanische Regierung kündigte z.B. an, innerhalb der nächsten fünf Jahre im Rahmen der "FreedomCAR and Fuel Initiative" insgesamt rd. 1,7 Mrd. US\$ für die Entwicklung von Brennstoffzellen- und Wasserstoffautos sowie für den Aufbau einer H₂-Infrastruktur bereit zu stellen. Ähnliche Aktivitäten laufen in Japan und auch die EU verstärkt ihre Anstrengungen, sich rechtzeitig am Zukunftsmarkt Wasserstoff zu positionieren².

Eine entscheidende Frage bleibt bislang aber häufig unbeantwortet: wo kommt der Wasserstoff in ausreichenden Mengen her? Ebenso ist noch offen, wie sich die H₂-Option in die sich verändernden Energie- und Verkehrssysteme von morgen einbetten lässt. Aus umweltpolitischer Sicht kann es dabei nicht allein darauf ankommen, die lokalen Emissionen des Verkehrs wie NO_x, VOC, Partikel, Lärm etc. zu senken³. Genauso wichtig ist es, einen Übergang von erschöpflichen zu erneuerbaren Ressourcen einzuleiten und dadurch eine deutliche Minderung der verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft kann deshalb nur auf Basis der regenerativen Energien realisiert werden. Angesichts der Risiken der Kernenergienutzung, der ungelösten Entsorgungsproblematik und seiner resultierenden fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz ist die Bereitstellung des Energieträgers H₂ auf Basis der Kernenergie keine nachhaltige Option. Aber auch bei der Nutzung von fossilen Quellen mit CO₂-Entsorgung, wie z.B. die Kohlevergasung, sind viele technische, ökonomische und ökologische Aspekte noch ungeklärt, z.B. hinsichtlich der Potenziale, der Verfügbarkeit und langfristigen Stabilität von geeigneten Lagerstätten.

Die Technologieentwicklung, der Ausbau der regenerativen Primärenergiequellen und der Aufbau der Infrastruktur brauchen Zeit. Es müssen deshalb entsprechende Übergangsstrategien auf der Basis risikoarmer Energieoptionen entwickelt werden, bei denen die knappen Ressourcen mög-

¹ European Commission 2001a, 2001b, 2001c

² www.europa.eu.int/comm/research/energy/nn/nn_rt_hlg2_en.html;
www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells; www.ena.or.jp/WE-NET

³ European Commission 2003a

lichst effizient eingesetzt werden. In diesem Kontext kann neben der Biomasse der Energieträger Erdgas eine neue Rolle übernehmen - einerseits als alternativer Kraftstoff im Fahrzeug selbst und andererseits als Grundlage für den schrittweisen Übergang zu einem Wasserstoffsystem.

2 Eine Rolle für Erdgas als Kraftstoff - eine energiewirtschaftliche Analyse

Erdgas kann in verschiedenen Formen im Verkehr eingesetzt werden: als komprimiertes Erdgas (CNG), als Flüssiggas (LNG) oder nach weiterer Umwandlung als synthetischer Kraftstoff (Synfuel) oder auch Gas-to-Liquid (GTL). Letztendlich ist Erdgas auch die Grundlage bei der industriellen Herstellung von Wasserstoff durch Dampfreformierung (MSR). Als Primärenergiequelle für Erdgas kann neben den konventionellen Erdgasquellen selbst auch die Methanherstellung aus Biomasse dienen (BCMG).

Aufgrund der Eigenschaften von Erdgas können lokale Emissionsminderungen bei den Luftschadstoffen erreicht werden, die heute schon dem europäischen EEV-Standard (Enhanced Environmentally Friendly Vehicle) entsprechen und unter den Anforderungen der kommenden Abgasnormen Euro IV und Euro V (geplant für 2008) liegen. Im Rahmen der derzeitigen Zieldefinition der Europäischen Kommission für die Einführung von alternativen Kraftstoffen spielt Erdgas eine herausgehobene Rolle. Bis zum Jahr 2020 soll ein Anteil von 10% am gesamten Endenergieverbrauch im Verkehr erreicht werden⁴.

Durch die Gründung der Initiative *erdgasmobil* im April 2002 als Gemeinschaftsunternehmen der deutschen Gaswirtschaft und der Mineralölunternehmen wurden die Voraussetzungen geschaffen, in Deutschland eine flächendeckende Tankstelleninfrastruktur für CNG aufzubauen. Es ist das Ziel, bis zum Jahr 2006 an 1000 bestehenden Standorten Erdgastankstellen einzurichten⁵. Gleichzeitig bieten immer mehr Automobilhersteller Fahrzeuge mit Erdgasantrieb an.

Angesichts dieser Perspektive wird in Deutschland die Bedeutung des Energieträgers Erdgas im Verkehrsbereich zunehmen, was politisch durch längerfristig angelegte Steuerleichterungen unterstützt wird. In Kombination mit anderen alternativen Kraftstoffen kann Erdgas damit einen Beitrag zur Diversifizierung der Energieversorgung im Verkehr leisten.

Wie sind diese Veränderungen nun aus Sicht der Energiewirtschaft und der Infrastrukturen zu bewerten? Eine besondere Rolle spielt dabei der Vergleich von Erdgas mit anderen alternativen Kraftstoffen und die Auswirkungen einer Einführung von Wasserstoff (H₂) auf den Einsatz von Erdgas im Verkehr. Gefragt werden muss:

- Welche Rolle kann Erdgas als Kraftstoff spielen, welche Emissionsminderungen können durch Erdgas erreicht werden?
- Auf welche Art kann Erdgas im Verkehr eingesetzt werden - wie ist der gegenwärtig verfolgte CNG-Pfad im Vergleich zum synthetischen Diesel (GTL) und zu Biokraftstoffen zu bewerten?
- Welche energiewirtschaftlichen Auswirkungen hat die Einführung von H₂ als Kraftstoff - welche Einführungspfade sind bis zum Jahr 2050 energetisch und ökologisch sinnvoll?
- Welches Möglichkeitsfenster ergibt sich daraus für Erdgas, welche Funktion kann Erdgas bei der H₂-Einführung übernehmen?

⁴ COM(2001)547Final, vgl. auch EG (2003)

⁵ www.erdgasfahrzeuge.de

Vor diesem Hintergrund liefert die Studie eine energiewirtschaftliche Analyse von Erdgas als neuer Kraftstoff. Im Mittelpunkt stehen dabei die Auswirkungen auf den Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen während ökonomische Aspekte wie Erzeugungskosten zunächst nicht behandelt werden. Eine verlässliche Analyse der Kosten ist beim derzeitigen Stand der Technik noch äußerst schwierig, da die meisten alternativen Kraftstoffe noch am Anfang ihrer Entwicklung stehen. Durch die künftige Forschung und Entwicklung sind hier noch deutliche Fortschritte zu erwarten.

Auf der anderen Seite hängen diese F&E-Aktivitäten in der Regel stark von den öffentlichen Förderungen und der Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen ab, die sich wiederum auch an den zu erwartenden ökologischen Wirkungen orientieren. Die Diskussion der energetischen und ökologischen Aspekte ist deshalb eine wichtige Voraussetzung für die Identifikation von politisch wünschenswerten und ökonomisch robusten Zukunftsmärkten.

Die Untersuchung konzentriert sich dabei beispielhaft auf eine Auswahl von derzeit relevanten Kraftstoffoptionen in Deutschland. Auf einige eher begrenzt anwendbare Optionen, insbesondere im Bereich der biogenen Kraftstoffe, konnte allein schon aus Übersichtsgründen nicht eingegangen werden. Gleiches gilt für eine Reihe von derzeit weniger relevanten Varianten zur Wasserstoffbereitstellung⁶.

3 Hintergrund und Untersuchungsansatz

Die Einführung alternativer Kraftstoffe erfordert zum Teil erhebliche Aufwendungen für den Auf- und Ausbau von Infrastrukturen über einen längeren Zeithorizont. Dies gilt vor allem für den Einstieg in eine regenerative Wasserstoffwirtschaft. Heutige Entscheidungen sollten sich deshalb vor allem an denjenigen Optionen orientieren, die auch morgen noch unter verschiedenen Randbedingungen eine robuste Entwicklungsperspektive aufweisen. Ein wichtiges Instrument für die Suche nach diesen Optionen sind Langfristszenarien, die es ermöglichen, Zukunftsentwicklungen des Energiesystems unter voneinander abweichenden Randbedingungen und politischen Zielsystemen zu beschreiben. Dabei muss das gesamte Energiesystem mit seinen Wechselwirkungen betrachtet werden. Nur so sind die Energieverbräuche und Treibhausgasemissionen (THG) vollständig zu bilanzieren und Verlagerungseffekte zwischen den Sektoren zu berücksichtigen.

Die vorliegende Untersuchung baut deshalb auf den aktuellen Langfristszenarien des Umweltbundesamts (UBA) auf, die den energiewirtschaftlichen Rahmen für die detaillierte Analyse des deutschen Verkehrssektors bereitstellen⁷. Um die Auswirkungen der unterschiedlichen Einführungsstrategien von alternativen Kraftstoffen zu diskutieren, wird aufgrund seiner Bedeutung zunächst der motorisierte Individualverkehr (MIV), d.h. Fahrzeuge bis 2,8 Tonnen, als Beispiel gewählt. Vergleichbare Betrachtungen sind aber auch für die übrigen Verkehrsbereiche möglich und können entsprechend auch auf Europa ausgeweitet werden.

3.1 Spezifische Emissionsfaktoren der Kraftstoffketten

Für die energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung der verschiedenen alternativen Kraftstoffpfade und Antriebsarten müssen die Umwandlungswirkungsgrade und spezifischen Emissionen über die gesamte Prozesskette betrachtet werden. Dies umfasst erstens die Kraftstoffbereitstellung von der Primärenergiequelle bis zum Fahrzeug, d.h. die spezifischen THG-Emissionen pro

⁶ Auch die heute schon mögliche Nutzung von überschüssigem H₂ aus Industrieprozessen wurde nicht weiter verfolgt.

⁷ Fishedick, Nitsch et al. 2002

Einheit Energie [in g CO₂-Äqv/MJ]. In Tab. 1 sind die Emissionsfaktoren der untersuchten alternativen Kraftstoffe aufgeführt⁸.

Bei allen Optionen auf Basis von regenerativen Energien muss dabei berücksichtigt werden, dass es sich um die isolierte Sicht des Verkehrssystems handelt. Substitutions- und Verlagerungseffekte im gesamten Energiesystem sind hier noch nicht enthalten, müssen bei einer ganzheitlichen Betrachtung jedoch berücksichtigt werden (vgl. Kap. 4.3 und 5.3).

Tab. 1: Spezifische Emissionsfaktoren der untersuchten alternativen Kraftstoffe

Spezifische THG-Emissionsfaktoren	Kraftstoffkette	Fahrzeug Emissionen ¹⁾	Lokale CH ₄ und N ₂ O Emissionen ²⁾	Total
	[in g CO ₂ -Äqv/MJ]			
Benzin	13,2	73,4	2,4	89,0
Diesel	10,4	72,8	1,7	84,9
FT-Diesel (remote gas)	28,0	71,0	0,0	99,0
FT-Diesel (Biomasse)	-62,0	71,0		9,0
Biodiesel/RME³⁾	-48,0	76,7		28,7
CNG 250bar⁴⁾	14,0	56,4	2,4	72,8
CNG (via LNG)	16,0	56,4	2,4	74,8
CMG 250bar (Bio-Abfall Vergärung)	-56,7	56,9		0,2
CGH₂ 700bar (EU Gas, dezentrale MSR)	103,0	0,0		103,0
CGH₂ 700bar (Holzanbau, Vergasung)	21,7	0,0		21,7
CGH₂ 700bar (Holzreste Vergasung)	7,0	0,0		7,0
CGH₂ 700bar (Windstrom, dezentrale Elektrolyse)	0,0	0,0		0,0
LH₂ (Erdgas Reformierung)	124,0	0,0		124,0
LH₂ (Windstrom, zentrale Elektrolyse)	2,0	0,0		2,0

Quelle: LBST 2002a

Anmerkung: negative Werte beinhalten Gutschrift für Kohlenstoffinput der Biomasse im Kraftstoff

1) CO₂ Gehalt des Kraftstoffs

2) konventionelle Antriebe

3) *Best estimate* für RME, je nach Anbaumethode und Bewertungsverfahren der Zwischenprodukte ergeben sich spez. Emissionen zwischen 11,5 - 77,9 g CO₂Äqv/MJ

4) Bezug im EU Mix

⁸ Die Emissionsfaktoren basieren auf der umfangreichen "GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems- a european study" (LBST 2002a) und entsprechen den dort angegebenen Mittelwerten (best estimate). Jüngste Arbeiten der Arbeitsgemeinschaft CONCAWE, EUCAR und JRC im Rahmen der Alternative Fuels Contact Group der Europäischen Kommission und die dort diskutierten Varianten konnten nicht berücksichtigt werden.

Für die Gesamtemissionen eines Kraftstoffpfads ist es zweitens von Bedeutung, mit welcher Antriebstechnik der Kraftstoff im Fahrzeug umgewandelt wird, da sich die Wirkungsgrade von Fahrzeugen auf Basis Ottomotor, Dieselmotor, Wasserstoffmotor oder Brennstoffzellen teilweise deutlich unterscheiden. Die verwendeten Werte für den spezifischen Kraftstoffverbrauch [MJ/km] sind im Anhang aufgeführt.

3.2 Untersuchte Varianten

Unabhängig vom Einsatz alternativer Kraftstoffe verändern sich der Energieverbrauch und die THG-Emissionen im PKW-Verkehr durch Fortschritte bei der Fahrzeugtechnik und durch Veränderungen im Mix der Modelle, z.B. wenn mehr Kleinwagen und weniger Reiselimousinen gekauft werden. Unabhängig von den betrachteten neuen Kraftstoffen und Antriebstechniken werden deshalb für den Zeitraum von 2000-2050 zunächst einmal zwei grundlegende Entwicklungslinien der durchschnittlichen Energieverbräuche der PKW unterstellt:

- Im Rahmen der **Trendentwicklung** wird eine Senkung des spezifischen Kraftstoffbedarfs der jeweiligen PKW-Typen zwischen 43% (Diesel) und 57% (Brennstoffzellenfahrzeug) angenommen. Diese Annahme orientiert sich an den heute absehbaren motor- wie auch fahrerseitigen Maßnahmen wie Aerodynamik, Leichtbau, den verstärkten Absatz kleinerer Autos usw.⁹. Alleine durch diese Veränderungen im Flottenverbrauch würden selbst bei dem heutigen Benzin-Diesel-Kraftstoffmix schon signifikante Emissionsminderungen erreicht. In diesem Szenario **Business-as-Usual (BAU)** gehen die jährlichen Emissionen des MIV von 135 Mio. t CO₂äqv im Jahr 2000 auf 78,3 Mio. t CO₂äqv in 2050 zurück.
- Die Anforderungen der UBA-Szenarien an eine langfristige Minderung des CO₂-Ausstoßes im Gesamtsystem um 80% von 1990 bis zum Jahr 2050 können damit allerdings nicht erfüllt werden. Ein derartiges **Nachhaltigkeitsszenario (Sustainability)** erfordert im MIV eine THG-Reduktion auf 30,4 Mio.t CO₂äqv im Jahr 2050, was sicherlich eine immense Herausforderung ist. Um dies ohne alternative Kraftstoffe zu schaffen, muss bis 2050 verglichen mit 2000 eine Minderung des durchschnittlichen Energieverbrauchs der Fahrzeuge um rd. 80% erreicht werden. Die zweite Entwicklungslinie **High-Savings** greift diesen Anspruch auf und repräsentiert eine extreme Entwicklung der Fahrzeugflotte, die im Jahr 2050 zum einem durchschnittlichen Verbrauch von rd. 2 Liter/100km führen würde. Trotz der drastischen Implikationen handelt es sich bei dem Langfristziel um **keine weltfremde Utopie**. Es basiert auf Forderungen, wie sie beispielsweise vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) formuliert werden, um die Auswirkungen der Klimaveränderungen in „tolerablen“ Grenzen zu halten. Kurz- bis mittelfristig entsprechen die gesetzten Zielwerte dieses Pfades den internationalen Verpflichtungen Deutschlands im Kyoto-Protokoll (Minderung der Treibhausgasemissionen um 21% im Mittel für den Zeitraum 2008 bis 2012) und liegen im Bereich heute diskutierter nationaler Zielmarken. So fordert das Bundesumweltministerium ebenso wie der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen der Bundesregierung (SRU) in seinem Sondergutachten 2002 eine Reduktion der Treibhausgasemission um 40% bis 2020 im Vergleich zum Jahr 1990.

⁹ LBST 2002b, Dauensteiner 2002, Petersen, Diaz-Bone 1998

Mit den beiden beschriebenen Varianten werden damit die Möglichkeiten ohne alternative Kraftstoffe umrissen: bei Trendentwicklung der Fahrzeuge wird nur der Emissionspfad Business-as-usual realisiert, der für langfristigen Klimaschutz nicht ausreicht. Wenn die Emissionen auf ein nachhaltiges Niveau sinken sollen, ist hierfür ein extremer Fortschritt bei den Energieverbräuchen nach High-Savings notwendig.

Welche Rolle können nun alternative Kraftstoffe spielen, um diese Problematik zu entschärfen? Am Beispiel des MIV wurden die Anteile der ausgewählten alternativen Optionen variiert und die daraus resultierenden Veränderungen im Energieverbrauch und den THG-Emissionen im Vergleich zum BAU- bzw. Nachhaltigkeitsfall analysiert (s. Anhang zur Methode).

Aus Sicht der Studie kommt es also einerseits darauf an, durch den Einsatz der alternativen Kraftstoffe einen **zusätzlichen Reduktionsbeitrag im Vergleich zum BAU-Fall** ohne neue Kraftstoffoptionen zu erreichen und sich damit möglichst weit dem Nachhaltigkeitspfad anzunähern. Auf der anderen Seite ist es interessant, inwieweit die Einführung neuer Kraftstoffe den enormen Handlungsdruck bei der Energieeffizienz verringern können. So ist zu prüfen, ob im Grenzfall durch alternative Kraftstoffe selbst bei einer Trendentwicklung der Fahrzeugverbräuche eine Annäherung an den Klimaschutzpfad erzielt werden kann - und wenn ja, durch welche? Können die ehrgeizigen Anforderungen der oben skizzierten High-Savings-Entwicklung wenigstens teilweise durch neue Kraftstoffe kompensiert werden?

4 Die Perspektiven von Erdgas als neuem Kraftstoff

4.1 CNG: Beitrag zur Emissionsminderung und Technologiebrücke zum Wasserstoff

Die gegenwärtigen Aktivitäten zum Aufbau eines Netzes von Erdgastankstellen in Deutschland konzentrieren sich auf die Bereitstellung von komprimiertem Erdgas (CNG), das zur Zeit in PKW mit Ottomotoren eingesetzt wird.

Die spezifischen THG-Emissionen der gesamten Kraftstoffkette von CNG liegen mit 72,8 g CO₂äqv/MJ niedriger als bei Diesel (84,9 g CO₂äqv/MJ) und Benzin (89 g CO₂äqv/MJ) (Tab. 1)¹⁰. Im Vergleich zum Benzinfahrzeug mit Ottomotor kann damit eine Minderung der spezifischen THG-Emissionen von gut 18% erreicht werden. Der resultierende Vorteil gegenüber dem konventionellen Diesel ist mit 14% etwas geringer. Diese rein kraftstoffspezifischen Vorteile werden heute noch durch die schlechteren Antriebswirkungsgrade der Erdgasmotoren teilweise kompensiert. Die bislang ungenutzten Optimierungspotenziale bei der Gasmotorentchnik lassen allerdings weitere Verbesserungen und eine Angleichung an den Antriebswirkungsgrad von Dieselmotoren erwarten. Ein Beispiel hierfür sind die laufenden Forschungsaktivitäten im Bereich der LKW- und Nutzfahrzeugmotoren¹¹. Angesichts der politischen Zielsetzungen in der EU und dem damit verbundenen Marktwachstum besteht somit erheblicher Handlungsbedarf für Motor- und Fahrzeughersteller, entsprechend effiziente Aggregate für alle Fahrzeugtypen auf den Markt zu bringen.

Welche Wirkung hätte eine breitere Einführung von CNG-Fahrzeugen? Geht man als Beispiel analog zu den EU-Zielvorgaben vom Aufbau einer CNG-Flotte bis zu einem Anteil von 10% des PKW-

¹⁰ Diese Werte gelten für den Bezug aus dem EU Mix. Bei steigenden Anteilen der Versorgung aus entfernten russischen Quellen müssen diese Werte um die zusätzlichen Aufwendungen korrigiert werden. Wie sich eine Veränderung der Bezugsstrukturen konkret auswirkt, muss noch im Detail unter Berücksichtigung neuerer Untersuchungen der russischen Gaswirtschaft analysiert werden.

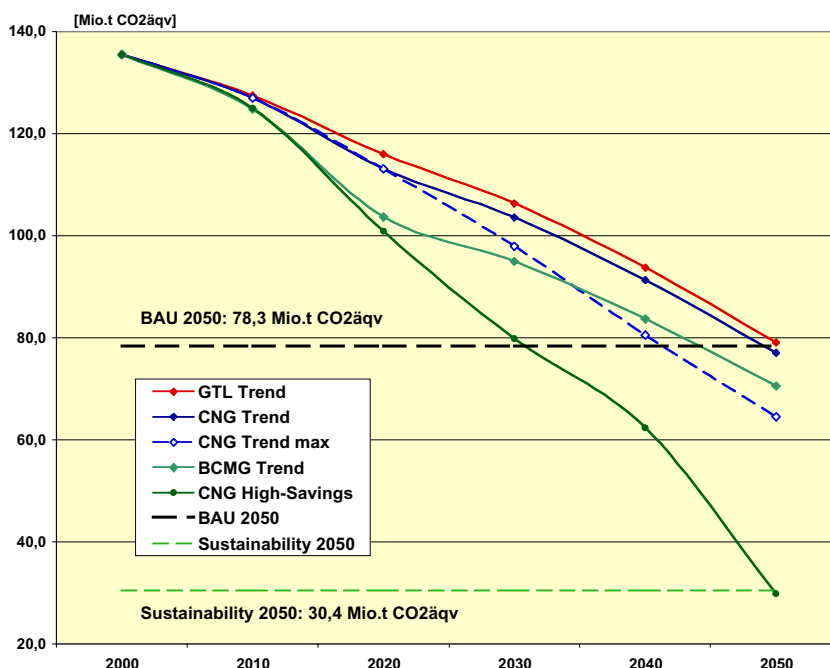
¹¹ BWK 2002

Bestands im Jahr 2020 aus, ergibt sich eine Reduktion der THG-Emissionen im MIV um gut 2% gegenüber dem BAU-Pfad ohne alternative Kraftstoffe (77 Mio.t in 2050 vs. 78,7 Mio.t bei BAU).

Solange sich der Durchschnittsverbrauch der Fahrzeuge im Trend entwickelt, ist der Klimaschutzbeitrag des alternativen Kraftstoffs CNG zwar positiv, die quantitative Wirkung ist aber mit knapp 2% entsprechend dem unterstellten begrenzten Anteils von 10% am Fahrzeugbestand eher gering (Bild 1). Im hypothetischen Extremfall einer vollständigen Deckung des Energiebedarfs im MIV (CNG max) würden die Emissionen auf 64,5 Mio. t CO₂äqv sinken (-18% gegenüber dem Referenzfall). Wenn anstelle von CNG komprimiertes Biogas eingesetzt wird (BCMG), kann bei einem Anteil von 10% eine Reduktion auf 70,5 Mio.t CO₂äqv erreicht werden, was auf die interessanten Potenziale biogener Kraftstoffe hinweist (vgl. Kap. 4.3)

Eine Reduktion der THG-Emissionen auf Klimaschutzniveau kann aber alleine durch den Wechsel zum Kraftstoff Erdgas nicht erreicht werden. Der spezifische Energieverbrauch der Fahrzeugflotte bis zum Jahr 2050 muss sich auch dann stark am Pfad High-Savings orientieren. Dies unterstreicht den Handlungsbedarf bei den Automobilherstellern, hocheffiziente Antriebe und Fahrzeuge zu entwickeln, wodurch gleichzeitig auch die Reichweite von CNG-Fahrzeugen erhöht würde.

Bild 1: Entwicklung der THG-Emissionen beim Einsatz erdgasbasierter Kraftstoffe



Die CNG-Einführung hat jedoch einen weiteren und unter Umständen langfristig sogar noch größeren Nutzen. Er besteht im Aufbau einer Druckgas-Tankstelleninfrastruktur, die als Vorbereitung für eine Wasserstoffwirtschaft dienen kann. Die ökologische Bewertung der verschiedenen Kraftstoffpfade zeigt, dass die Druckgasoption sowohl bei der Nutzung von Erdgas als auch beim Einsatz von Wasserstoff die geringsten Umwandlungsverluste verursacht. Aus Klimaschutzperspektive ist deshalb abzusehen, dass im großtechnischen Maßstab die Druckgasoption dem Flüssigpfad vorzuziehen ist (vgl. Kapitel 5)¹². Aus technologischer Sicht ergeben sich somit zwischen Erdgas und

¹² Aus technischer und betriebswirtschaftlicher Sicht können allerdings auch Gründe für die LH₂-Option sprechen, eine endgültige Festlegung kann zu diesem frühen Stadium nicht erfolgen.

Wasserstoff Synergiepotenziale rund um das Handling von komprimiertem Gas¹³. Beispiele sind Infrastruktur- und Betankungskomponenten, die Druckgasspeichertechnik im Fahrzeug oder die Integration von Druckspeichern bei der Plattformkonstruktion der PKW¹⁴. Hinzu kommen sozio-ökonomische Aspekte wie zum Beispiel der schrittweise Aufbau von Akzeptanz beim Endverbraucher für den Umgang mit Druckgas, die eine essentielle Rolle für die Marktvorbereitung einer Wasserstoffwirtschaft spielt.

4.2 GTL: keine energetischen und ökologischen Vorteile im Vergleich zu CNG

In jüngster Zeit wird neben CNG auch die Umwandlung von Erdgas zu synthetischem Diesel auf Basis der Fischer-Tropsch-Synthese von Unternehmen wie Shell, BP und VW verstärkt diskutiert (*FT-Diesel*, *Synfuel* oder auch *Gas-to-Liquid GTL*)¹⁵. Die Erdölunternehmen sehen den Vorteil, mit der GTL-Technologie entlegene Erdgasvorkommen (remote oder stranded gas) als neue Quellen zu erschließen. Das GTL-Endprodukt könnte dann als flüssiger Kraftstoff wie konventioneller Diesel transportiert und über bestehende Tankstellen verteilt werden. Als Motorenhersteller reizt VW die Aussicht, die Kraftstoffeigenschaften optimal an die Anforderungen einer neuen Motorengeneration anzupassen und dadurch Effizienzgewinne und Emissionsminderungen zu realisieren.

Es stellt sich damit die Frage, ob synthetischer Diesel auf Erdgasbasis eine Alternative zum CNG-Pfad darstellt. Eine genauere Betrachtung fällt allerdings eher ernüchternd aus:

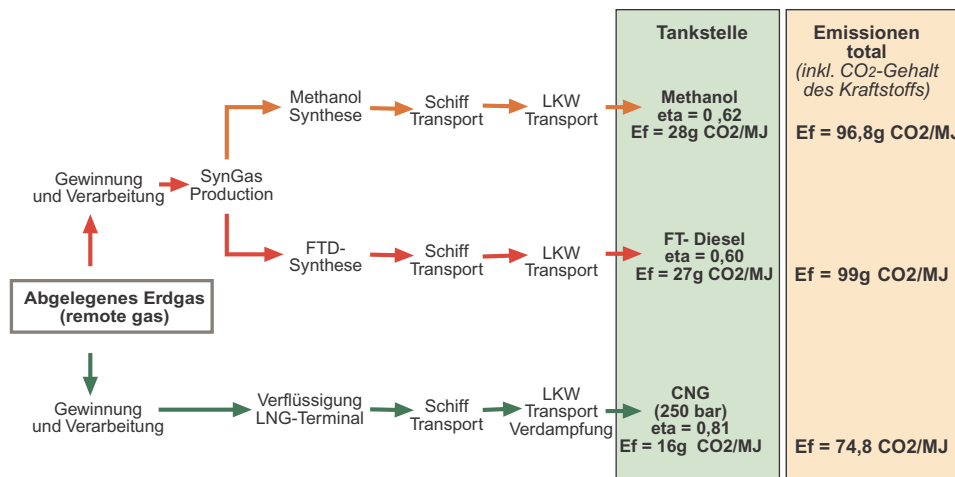
- Aus energetischer und klimapolitischer Sicht ist die Bewertung eindeutig: über die gesamte Umwandlungskette verursacht der GTL-Pfad höhere Energieverluste als der Einsatz von CNG. Dies gilt selbst für die Nutzung von entlegenen Quellen und die damit verbundene LNG-Zwischenstufe. Die THG-Emissionen von GTL sind mit 99 g CO₂äqv/MJ fast ein Drittel höher als beim CNG (72,8 g CO₂äqv/MJ) bzw. als beim Einsatz von CNG über eine LNG-Zwischenstufe (74,8 g CO₂äqv/MJ) (Tab. 1 und Bild 2). Zur Zeit hat der Dieselmotor, in dem GTL eingesetzt werden würde, zwar noch einen höheren Wirkungsgrad als CNG-Antriebe, die aber wie erwähnt auch noch optimiert werden können. Wenn die Wirkungsgrade von Diesel und CNG-Motoren angenähert werden können, entstehen bezogen auf die Versorgung einer Erdgas-Flotte von 10% am Gesamtbestand beim Einsatz von GTL im Jahr 2050 Emissionen von 79,1 Mio.t, dies sind gut 2,7% mehr als im CNG-Pfad (Bild 1). Gemessen an der Referenzentwicklung (78,7 Mio.t) ergibt sich sogar ein absoluter Emissionszuwachs, was die ökologische Bedeutung der Weiterentwicklung von Gasmotoren unterstreicht. Die quantitativen Effekte sind unter den getroffenen Annahmen zwar gering, aber in der Tendenz eindeutig und werden bei einem wachsenden Anteil der Erdgasfahrzeuge entsprechend stärker ins Gewicht fallen.

¹³ Langfristig ist weiterhin denkbar, das Erdgasnetz zum Transport und zur Verteilung von zentral hergestelltem Wasserstoff zu nutzen (LBST 1994)

¹⁴ Krüger 2003

¹⁵ Steger, Warnecke, Louis 2003, Lounnas, Brennand 2002, Mackenzie 2000

Bild 2: Übersicht der Prozessketten bei der Nutzung von remote gas als Kraftstoff



Quelle: LBST 2002a

Anmerkung: eta - Umwandlungswirkungsgrad
Ef - Emissionsfaktor

- Angesichts der ungünstigen Emissionsbilanz ist die Herstellung von Synfuel in Deutschland und Europa auf Basis von Erdgas aus den Transportnetzen nicht sinnvoll. Die GTL-Technologie bietet jedoch auch bei der Erschließung entlegener Erdgasvorkommen (*remote gas* oder *stranded gas*) keine prinzipiellen Vorteile, da diese pipelinefernen Lagerstätten auch durch die Verflüssigung von Erdgas (LNG) genutzt werden können. Zu prüfen bleibt, ob sich langfristig Restriktionen durch Anlagengrößen und ökonomische Mindestkapazitäten ergeben.
- Die letztendliche Entscheidung für oder gegen die GTL-Option wird deshalb durch ökonomische Faktoren bestimmt werden. Hinzu kommt ein ggf. Zeitvorteil, da die verbrauchernahen Verteilungsstrukturen für einen Flüssigkraftstoff GTL weltweit schon existieren. Dies könnte dort eine Rolle spielen, wo eine rasche lokale Emissionssenkung geboten ist und Erdgasinfrastrukturen noch fehlen wie z.B. in den Metropolen Asiens. Die regionalen Bedingungen und Kostensituationen am Förderort werden dabei die künftige Entwicklung der weltweiten GTL- und LNG-Märkte stark prägen. Bei den Anlagenkosten bestehen sowohl bei GTL und LNG Optimierungspotenziale, wobei gerade die Flüssiggastechnik von der gegenwärtigen Dynamik der internationalen LNG-Märkte profitieren wird. Die wirtschaftlichen Potenziale für den synthetischen Diesel im Markt für Mitteldestillate werden dagegen von den künftigen Energiepreisen und insbesondere dem Verhältnis von Ölpreis zu Gaspreis sowie den produktionstechnischen Restriktionen bei der Erdölförderung abhängen. Ob sich hier ein prinzipieller ökonomischer Vorteil von GTL heraus bildet, ist zweifelhaft¹⁶.

4.3 Bio-Methan als Option zur Reduktion der Emissionen des Erdgas-Pfads

Erdgas bietet als Kraftstoff eine Reihe von Vorteilen und ist kurzfristig verfügbar. Trotzdem gelten auch hier die Mengenrestriktionen aller fossilen Energieträger, die langfristig durch regenerative Energien abgelöst und in der Übergangsphase möglichst effizient eingesetzt werden müssen. So ist es sinnvoll zu prüfen, inwieweit auch Erdgas aus regenerativen Energiequellen bereitgestellt werden kann. Im Rahmen einer Ökologisierung der Gaswirtschaft gewinnt dabei neben regenerativ erzeugtem Wasserstoff (vgl. Kapitel 5) vor allem auch biogenes Methangas (*Bio-CMG*) besondere Bedeutung. Für dessen Herstellung gibt es verschiedene Möglichkeiten:

- Biogenes Methangas kann analog zu dem Fischer-Tropsch-Prozess zur Herstellung von flüssigen Biokraftstoffen (*Bio-FTD*)¹⁷ ebenfalls aus **holzartigen Reststoffen** über einen Vergasungspfad erzeugt werden, bei dem statt der FT-Synthese ein Methanisierungsprozess angeschlossen ist¹⁸. Die GTL-Technologie ist damit nicht der einzige Zugang zur Nutzung der Potenziale der festen Biomasse als Kraftstoff. Die Methanisierung von holzartiger Biomasse befindet sich allerdings noch im Laborstadium, während beim *Bio-FTD* eine Reihe von industriellen Demonstrationsaktivitäten laufen. Es ist hier von einem Entwicklungsrückstand von 10-15 Jahren und entsprechendem Forschungsbedarf auszugehen. Aus technischer Sicht sind jedoch bei entsprechenden F&E-Anstrengungen keine grundsätzlichen Nachteile erkennbar, die zu substantiellen Unterschieden in den Energie- und Emissionsbilanzen von *Bio-CMG* führen würden.
- Die vorhandene **landwirtschaftliche Nutzfläche** kann neben der Herstellung von Biodiesel (RME) und Ethanol z.B. aus Zuckerrüben auch für den Anbau von Energiepflanzen, insbesondere Gräser, für die Methanherstellung durch Vergärung genutzt werden. Diese Option wird derzeit seltener diskutiert, verspricht aber für den Einsatz im Verbrennungsmotor deutlich höhere Kraftstoffpotenziale als der konventionelle Biodiesel (Bild 3, *CMG-Biogas* vs. RME)¹⁹. Gleichzeitig zeichnet sich ab, dass einzelne negative Auswirkungen des intensiven Öpflanzenanbaus wie z.B. Bodenverdichtung gemindert werden können. Im Rahmen vergleichender Systemanalysen muss deshalb detaillierter geprüft werden, wie die begrenzte Anbaufläche unter Berücksichtigung aller Aspekte ökologisch optimal genutzt werden kann.
- Zusätzlich steht das **Potenzial an Biogas** durch Vergärung von Gülle und Bioabfällen sowie die Nutzung von Deponie- und Klärgas für den *Bio-CMG*-Pfad zur Verfügung.

Unter der Voraussetzung, dass ein Prozess zur Vergasung und Methanisierung im industriellen Maßstab entwickelt wird, könnte zusätzlich zum geschätzten Biogaspotenzial aus Vergärung von 356 PJ/a eine Kraftstoffmenge von gut 404 PJ/a erschlossen werden. Das geschätzte Gesamtpotenzial für *Bio-Methan* liegt damit bei 760 PJ/a und gut 23% über dem für synthetischen Kraftstoff (615 PJ/a) (Bild 4). Die vorgestellten Größenordnungen sind allerdings nur als erste Orientierungsgröße zu verstehen und werden stark durch den angenommenen Wirkungsgrad der Umwandlungsprozesse beeinflusst²⁰. Auch ist zu prüfen, inwieweit das Biomassepotenzial auch tatsächlich für die Kraftstoffherstellung zugänglich ist. In Deutschland wird z.B. ein Großteil des verfügbaren Restholzes durch Biomasse-Kraftwerke abgezogen und steht zunächst einmal nicht mehr zur Verfügung.

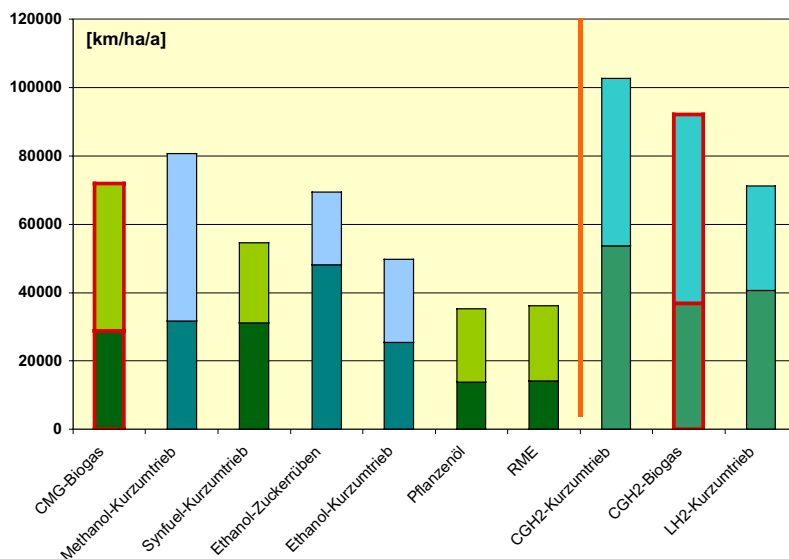
¹⁷ Auch *Biomass-to-liquids (BTL)*, *Sunfuel*, *Biotrol* genannt.

¹⁸ Stucki et al. 2003, Mozaffarian, Zwart 2002, Stucki, Biollaz 2001, den Uil et al 1998

¹⁹ Schindler, Weindorf 2003

²⁰ Die Werte werden stark von den Annahmen zu den Wirkungsgrade bestimmt. Nach Angaben der Betreiber soll z.B. bei der Choren FTD-Synthese ein Gesamtwirkungsgrad von 75% erreicht werden, während bei der Methanisierung Studien von möglichen Wirkungsgrade von bis zu 80% ausgehen. Verlässliche Aussagen werden sich demnach erst ergeben, wenn vollständige Energiebilanzen der realen Demonstrationsprojekte vorliegen, die bislang noch fehlen.

Bild 3: Vergleich des Kraftstoffpotenzials von Biogas (CMG) mit dem ausgewählter biogener Kraftstoffe auf Basis des Anbaus von Energiepflanzen



Anmerkung: spezifische Hektarerträge umgerechnet in jährliche Fahrzeug-Kilometer Referenzfahrzeug Opel Zafira mit unterschiedlichen Antriebstechniken:
 - Einsatz CGH₂ in Brennstoffzellen
 - Methanol und Ethanol in Brennstoffzellen mit on-board Reformer
 - CMG, Syntfuel, Pflanzenöl und REM im Verbrennungsmotor (Diesel)

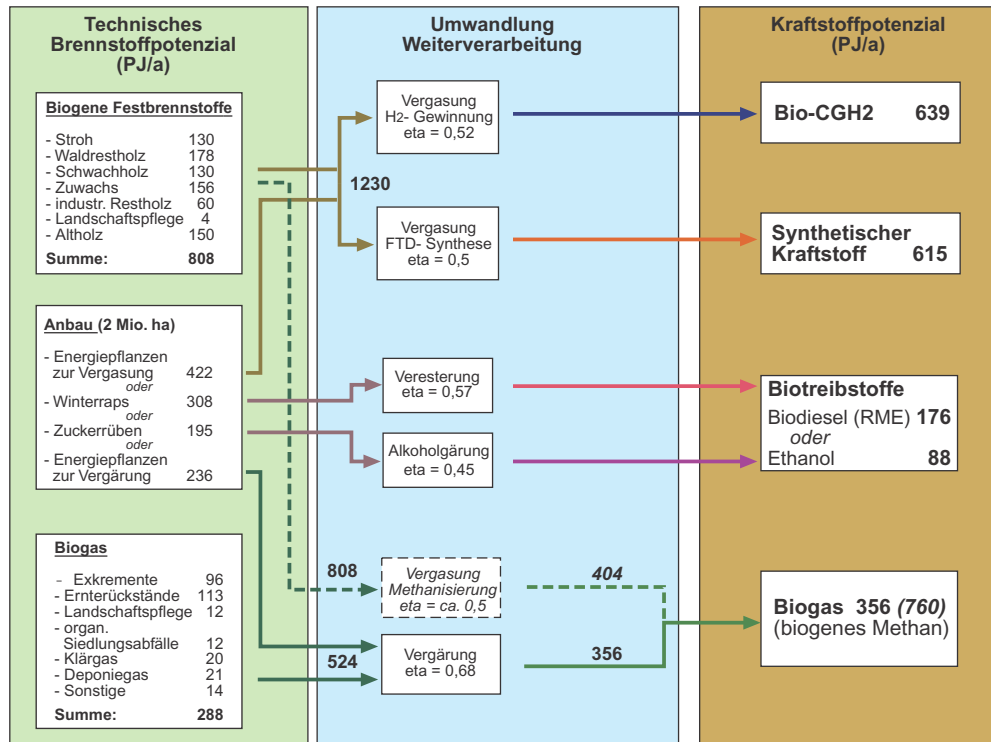
Quelle: Schindler, Weindorf 2003

Die Erzeugung von Biogas und dessen Nutzung in stationären Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung ist heute schon Stand der Technik und wird in Zukunft in Europa an Bedeutung gewinnen²¹. Ein Einsatz von Bio-Methan in mobilen Anwendungen spielt dagegen bislang kaum eine Rolle, bietet jedoch wie dargestellt eine interessante Option zur Senkung der THG-Emissionen des CNG-Pfads (vgl. Bild 1). Wie Beispiele aus Schweden und der Schweiz demonstrieren, ist eine Verteilung von Bio-Methangas im größeren Maßstab die Voraussetzung für die Nutzung an Tankstellen oder Betriebshöfen. Analog zum "Grünen Strom" kann aufbereitetes und gereinigtes Biogas aus Vergärungs- bzw. Vergasungsanlagen in das bestehende Erdgasnetz eingespeist und verteilt werden (Bild 5)²². Durch die Kooperation von Erzeuger, Gaswirtschaft und Endnutzer können so die Restriktionen der Energienutzung am Ort der Erzeugung überwunden werden. Für eine wirtschaftlich attraktive Nutzung von Bio-Methan müssen deshalb erstens kostengünstige Gasreinigungstechniken verfügbar sein und zweitens eine Vergütung und Vermarktung des ökologischen Mehrwerts von Bio-Methan über das Erdgasnetz möglich werden.

²¹ French 2003

²² Schindler, Weindorf 2003, Schulz, Hille 2003

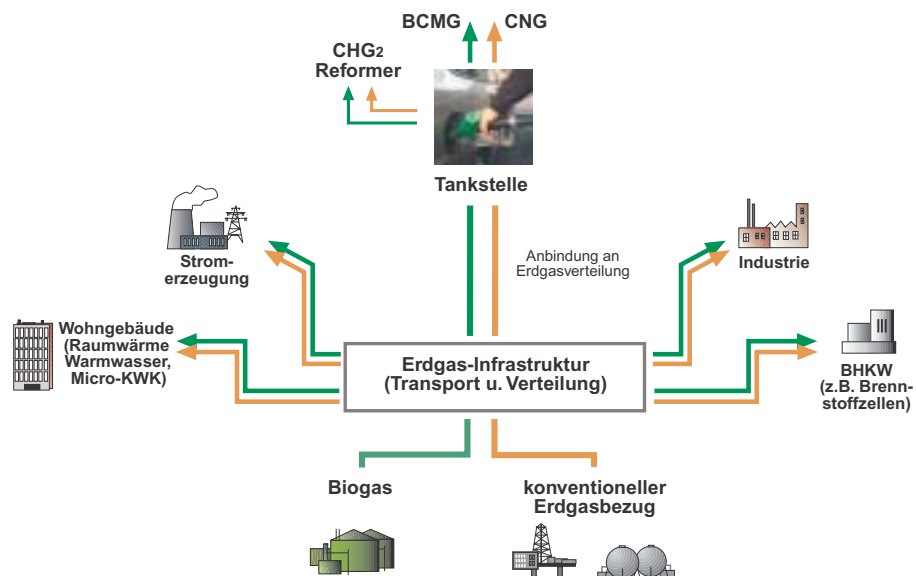
Bild 4: Abschätzung der Potentiale für ausgewählte biogene Kraftstoffe in Deutschland



Anmerkung: Die Potentiale können aufgrund von Überschneidungen beim Biomasse-Input nicht addiert werden

Quelle: - für Technische Brennstoffpotentiale: Kaltschmitt 2003
 - für Umwandlungswirkungsgrade: LBST 2002a

Bild 5: Erweiterung der Nutzung von Biogas durch Einspeisung und Verteilung im Erdgasnetz



Quelle: Eigene Darstellung nach Schindler, Weindorf 2003

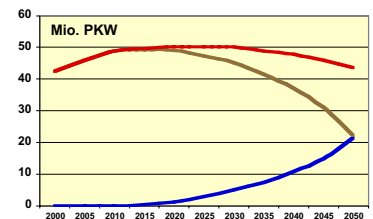
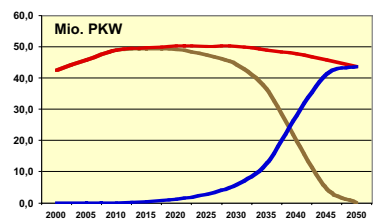
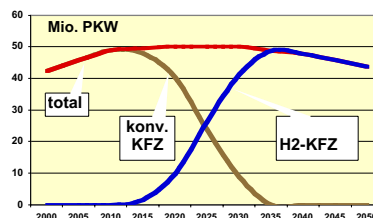
Bei der Bewertung der verschiedenen Biomassepotenziale muss allerdings berücksichtigt werden, dass vielfältige und sich teilweise ausschließende Nutzungsmöglichkeiten bestehen²³. Mit der energetischen Nutzung im Verkehr konkurrieren stationäre Anwendungen der Strom- und/oder Wärmeerzeugung sowie die Nutzung als nachwachsende Rohstoffe. Hinzu kommen steigende Flächenanforderungen durch die Ökologisierung der Landwirtschaft sowie den Landschafts- und Naturschutz. Eine dynamische Potenzialanalyse unter Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen auf Grundlage einer ganzheitlichen Systemanalyse fehlt bislang - hier besteht erheblicher Forschungsbedarf. In der Tendenz ergeben sich jedoch gute Einsatzmöglichkeiten im Verkehr, vor allem verglichen zur heutigen Biomasseverstromung in Kraftwerken mit vergleichsweise niedrigen Wirkungsgraden ohne Wärmeauskopplung. Eine quantitative Abschätzung derartiger Verlagerungseffekte (Einsatzeffizienz) wird am Beispiel der H₂-Elektrolyse auf Basis REG-Strom in Kap. 5.2 vorgenommen.

5 Einführung von Wasserstoff als neuen Kraftstoff

Die Etablierung einer solaren Wasserstoffwirtschaft wird oft als das langfristige Ziel beschrieben, das im Laufe des 21. Jahrhunderts realisiert werden soll. Wann dies erreicht werden kann ist jedoch unklar. Auch bestehen noch unterschiedliche Ansichten zu den konkreten kurz- bis mittelfristigen Strategien dorthin und es ist weltweit keine einheitliche Linie der Markteinführung erkennbar. Je nachdem, wie schnell der Anteil der H₂-Fahrzeuge im Zeitverlauf wächst, ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen auf den Energieverbrauch, den erforderlichen Wasserstoffbedarf und die resultierenden THG-Emissionen. In diesem Zusammenhang ist auch interessant, welche Rolle Erdgas bei der Bereitstellung von Wasserstoff spielen kann - und wann Erdgas wie andere Kraftstoffe auch sinnvoller Weise vom H₂ abgelöst werden kann.

Für die Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen der H₂-Einführung wurden drei Pfade definiert, die sich im Wachstum der Anteile der H₂-PKW am Fahrzeugbestand unterscheiden:

- Bei der **forcierten Einführung** wird ein 100%-Anteil schon im Zeitraum von 2010 bis zum Jahr 2035 realisiert, diese Variante bildet den Extremfall einer von Politik und Industrie mit höchstem Nachdruck verfolgten Strategie ab.
- Der mittlere Pfad beschreibt eine eher **gestreckte Einführung** und geht von einer vollständigen Einführung von H₂ bis zum Jahr 2050 aus (Beginn 2010).
- Bei der **moderaten Einführung** wird von 2010 bis 2050 ein Anteil von 50% am Bestand erreicht, der die Grundlage für eine Wasserstoffwirtschaft nach 2050 bietet.



Diese drei Pfade illustrieren gegensätzliche Philosophien zur Realisierung der Wasserstoffwirtschaft. Es sind keine Prognosen oder Marktstudien - sie dienen im Gegenteil dazu, mögliche Zukünfte exemplarisch darzustellen, um auf dieser Grundlage die resultierenden Auswirkungen verschiedener Strategien zur H₂-Bereitstellung auf Energieverbrauch und THG-Emissionen zu diskutieren. Interessant ist z.B. dass die gestreckte und moderate Einführung trotz der signifikanten Unterschiede im Endergebnis bis zum Jahr 2030 ähnliche Verläufe aufweisen.

5.1 Die Schlüsselfrage: Wie wird der Wasserstoff hergestellt?

Der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff hat den Vorteil, dass außer Wasserdampf keine weiteren lokalen Emissionen am Fahrzeug entstehen. Stattdessen rückt die vorgelagerte Prozesskette in den Mittelpunkt, da die ökologischen Belastungen bei der Herstellung, Transport und Verteilung von Wasserstoff entstehen.

Die konventionelle H₂-Erzeugung durch Dampfreformierung von Erdgas (MSR) weist einen spezifischen THG-Emissionsfaktor von 103 g CO₂äqv/MJ auf, der um einen Faktor 8,4 höher als die Benzin/Diesel-Bereitstellung ist. Da für den Brennstoffzellenantrieb angenommen wird, dass er rund 30-40% effizienter als der konventionelle Ottomotor ist und zugleich keine weiteren THG-Emissionen während der Fahrt entstehen, ergibt sich in der Summe (*Well-to-Wheel*) eine spürbare Emissionsminderung. Im Fall der gestreckten 100%igen Einführung von Druckwasserstoff bis zum Jahr 2050 und einer Effizienzsteigerung der Brennstoffzellen-Fahrzeuge entsprechend dem Trend kann so zum Beispiel eine Minderung von knapp 8% gegenüber dem Referenzpfad realisiert werden (72,6 Mio.t vs. 78,7 Mio.t in 2050; Pfad CGH₂ MSR in Bild 8 auf Seite 19). Lässt man für einen Einführungszeitraum die Ressourcenverfügbarkeit unberücksichtigt, so wirkt sich der Einsatz von Erdgas als Basis der H₂-Herstellung nicht negativ aus. Die langfristigen Klimaschutzziele, wie sie von der Politik gefordert werden, werden damit jedoch nicht erreicht.

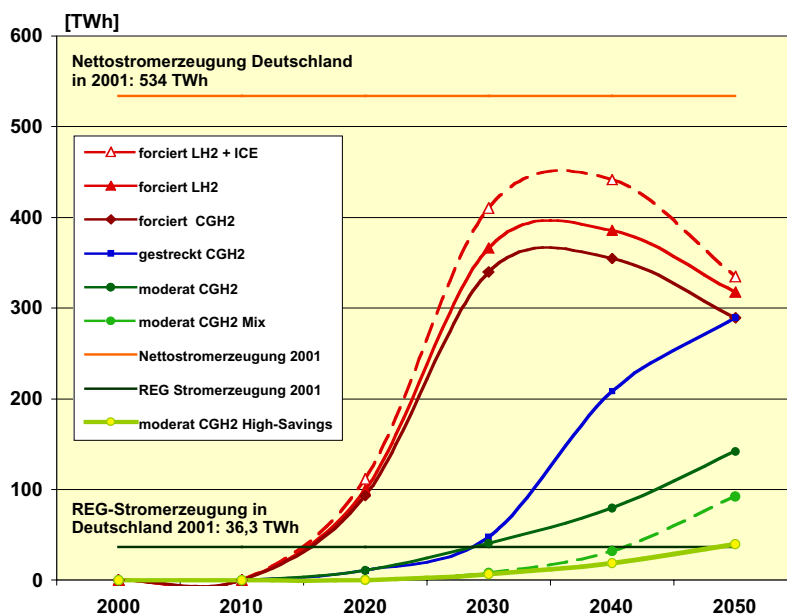
Langfristig kann die Herstellung von Wasserstoff durch fossile Energieträger jedoch keine dauerhafte Option sein. Für die Realisierung einer nachhaltigen, klimaverträglichen Wasserstoffwirtschaft ist es deshalb entscheidend, ab welchem Zeitpunkt und in welchen Mengen der Energiebedarf im Verkehr aus regenerativen Energien (REG) energiewirtschaftlich sinnvoll gedeckt werden kann. Der Einsatz von regenerativen Energien kann dabei nicht allein aus Sicht des Verkehrssystems bewertet werden, sondern muss auch die Wechselwirkungen mit den anderen Anwendungsbereichen berücksichtigen. Bei einer derartigen ganzheitlichen Systemanalyse sind für die nähere Zukunft die Perspektiven einer regenerativen Wasserstoffwirtschaft zurückhaltend zu beurteilen:

- Schon die **gestreckte Realisierung einer Wasserstoffwirtschaft** in Deutschland induziert unter Referenzbedingungen einen Druckwasserstoffbedarf (CGH₂) im Bereich von 700 PJ im Jahr 2050. Unter Berücksichtigung der Umwandlungsverluste bei der Elektrolyse und Kompression resultiert hieraus ein Bedarf von 289 TWh REG-Strom (Bild 7), dies entspricht knapp 53% der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2001 von 534 TWh und mehr als das Siebenfache der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen (36,3 TWh in 2001). Eine Menge, die nicht einfach bereitzustellen sein dürfte. Vergleichbare Restriktionen gelten ebenfalls für den Einsatz der Biomasse als Primärenergiequelle für die H₂-Bereitstellung, denn hier können selbst bei einer vollständigen Verwendung der Biomasse für die H₂-Synthese nur 639 PJ Bio-CGH₂ erzeugt werden (vgl. Kapitel 4.3).
- Im Fall der **forcierten Einführung bis 2035** wird der Wasserstoff zu einem früheren Zeitpunkt eingesetzt. Die nach 2030 relevanten verbrauchssenkenden Faktoren, wie z.B. der Bevölkerungsrückgang und weitere Verbesserungen der Fahrzeuge, können bis dato noch nicht ihre volle Wirkung entfalten. Hierdurch ergibt sich zwischenzeitlich ein deutlich höhe-

rer Energiebedarf als bei der gestreckten Variante, der mit gut 850 PJ H₂ bzw. rund 355 TWh REG-Strom ein Maximum um das Jahr 2040 erreicht.

- Die zeitlich verzögerte **moderate Einführung** bis zu einem Anteil von 50% H₂ in 2050 induziert zwar einen entsprechend niedrigeren Energiebedarf (346 PJ H₂) bzw. REG-Strombedarf (142 TWh) in 2050. Verglichen mit den heute erzeugten Mengen ist dies aber immer noch ein erheblicher Sprung um den Faktor 3-4.
- Der REG-Strombedarf kann weiter auf ein realistisches Maß gesenkt werden, wenn der Wasserstoff nicht alleine durch Elektrolyse, sondern durch einen **Erzeugungsmix** hergestellt wird. Geht man davon aus, dass zu Anfang eine vollständige Deckung durch Dampfreformierung erfolgt und der Anteil der Elektrolyse dann stetig auf über 60% im Jahr 2050 ansteigt, so werden in der Trendentwicklung maximal 90 TWh an REG-Strom benötigt²⁴. Im Fall High-Savings sind sogar nur 40 TWh erforderlich.
- Im Vergleich zu Druckwasserstoff (CGH₂) entstehen **zusätzliche Verluste bei der Verflüssigung von Wasserstoff (LH₂)**, womit ein erhöhter REG-Strombedarf verbunden ist. Im Fall der forcierten Einführung liegt bei den getroffenen Annahmen zu Umwandlungsverlusten und Antriebswirkungsgrad das Maximum für LH₂ im Jahr 2035 mit 386 TWh um 23% über dem CGH₂-Pfad. Weitere Verluste entstehen im Vergleich zur Option CGH₂ und Brennstoffzellenantrieb durch den Einsatz von LH₂ im Wasserstoffmotor. Hier liegt das Maximum im Jahr 2035 sogar über 440 TWh (+41% bei LH₂ und ICE gegenüber CGH₂). Mögliche Fortschritte bei den H₂-Motoren führen entsprechend zu einer Annäherung an die Option LH₂ und Brennstoffzellen²⁵.

Bild 6: Der Bedarf an REG-Strom für die Wasserstoffherstellung in Abhängigkeit von der Einführungsstrategie



²⁴ vgl. Anhang

²⁵ Jüngste Meldungen der BMW AG kündigen deutliche Verbesserungen der H₂-Motoren an (BMW 2003)

Theoretisch sind die REG-Potenziale für eine vollständige Deckung des H₂-Bedarfs im MIV zwar rechnerisch vorhanden, ihre rasche Erschließung ist jedoch wenig realistisch. Selbst bei einem Mix verschiedener regenerativer Energiequellen können die benötigten Kapazitäten kaum so schnell aufgebaut werden - insbesondere wenn man berücksichtigt, dass die Nachfrage nach regenerativen Energien auch in den anderen Verkehrssektoren und vor allem im stationären Bereich wächst.

Diese Wachstumsgrenzen werden deutlich am Beispiel der Windenergie, die als aussichtsreichste und am schnellsten zu mobilisierende Option gilt. Unter der Annahme von 2.000 Volllaststunden pro Jahr würde die Erzeugung von 281 TWh im Fall der gestreckten H₂-Einführung einen Leistungszubau von 140.800 MW bedeuten. Zum Vergleich: im Jahr 2001 umfasste der gesamte Kraftwerkspark in Deutschland eine Leistung von gut 102.000 MW. Im Fall einer moderaten Einführung und auf Grundlage eines Erzeugungsmix muss im Jahr 2050 dagegen nur ein Bedarf von 90 TWh gedeckt werden, dies entspricht ca. 45.000 MW an Windkraftleistung. Diese Größenordnung deckt sich mit den derzeitigen Off-Shore Planungen.

Die Konsequenz dieser Überlegungen ist allerdings nicht, die Vision einer regenerativen Wasserstoffwirtschaft aufzugeben. Im Gegenteil, als ein erstes Zwischenfazit kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass der gegenwärtige Ausbaupfad der REG-Kapazitäten weiter beschleunigt werden muss. Besonders wichtig sind hierbei Optionen mit Grundlastcharakter wie die geothermische Stromerzeugung, aber auch die Berücksichtigung der Möglichkeiten zum Import von REG-Strom z.B. aus solarthermischen Kraftwerken im Süden Europas. Es wird jedoch auch deutlich, dass nur bei einer signifikanten Senkung des Energieverbrauchs in allen Anwendungsfeldern die Gesamtnachfrage auf ein realistisches Niveau des REG-Angebots abgesenkt werden kann. Unter diesen Bedingungen und bei einer entsprechend langfristigen Planung ist und bleibt der Wasserstoff eine ökologisch verträgliche Kraftstoffoption.

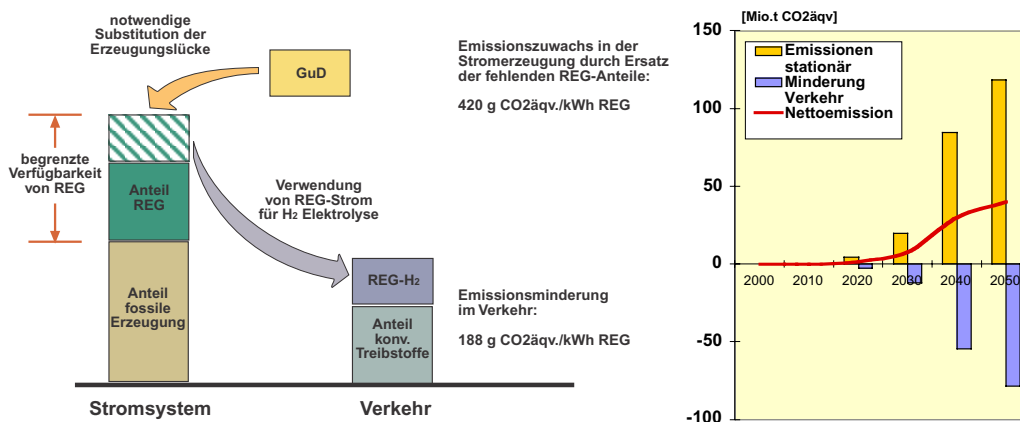
5.2 Der Einsatz der regenerativen Primärenergieträger muss optimiert werden

Zusätzlich zu den realistischen Grenzen des Ausbaus der regenerativen Energien stellt sich kurz- bis mittelfristig noch ein zweites Problem: die verschiedenen Energieträger können in unterschiedlichen Anwendungen im stationären Elektrizitätssystem, bei der Wärmeerzeugung oder in mobilen Anwendungen eingesetzt werden (vgl. Kap. 4.3). Aus der Perspektive des Gesamtenergiesystems muss deshalb der Einsatz der nur begrenzt verfügbaren Primärenergieträger soweit wie möglich optimiert werden, d.h. es muss idealerweise die Verwendung mit dem höchsten ökologischen Nutzen für das Gesamtsystem gefunden werden.

Ein Beispiel soll dies verdeutlichen: Unter derzeitigen Bedingungen kann durch 1 kWh REG-Strom im Elektrizitätssystem die Erzeugung aus dem öffentlichen Kraftwerkspark mit spezifischen Emissionen von ca. 590 g CO₂äqv/kWh vermieden werden. Beim Einsatz im PKW wird abzüglich der Umwandlungsverluste bei der H₂-Elektrolyse eine spezifische Minderung von knapp 190 g CO₂äqv/kWh erreicht. Der Klimaschutzbeitrag bei der direkten Verwendung der regenerativen Energien im Stromsystem ist damit um etwa das Dreifache höher als im Verkehr.

Oder anders gesagt: da die Potenziale für regenerativen Strom begrenzt sind, müssten aufgrund des Stromeinsatzes für die H₂-Produktion im Verkehr an anderer Stelle fossile Kraftwerke zunächst weiterlaufen oder neu gebaut werden – für die nächsten Jahrzehnte ein ökologisches Minusgeschäft (Bild 7). Der Einsatz von REG-Strom für die H₂-Elektrolyse ist somit nicht emissionsfrei, sondern induziert im stationären Bereich Emissionen aus fossilen Kraftwerken, die zur Deckung der unveränderten Stromnachfrage der Endverbraucher notwendig sind. Der resultierende Emissionsfaktor muss bei der Bewertung von REG-H₂ im Rahmen einer ganzheitlichen Bilanzierung des Energiesystems berücksichtigt werden.

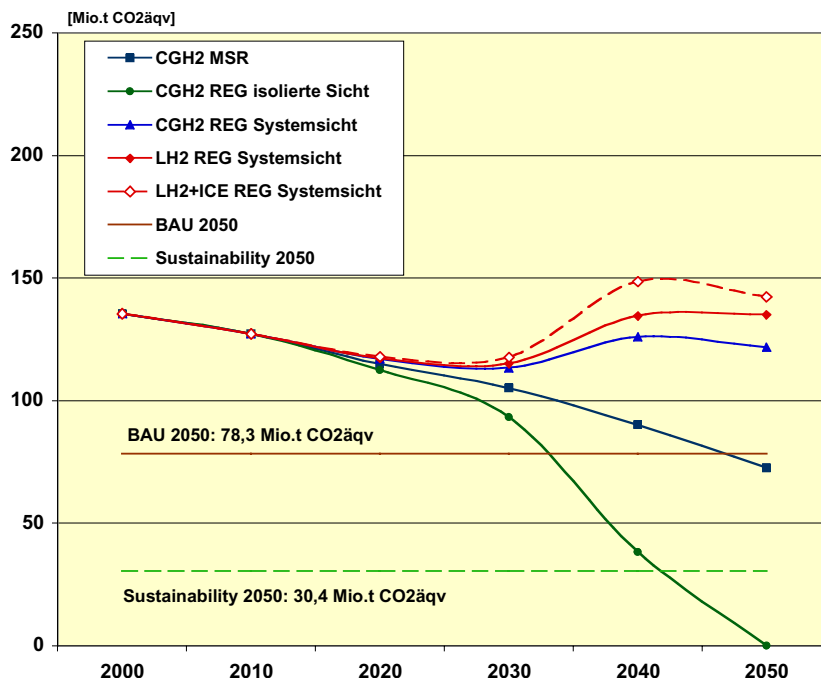
Bild 7: Grundprinzip der ganzheitlichen Bilanzierung der Emissionen durch den Einsatz von REG-Strom zur H₂-Herstellung



5.3 Ganzheitliche Bilanzierung der Emissionen durch den Einsatz von REG-Strom

Die ökologischen Auswirkungen aus Sicht des Gesamtsystems werden in Bild 8 am Beispiel der gestreckten Einführung von H₂ bis 100% im Jahr 2050 verdeutlicht. Der spezifische Energieverbrauch der Fahrzeuge entwickelt sich dabei gemäß Trend.

Bild 8: Ganzheitliche Bilanzierung der Emissionen durch den Einsatz von REG-Strom für die H₂-Elektrolyse am Beispiel der langsamen Einführung von H₂ (100% in 2050)



Bei der isolierten Betrachtung des Verkehrs könnten durch den Einsatz von REG-Strom für die H₂-Elektrolyse die Emissionen rein rechnerisch auf Null gesenkt werden (CGH₂ REG isolierte Sicht). Für die ganzheitliche Betrachtung wird als best-case angenommen, dass die entstehende Erzeugungslücke im Stromsystem durch neue effiziente GuD-Kraftwerke gedeckt wird (spez. Emissionen

von 420 g CO₂äqv/kWh). Die Emissionen der CGH₂-Bereitstellung liegen damit im Jahr 2050 bei 118 Mio.t CO₂äqv (CGH₂ REG Systemsicht). Dies übertrifft sogar die Emissionen des stark fossil geprägten Referenzpfads um 50%. Würde der heutige Kraftwerksmix zur Deckung herangezogen, liegen die spezifischen Emissionen bei rund 590 g CO₂äqv/kWh - die Gesamt-Bilanz würde dementsprechend noch schlechter ausfallen.

Der Einsatz von REG-Strom für die Wasserstoffherstellung ist damit solange klimapolitisch kontraproduktiv bis die spezifischen Emissionen im Stromsystem selbst auf 190 g CO₂äqv/kWh und darunter sinken. Dies entspricht einem Anteil der regenerativen Energien an der gesamten Stromerzeugung von über 50%. Selbst unter den engagierten Rahmenbedingungen des UBA-Nachhaltigkeitsszenarios wird dieser Zustand erst nach 2040 und dann auch nur mit Hilfe von Stromimporten z.B. aus solarthermischen Kraftwerken erreicht.

6 Auswirkung der Einführung von alternativen Kraftstoffen auf den Erdgasbedarf und die Versorgungssicherheit

In den vorherigen Abschnitten wurden einige Vorteile von Erdgas als Kraftstoff angesprochen. CNG-Fahrzeuge senken die lokalen Schadstoffemissionen und können einen zwar begrenzten aber dennoch spürbaren Beitrag zum Klimaschutz leisten. Hinzu kommt, dass Erdgas den derzeit dominierenden Energieträger Erdöl substituiert und damit kurzfristig zur Diversifizierung der Energieversorgung im Verkehr beiträgt. Diese positive Effekte sind allerdings nur dann ein echter Gewinn, solange durch den zusätzlich geschaffenen Erdgasbedarf keine neuen Probleme bei der Versorgungssicherheit entstehen.

Der direkte Einsatz von Erdgas in CNG-Fahrzeugen führt unter Trendbedingungen und bei einem Anteil von 10% am PKW-Bestand zu einem Verbrauchsmaximum von 129 PJ im Jahr 2020, danach sinkt der Gasbedarf aufgrund der angenommenen Effizienzsteigerungen auf 89 PJ im Jahr 2050. Um den gesamten Erdgasabsatz in der Menge konstant zu halten, wäre deshalb eine weitere Steigerung des Anteils von 10% in 2020 auf 15% in 2050 erforderlich. Im Fall High-Savings reduziert sich der Gasbedarf sogar auf 34 PJ.

Für den indirekten Erdgaseinsatz für die H₂-Produktion durch Erdgas-Dampfreformierung (MSR) wird im Extremfall der forcierten Einführung und der vollständigen Deckung durch MSR ein maximaler Bedarf von 1.223 PJ in 2040 induziert. Wie gesehen basieren die realistischen und ökologisch sinnvollen Pfade dagegen eher auf einer moderaten Einführung und einem Erzeugungsmix mit sinkendem MSR-Anteil. Hier entsteht der höchste Gasbedarf mit 173 PJ im Jahr 2050.

In der Summe entsteht durch die Kombination einer moderaten H₂-Einführung mit einem 10%-Anteil von CNG-Fahrzeugen ein Gasbedarf von 240-270 PJ, der ab 2030 relativ konstant bleibt (Tab. 2).

Tab. 2: Gasbedarf im Referenzfall (BAU) bei moderater H₂-Einführung und CNG-Flotte

Erdgaseinsatz [in PJ] für:	2010	2020	2030	2040	2050
- H ₂ Produktion	0	34	111	165	173
- CNG-PKW	30	129	119	105	89
Summe [in PJ]	30	165	240	270	262
<i>Summe in [TWh]</i>	<i>8,3</i>	<i>45,8</i>	<i>66,7</i>	<i>75</i>	<i>72,8</i>

Annahmen:

- Anteil H₂-Fahrzeuge 50% in 2050, Anteil CNG-Fahrzeuge 10% ab 2020 konstant
- Entwicklung Flottenverbrauch gemäß Trend
- H₂-Herstellung durch Mix aus MSR und langsam wachsendem Anteil von REG bis 66% in 2050

Verglichen mit dem gesamten deutschen Endenergiebedarf an Erdgas im Jahr 2002 von 3.113 PJ (865 TWh) entspricht dies einem zusätzlichen Bedarf von knapp 9%²⁶. Gleichzeitig muss allerdings berücksichtigt werden, dass in vielen stationären Anwendungen der Gasverbrauch aufgrund von Effizienzmaßnahmen zurückgehen bzw. wie im Raumwärmebereich teilweise durch regenerative Energien oder Stromanwendungen substituiert wird²⁷.

Aus der Perspektive der Versorgungssicherheit ist damit die Erschließung des neuen Anwendungsgebiets Verkehr mit einem CNG-Anteil von 10% am PKW-Bestand und einer begrenzten H₂-Erzeugung aus Erdgas zunächst als eher unkritisch einzustufen. Unabhängig vom Einsatz als Kraftstoff bestehen allerdings mögliche Versorgungsrisiken durch die Wachstumsdynamik auf den internationalen Gasmärkten und dem damit verbundenen potenziellen Preisdruck. Verglichen mit anderen Weltregionen befindet sich Westeuropa zwar in einer strategisch günstigen Position hinsichtlich der Entfernung zu relevanten Vorkommen und hat aufgrund der gewachsenen Verbindungen zwischen den Unternehmen einen guten Zugriff auf die Produktionsquellen. Zu berücksichtigen ist dennoch der erhebliche Investitionsbedarf zur Sicherung und Ausweitung der Erdgasförderung, vor allem in Bezug auf die Aufrechterhaltung und den Ausbau der russischen Förder- und Transportinfrastrukturen, für den in der kommenden Zeit die Weichenstellungen erfolgen müssen.

²⁶ AGEB 2003

²⁷ Im Vergleich zu anderen Weltregionen wird für Europa im Trend ein relatives niedriges Wachstum der Gasnachfrage von 0,8%/a erwartet (Europäische Kommission 2003b).

7 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

- Die von den Klimawissenschaften langfristig als notwendig angesehenen Klimaschutzziele können nur durch eine deutliche Reduktion des durchschnittlichen Energieverbrauchs der Fahrzeuge erreicht werden. Alternative Kraftstoffe können die notwendigen Effizienzmaßnahmen flankieren und den Handlungsspielraum erweitern, massive Effizienzsteigerungen aber nicht ersetzen.
- Erdgas als neuer Kraftstoff kann hierzu sowohl im direkten Einsatz im CNG-Fahrzeug wie auch im Erzeugungsmix der Wasserstoffproduktion eine signifikante Rolle spielen. Die besonderen Vorteile von Erdgas bieten das Potenzial, die lokalen Emissionen schnell zu senken und den Kraftstoffmix zu diversifizieren.
- Die spezifischen THG-Emissionen des Erdgaspfads sind abhängig von den Bezugsstrukturen um bis zu 18% niedriger als bei der Benzin/Diesel-Bereitstellung. Um diesen Klimaschutzeffekt voll nutzen zu können, müssen die Optimierungspotenziale bei den Erdgasmotoren zügig erschlossen und deren Wirkungsgrade an konventionelle Dieselmotoren angenähert werden.
- Erdgas kann in unterschiedlicher Form im Verkehr eingesetzt werden. Die Nutzung von Erdgas für die Herstellung von synthetischem Diesel (GTL) verursacht höhere Energieverluste und THG-Emissionen als der direkte Einsatz als LNG/CNG und ist aus ökologischer Sicht eher kontraproduktiv. Signifikante technische und wirtschaftliche Vorteile des GTL-Pfads gegenüber LNG bei der Nutzung entlegener Erdgasquellen (remote gas) sind derzeit nicht zu erkennen. Vorteile des flüssigen Kraftstoffs GTL bestehen jedoch in den Gebieten, in denen keine CNG-Infrastruktur verfügbar ist.
- Der GTL-Pfad bietet grundsätzlich keine ökologischen Vorteile bei der Nutzung von Biomasse als Ausgangsstoff für alternative Kraftstoffe, da analog zur Fischer-Tropsch-Synthese auch Biogas durch die Vergasung holzartiger Reststoffe mit anschließender Methanisierung hergestellt werden kann. Die theoretischen Wirkungsgrade scheinen vergleichbar zu sein, diesbezüglich besteht allerdings noch erheblicher F&E-Bedarf.
- Unter der Voraussetzung, dass ein leistungsfähiger Prozess zur Vergasung und Methanisierung von fester Biomasse im industriellen Maßstab entwickelt wird, liegt das geschätzte Gesamtpotenzial für Bio-Methan signifikant höher als beim biogenen synthetischen Kraftstoff.
- Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze bietet wie der Aufbau lokaler Biogasnetze erweiterte Nutzungsmöglichkeiten für die Vergärung und Vergasung von Biomasse und damit für deren indirekte Nutzung im Verkehr. Voraussetzung hierfür ist die Verfügbarkeit kostengünstiger Techniken zur Gasreinigung sowie ein freier Zugang zum Erdgasnetz.
- Die ökologische Bewertung der verschiedenen Kraftstoffpfade zeigt, dass die Druckgasoption sowohl bei der Nutzung von Erdgas als auch beim Einsatz von Wasserstoff die geringsten Emissionen verursacht und deshalb dem Flüssigpfad vorzuziehen ist. Die Chancen der Erdgastechnik als Vorbereitung einer CGH₂-Infrastruktur sollten deshalb vertieft untersucht werden.

Erdgas hat damit eine langfristige Perspektive als alternativer Kraftstoff, die auf absehbare Zeit nicht in Konkurrenz zur Wasserstoffoption steht, sondern im Gegenteil eine Brückenfunktion für den Aufbau eines H₂-Systems übernehmen kann:

- Eine ökologisch verträgliche Wasserstoffwirtschaft kann nur langfristig und auf Basis der regenerativen Energien realisiert werden. Angesichts der Risiken der Kernenergienutzung, der ungelösten Entsorgungsproblematik und ihrer fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz ist die Bereitstellung des Energieträgers H₂ auf Basis der Kernenergie keine nachhaltige Option. Aufgrund der ungeklärten ökologischen Effekte der CO₂-Entsorgung gilt dies in der Tendenz auch für die langfristige Bereitstellung durch fossile Quellen wie z.B. die Kohlevergasung.
- Der Aufbau einer regenerativen Wasserstoffwirtschaft muss die Randbedingungen des nur begrenzt beschleunigbaren Kapazitätsausbaus der regenerativen Energien in Deutschland beachten. Vergleichbare Restriktionen ergeben sich für REG-Importe, da sich dort ebenso Fragen der optimalen Nutzung der lokalen REG-Quellen stellen und zudem ein nennenswerte Zeitbedarf für den Aufbau von leistungsfähigen Transportinfrastrukturen benötigt wird.
- Auch wenn die REG-Potenziale rechnerisch vorhanden sind, ist unter Trendbedingungen eine vollständige Deckung des Energiebedarfs der PKW in Deutschland durch Wasserstoff vor 2050 kaum realisierbar, wenn Nachhaltigkeitskriterien beachtet werden sollen.
- Eine energiewirtschaftlich realistische und ökologisch sinnvolle Deckung des REG-Strombedarfs für die H₂-Erzeugung lässt sich nur erreichen, wenn
 - der Endenergiebedarf an H₂ durch einen drastisch gesenkten Flottenverbrauch reduziert wird (High-Savings),
 - der Kraftstoff H₂ schrittweise eingeführt und durch einen Erzeugungsmix hergestellt wird, der von einer Erdgasbasis langsam auf regenerative Energien verlagert wird.
- Wasserstoffpfade mit hohen Umwandlungsverlusten sind kritisch zu sehen. Unter Trendbedingungen leistet die vollständige Einführung von LH₂ im Verbrennungsmotor im Zeitraum bis 2050 keinen Klimaschutzbeitrag verglichen zum Business-as-usual-Fall ohne alternative Kraftstoffe.
- Der Einsatz von regenerativen Energien im Verkehr muss die Nutzungskonkurrenz mit stationären Anwendungen berücksichtigen, bei denen heute und absehbar auch für die nächsten Dekaden höhere Emissionsminderungen erreicht werden dürften. Ein Beispiel ist die Substitution von fossilen Kraftwerken. Aus Perspektive des Gesamtsystems führt der Einsatz von REG-Strom für die H₂-Produktion unter Trendbedingungen sogar zu erhöhten Gesamtemissionen.
- Solange große Teile der Energie im Gesamtsystem fossil bereitgestellt werden, ist aus Sicht des Gesamtsystems die H₂-Erzeugung aufgrund dieser Substitutionseffekte mit Emissionen und Umweltwirkungen verbunden. Eine saubere und unbegrenzte Energiequelle für das Automobil steht damit auf absehbare Zeit nicht zur Verfügung.
- Eine forcierte H₂-Einführung (100% Deckung schon in 2035) bringt keine klimapolitischen Vorteile. Es resultiert hieraus ein höherer Energieeinsatz und Wasserstoffbedarf als bei der gestreckten Einführung bis 2050. Eine kurzfristige Einführung des Wasserstoffmotors als schnell verfügbare Anwendungstechnik ist aus Klimaschutzgründen deshalb nicht erforderlich.

Eine nennenswerte Einführung von Wasserstoff vor 2050 verspricht also keinen substantiellen Beitrag zur Reduktion der verkehrsbedingten Treibhausgase. Aus Sicht des gesamten Energiesystems ist dieser Beitrag auch nicht erforderlich, wenn die beiden zentralen Strategieoptionen **Energieeffizienz in allen Sektoren** und **Ausbau der regenerativen Energien (REG)** forciert vorangetrieben werden. Dies gilt sowohl für die Senkung des spezifischen Energieverbrauchs der Fahrzeuge selbst als auch für die Erschließung der umfassenden Einsparpotenziale im stationären Bereich, wodurch der Nachfragedruck auf das knappe REG-Angebot verringert wird. Die alternativen Kraftstoffoptionen Erdgas und Biokraftstoffe können diese Strategie sinnvoll ergänzen und die Infrastrukturen für eine spätere Wasserstoffwirtschaft vorbereiten.

Erst wenn REG in größerem Ausmaß selbstverständlicher Bestandteil des Energiesystems geworden sind, kann Wasserstoff in der Zeit nach 2050 dafür genutzt werden, die Deckungsanteile von REG weiter zu steigern - bis hin zu einer prinzipiell CO₂-freien Energieversorgung.

Hieraus ergeben sich folgende Phasen eines REG-Ausbaus und einer Einführung alternativer Kraftstoffe als Vorbereitung des Einstiegs in ein H₂-System:

- Bis 2010: Energiepolitisch gestützter **"Einstieg"** in kurzfristig verfügbare alternative Kraftstoffe und Beginn des beschleunigten REG-Ausbaus durch Zielvorgaben und wirksame Instrumentenbündel.
- 2010 – 2020: **"Stabilisierung"** des Wachstums bei REG unter allmählichem Rückzug der energiepolitischen Instrumente und Konsolidierung der Anteile von Erdgas und Bio-Kraftstoffen.
- 2020 – 2030: Vollwertige **"Etablierung"** aller neuen REG-Technologien mit noch unterschiedlicher Ausprägung in den einzelnen Verbrauchssektoren und Aufbau von Importstrukturen für REG-Strom; Einsatz von Wasserstoff in Nischensegmenten unter Beibehaltung der etablierten alternativen Kraftstoffe.
- 2030 – 2050: Beginnende **"Dominanz"** der REG in allen Bereichen der Energieversorgung und **erste energiewirtschaftlich relevante Anwendungen für REG-Wasserstoff**
- nach 2050: Fortschreitende **"Ablösung"** der fossilen Energieträger durch eine **vollständig auf REG beruhenden Energiewirtschaft** bei **sukzessivem Einstieg in ein Wasserstoffsystem** bis etwa Ende dieses Jahrhunderts.

Die vorliegende Untersuchung hat die energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Aspekte der Einführung neuer Kraftstoffe am Beispiel des motorisierten Individualverkehrs (MIV) in Deutschland beschrieben. Für eine umfassende Analyse des Verkehrssektors müssten im nächsten Schritt insbesondere die Bereiche des Güterverkehrs und des ÖPNV vertieft untersucht werden, die z.Zt. von spezifisch anderen Rahmenbedingungen und Wechselwirkungen geprägt sind. In der Grundaussage dürften sich die am Beispiel des MIV abgeleiteten Ergebnisse jedoch nicht verändern. Die Aussagen zum Wettbewerb der verschiedenen Einsatzgebiete um begrenzte Ressourcen und zur unzureichenden Verfügbarkeit von regenerativem Wasserstoff werden sich sogar verschärfen, da zusätzliche Nachfragesektoren berücksichtigt werden. Auch ist es erforderlich, die bisher stark ökologisch ausgerichtete Untersuchungen um Kostenanalysen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu erweitern.

Gleichermaßen ist eine Ausweitung der Analyse auf den europäischen Rahmen erforderlich. Hierbei werden die unterschiedlichen nationalen Gegebenheiten und Potenziale, insbesondere bei der Biomasse und anderen regenerativen Energieträgern, eine wichtige Rolle spielen.

Weiterführende Fragen ergeben sich auch mit Bezug auf die optimierte Nutzung der vielfältigen Biomassepotenziale. Eine dynamische Potenzialanalyse und vergleichende Betrachtung der Einsatzeffizienz bei Biomasse unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen im Gesamtsystem fehlt bislang - hier besteht erheblicher Forschungsbedarf.

In diesem Zusammenhang stellen sich auch weitere Forschungsfragen zur technologischen Brückenfunktion der bestehenden Erdgasinfrastruktur, sowohl mit Bezug auf den Einsatz von biogenem Methangas als auch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Die vertiefte Analyse der erforderlichen Zeiträume für derartige Transformationsprozesse, der dafür notwendigen Schlüsseltechnologien und der nutzbaren technologischen Synergieeffekte werden wichtige Erkenntnisse zur Machbarkeit wie aber auch zu den späteren Kosten des Systemwandels liefern.

8 Abkürzungsverzeichnis

BCMG	biogenes komprimiertes Methangas
BTL	Biomass-to-Liquid (synthetischer Diesel aus Biomasse)
CGH ₂	Druckwasserstoff
CH ₄	Methan (Erdgas)
CMG	komprimiertes Methangas
CNG	komprimiertes Erdgas
CO ₂ äqv	CO ₂ Treibhausgas-Äquivalent
FTD	Fischer-Tropsch-Diesel (synthetischer Diesel)
GTL	Gas-to-Liquid (synthetischer Diesel aus Erdgas)
GuD	Gas und Dampfturbinenprozess
LH ₂	Flüssigwasserstoff
LNG	flüssiges Erdgas
MIV	motorisierter Individualverkehr (Fahrzeuge bis 2,8 t zulässiges Gesamtgewicht)
MSR	Erdgasdampfpreformierung
NO _x	Stickoxide
REG	regenerative Energien
RME	Rapsmethylester (Biodiesel)
THG	Treibhausgas Emissionen
UBA	Umweltbundesamt
VOC	volatile organic compounds
TWh	Terawattstunden = 10 ¹² Wh (1 Milliarde kWh)
MJ	Mega Joule = 10 ⁶ J
PJ	Peta Joule = 10 ¹⁵ J

9 Literatur

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGBE 2003): Mitteilungen zum Primärenergieverbrauch. www.ag-energiebilanzen.de
- Bakhtiari (2002). Gas-to-Liquids: a look at proposed projects. *Hydrocarbon Processing*, 12/2002
- BMW AG (2003): Pressemitteilung 16.5.2003
- BWK (2002): Der Erdgas- Brummi. In: *BWK- Das Energie- Fachmagazin*, o.A. Vol. 54 (2002) Nr.10 Springer VDI Verlag Düsseldorf
- Dauensteiner, A (2002): Der Weg zum Ein-Liter-Auto; Minimierung aller Fahrwiderstände mit neuen Konzepten. Springer- Verlag Berlin Heidelberg New York
- den Uil, H., M. Mozaffarian, K. Hemmes, M. Bracht (1998): New an advanced processes for biomass conversion, Netherlands Energy Research Foundation (ENC). Petten
- EG 2003: Richtlinie 2003/30/EG des europäischen Parlamentes und des Rates vom 8/05/2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor
- European Commission (2001a): Proposal for a directive on the promotion of the use of biofuels for transport. COM(2001)547 Final, Brüssel
- European Commission (2001b): White Paper – European transport policy for 2010: time to decide, Luxembourg
- European Commission (2001c): Grünbuch, Hin zu einer europäischen Strategie für Versorgungssicherheit. Generaldirektion Energie und Verkehr. Brüssel.
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/fr/lpi_de.html

- European Commission (2003a): External Costs; research results on socio- environmental damages due to electricity and transport. Directorate- General for Research. Brüssel.
http://europa.eu.int/comm/research/rtdinfo_en.html
- European Commission (2003b): World energy, technology and climate policy outlook (WETO) 2030, DG Research (EUR20366), Brüssel
- Fischedick, M., J. Nitsch, et al. (2002). Langfristszenarien für eine nachhaltige Energieversorgung, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (Forschungsbericht 200 97 104, UBA Climate Change 02/02). Wuppertal, Stuttgart.
- Flynn; P. C. (2002): Commercializing an alternate vehicle fuel: lessons learned from natural gas for vehicles; In: Energy Policy. 30 (2002) S.613-619. Elsevier
- French, I. (2003): Biogas in Europe, in: Renewable Energy World Review Issue 2003-2004, Vol 6 (2003) No.4, pp.120-131. James & James (Science Publishers) Ltd. London www.renewable-energy-world.com
- HYWEB 2002: <http://www.hydrogen.org/Wissen/w-i-energiew4.html>; Zugriff am 2.12.2002
- Kaltschmitt, M. (2003): Einsatzmöglichkeiten von Biomasse in Deutschland- Potenziale und Nutzung. In: Blickpunkt Energiewirtschaft Volume 1/2003. S.1. www.energetik-leipzig.de
- Koeneman, D. (2003): Solider Sockel. In: Sonne, Wind, Wärme; 07/2003, S.80. Bielefelder Verlag.
- Krüger, R. (2003): Der Focus FCEV Hybrid. Ein zukunftsweisendes Brennstoffzellenfahrzeug von Ford. In: ATZ Automobiltechnische Zeitschrift. Volume 6/2003 S. 568. Springer VDI Verlag Düsseldorf
- Lounnas, Brennard (2002): Oil Outlook to 2020. OPEC Review, 6/2002.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST 1994): Durchführbarkeitsstudie für einen räumlich begrenzten H₂-Einsatz im Versorgungsgebiet der Stadtwerke München. Ottobrunn
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST 2002a): GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems- a european study. 09/2002, Ottobrunn (<http://www.lbst.de/gm-wtw>)
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST 2002b): Vergleich verschiedener Antriebskonzepte im Individualverkehr im Hinblick auf Energie und Kraftstoffeinsparung. Endbericht 2002. Ottobrunn (www.lbst.de)
- Mackenzie (2000): The Global Gas Industry in the 21st Century: the technology requirements. Vortrag Gas & Power Conference, Nizza.
- Mozaffarian, M.; R.W.R. Zwart (2002): Feasibility of SNG production by Biomass hydrogasification. Contribution to the "12th European Conference and Technology Exhibitio on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection". Netherlands Energy Research Foundation (ENC). Petten
- Petersen, R., H. Diaz-Bone (1998): Das Drei-Liter-Auto. Birkhäuser Verlag GmbH (Wuppertal Paperbacks) Berlin
- Schindler, J., W. Weindorf (2003): Biomasse als Basis einer neuen regionalen Energieversorgungsstruktur: potenziale, Techniken, Kosten, 1. Aachener Anwenderforum für Bioenergienutzung in Stadt und Region 29.04.2003., Ottobrunn (www.lbst.de)
- Schulz, W., M. Hille (2003): Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten. Bremer Energie Institut an der Universität Bremen
- Shell 2001: Shell's Input to the GM-LBST LCA Study, October 2001 (LBST 2002a, 1409)
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) 2002: Statistisches Jahrbuch 2002 für die Bundesrepublik Deutschland; Stuttgart 2002
- Stieger, W., W. Warnecke, J. Louis (2003): Potenziale des Zusammenwirkens von modernen Kraftstoffen und künftigen Antriebskonzepten. In: ATZ Automobiltechnische Zeitschrift. Volume 3/2003 S.268. Springer VDI Verlag Düsseldorf 2003
- Stucki, S., S. Biollaz (2001): Treibstoffe aus Biomasse. MTZ Motortechnische Zeitschrift. 62 (2001) S.308. Springer VDI Verlag. Düsseldorf
- Stucki, S., S. Biollaz, A. Wellinger, D. Binggeli (2003): Vom Holz zum Methan. In: ENET News Informationen zur Energieforschung Volume 7/2003. S.16, Bundesamt für Energie BFE. Ittingen
- Zeus Development Corporation (2003). Russians make the case for GTL to transport stranded gas from Siberia, Far East. Remote Gas Strategies, Nr. 6/2003

10 ANHANG

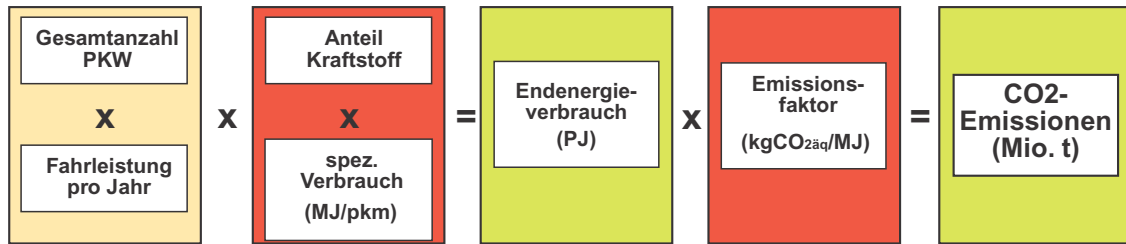
10.1 Grundlegende Vorgehensweise

Den durchgeführten Berechnungen und darauf basierenden Analysen (siehe Hauptteil) liegt die folgende Vorgehensweise zugrunde.

- Für die Untersuchung wurde der Sektor des motorisierten Individualverkehrs (MIV) ausgewählt, da hier die größte Vielfalt an Kraftstoffen und Antriebstechniken vorliegt und er sowohl quantitativ als auch politisch sehr bedeutsam ist.
- Den Ausgangspunkt für die Modellberechnungen bilden die aktuellen UBA-Langfristszenarien (Referenz(REF)- und Nachhaltigkeitsfall (NH); Fishedick, Nitsch et al. 2002). Der dortige MIV-Sektor wurde jeweils als eigenständiges MIV-Modell separiert und für eine vertiefte Analyse im Hinblick auf die ökologischen Auswirkungen neuer alternativer Kraftstoffe modifiziert und erweitert. Dazu wurde einerseits eine einheitliche Entwicklung der Verkehrsleistung gemäß UBA-REF unterstellt, d.h. verhaltensbedingte Verkehrseinsparungen ausgeklammert. Außerdem wurden in den beiden neuen Basisfällen zunächst sämtliche alternativen Kraftstoffanteile eliminiert und ein rein konventioneller Kraftstoffmix (2/3 Benzin und 1/3 Diesel) angenommen. Darauf aufbauend wurden die betrachteten Kraftstoffpfade angelegt, in dem die Anteile der jeweiligen alternative Kraftstoffe gleichmäßig zu Lasten von Benzin und Diesel angehoben werden (siehe Anhang Seite 2). Zum anderen werden zusätzliche Kraftstoffe (FTD und BCMG) und ihre Kenngrößen sowie Fahrzeugtypen (Erdgas-Dieselmotor) in das neue Modell integriert.
- Die ökologische und energetische Entwicklung des MIV-Sektors (CO₂-Emissionen und Endenergiebedarf) in Abhängigkeit der Kraftstoffpfade wurde anhand von fünf Parametern berechnet (siehe Abbildung 1). Die Gesamtanzahl der PKW wurde ausgehend vom Jahr 2000 entsprechend der Entwicklung der Verkehrsleistung¹ und des PKW-Besetzungsgrades linear fortgeschrieben. Die jährliche Fahrleistung wurde dagegen als konstant angenommen (unverändertes Mobilitätsverhalten). Die jeweiligen Kraftstoffanteile wurden unter Berücksichtigung politischer Ziele und heutiger Neuzulassungszahlen für jeden Pfad einzeln festgelegt. Der spezifische Kraftstoffverbrauch in den zwei Entwicklungslinien TREND und HIGH-SAVINGS basiert dabei jeweils in Anlehnung an die beiden UBA-Szenarien. Für FTD- und Erdgasmotoren wurde unterstellt, dass sie von der Weiterentwicklung der konventionellen Antriebe profitieren und jeweils gleiche Wirkungsgrade erreichen. Die zugehörigen Emissionsfaktoren (siehe Anhang Seite 3) stammen aus der „Well-to-Wheel“ Studie (LBST 2002a).
- Der Betrachtungszeitraum umfasst die Dekaden von 2000 bis zum Jahr 2050.
- Bei den Kraftstoffpfaden, in denen REG-Strom für die H₂-Herstellung eingesetzt wird, wurden bei der Bestimmung der CO₂-Emissionen zusätzlich die Wechselwirkungen zwischen mobilem und stationärem Einsatz von REG-Strom berücksichtigt (Einsatzeffizienz, siehe Kapitel 5.3).

¹ Diese orientiert sich hauptsächlich an der Entwicklung der Bevölkerung in Deutschland.

Abbildung 1: Berechnungsvorschrift für den Endenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen im MIV-Sektor



10.2 Grundannahmen

Parameter	Einheit	Jahr					
		2000	2010	2020	2030	2040	2050
Verkehrsleistung MIV ¹⁾	Mrd. Pkm	744,3	864,4	899,2	897,1	856,8	783,7
PKW-Besetzungsgrad ¹⁾	Personen	1,41	1,42	1,44	1,44	1,44	1,44
PKW-Bestand ^{2,3)}	Mio. PKW	42,4	48,9	50,2	50,1	47,8	43,7
PKW-Jahresfahrleistung ³⁾	km	12.442					
CO ₂ -Emissionsfaktoren ⁴⁾	CO ₂ -äq./MJ	Siehe separate Tabelle (Anhang Seite 3)					
Umwandlungs-Wirkungsgrade							
* Dampfreformierung ¹⁾	%	66,3	68,5	70,0	70,0	70,0	70,0
* Elektrolyse ¹⁾	%	73,8	76,0	77,0	80,0	80,0	80,0
* H ₂ -Verflüssigung ⁴⁾	%	72,4	74,7	77,1	77,1	77,1	77,1
* H ₂ -Kompression auf 80 Mpa ^{5,1)}	%	81,4	81,4	82,2	83,0	83,9	84,7
Anteil REG-Elektrolyse, MIX-Pfad	%	0	0	5	20	40	65
Anteil MSR, MIX-Pfad	%	100	100	95	80	60	35
Volllaststunden Windkraftanlagen	h/a	2.000					

¹⁾ Wert für die gesamte CGH₂-Zapfsäuleneinheit; z.Vgl. verschiedene Bandbreiten für Kompressor-Wirkungsgrade je nach Quelle: 61,6-73,6% (LBST 2002a); 78-83% (Shell 2001); ca. 88,5% (Bossel/Eliasson)

Quellen: ¹⁾ Fishedick, Nitsch et al. 2002; ²⁾ Statistisches Jahrbuch 2002; ³⁾ eig. Berechnungen; ⁴⁾ HYWEB2002; ⁵⁾ LBST 2002a,

10.3 Betrachtete PKW-Einführungsvarianten für alternative Kraftstoffe

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
PKW-Gesamtbestand [Mio. PKW]	42,4	48,9	50,2	50,1	47,8	43,7
Anteil H ₂ -PKW am Bestand						
* forcierte Einführung	0%	0%	20%	82%	100%	100%
* gestreckte Einführung	0%	0%	2%	12%	59%	100%
* moderate Einführung	0%	0%	2%	10%	22%	49%
Anteil CNG/BCMG/FTD-PKW am Bestand	0%	2%	10%	10%	10%	10%
* CNG-Max	0%	2%	10%	40%	75%	100%

Quelle: Fishedick, Nitsch et al. 2002; eigene Berechnungen

10.4 Spezifische CO₂-äquivalente Emissionsfaktoren betrachteter Kraftstoffe

Spezifische THG-Emissionsfaktoren	Treibstoffkette (well-to-tank)	Lokale CO ₂ Emissionen	Lokale CH ₄ und N ₂ O Emissionen ¹⁾	Insgesamt
	[in g CO ₂ -Äqv/MJ]			
Benzin	13,2	73,4	2,4	89,0
Diesel	10,4	72,8	1,7	84,9
FT-Diesel (remote gas)	28,0	71,0	0,0	99,0
FT-Diesel (biogen)	-62,0	71,0		9,0
Biodiesel/RME ²⁾	-48,0	76,7		28,7*
CNG 250 bar	14,0	56,4	2,4	72,8
CNG 250 bar (via LNG)	16,0	56,4	2,4	74,8
CMG 250bar (Bio-Abfall Vergärung)	-56,7	56,9		0,2
CGH ₂ 700bar (EU-Erdgas, dezentrale MSR)	103,0	0,0		103,0
CGH ₂ 700bar (Holzanbau, Vergasung)	21,7	0,0		21,7
CGH ₂ 700bar (Holzreste Vergasung)	7,0	0,0		7,0
CGH ₂ 700bar (Windstrom, dezentrale Elektrolyse)	0,0	0,0		0,0
LH ₂ (EU-Erdgas, zentrale MSR)	124,0	0,0		124,0
LH ₂ (Windstrom, zentrale Elektrolyse)	2,0	0,0		2,0

¹⁾ für konventionelle Antriebe

²⁾ bester Schätzwert für RME (Bandbreite je nach Anbaumethode: 11,5 bis 77,9 g CO₂-Äqv./MJ)

Quelle: LBST 2002a

10.5 Exemplarische Berechnung der Einsatzeffizienz von REG-Strom für die H2-Elektrolyse

Pfad: BAU_moderat_CGH2_MIX	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Netto CO2-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äqv.	135,5	127,3	114,9	103,1	84,0	52,4
H2-Endenergiebedarf	PJ	0,0	0,0	24,8	97,6	192,2	345,9
Elektr. Wirkungsgrad Elektrolyse	%	73,8	76,0	77,0	80,0	80,0	80,0
Elektr. Wirkungsgrad Kompression (auf 80Mpa)	%	81,4	81,4	82,2	83,0	83,9	84,7
Anteil Elektrolyse im MIX-Pfad	%	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,7
Elektrizitätsbedarf	TWh	0,0	0,0	0,5	8,0	30,2	88,2
Emission GuD	kg CO ₂ äqv./kWh	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Nachrichtlich: öff. Strom-Mix	kg CO ₂ /kWh	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5
induzierte CO2-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äqv.	0,0	0,0	0,2	3,4	13,4	38,8
Brutto CO2-Emissionen	Mio. t CO ₂ -Äqv.	135,5	127,3	115,1	106,5	97,4	91,2

10.6 Spezifische Kraftstoffverbräuche der betrachteten Antriebstechniken

Trend (BAU)	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000 - 2050
	[MJ/Pkm]						[%]
Benzin	2,10	1,74	1,50	1,37	1,26	1,16	-45
Diesel	1,92	1,53	1,38	1,28	1,19	1,10	-43
FTD (fossil)	1,92	1,53	1,38	1,28	1,19	1,10	-43
Biodiesel (RME)	2,00	1,53	1,38	1,28	1,19	1,10	-45
FTD (biogen)	2,00	1,53	1,38	1,28	1,19	1,10	-45
Erdgas OM	2,16	1,74	1,50	1,37	1,26	1,16	-46
Erdgas DM	2,16	1,53	1,38	1,28	1,19	1,10	-49
Wasserstoff OM	2,10	1,56	1,35	1,23	1,15	0,95	-55
Wasserstoff BZ	2,10	1,25	1,20	1,10	1,00	0,90	-57
High-Saving (HS)	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000 - 2050
	[MJ/Pkm]						[%]
Benzin	2,10	1,67	1,33	1,05	0,86	0,45	-79
Diesel	1,92	1,59	1,25	1,00	0,81	0,43	-78
FT-Diesel (fossil)	1,92	1,59	1,25	1,00	0,81	0,43	-78
Biodiesel (RME)	2,00	1,59	1,25	1,00	0,81	0,43	-79
FT-Diesel (biogen)	2,00	1,59	1,25	1,00	0,81	0,43	-79
Erdgas OM	2,16	1,67	1,33	1,05	0,86	0,45	-79
Erdgas DM	2,16	1,59	1,25	1,00	0,81	0,43	-80
Wasserstoff OM	2,10	1,51	1,19	0,94	0,63	0,41	-80
Wasserstoff BZ	2,10	1,25	1,05	0,90	0,60	0,39	-81

OM: Ottomotor; DM: Dieselmotor; BZ: Brennstoffzelle

Quellen: Fishedick, Nitsch et al. 2002, eigene Berechnungen

10.7 Zusammenfassende Ergebnistabelle für die CO₂-Emissionen der betrachteten Kraftstoff-Pfade (in Mio. t CO₂-Äqv.)

Kraftstoff-Pfad	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000-2050 kumuliert
BAU (Basispfad)	135,5	127,3	115,1	105,4	92,9	78,3	5.584
BAU_forciert_CGH2_MSR	135,5	127,3	114,4	102,3	88,2	72,6	5.466
BAU_forciert_LH2_REG	135,5	127,3	92,9	20,2	1,7	1,4	3.173
BAU_forciert_LH2_REG_brutto	135,5	127,3	134,8	174,3	164,0	135,1	7.492
BAU_forciert_LH2_ICE_REG	135,5	127,3	92,9	20,4	2,0	1,5	3.179
BAU_forciert_LH2_ICE_REG_brutto	135,5	127,3	140,1	193,1	187,9	142,5	8.012
BAU_gestreckt_CGH2_MSR	135,5	127,3	115,0	105,1	90,1	72,6	5.519
BAU_gestreckt_CGH2_REG	135,5	127,3	112,4	93,3	38,4	0,0	4.459
BAU_gestreckt_CGH2_REG_brutto	135,5	127,3	117,0	113,4	126,0	121,8	6.251
BAU_gestreckt_LH2_REG	135,5	127,3	112,5	93,6	39,4	1,4	4.480

Kraftstoff-Pfad	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000-2050 kumuliert
BAU_gestreckt_LH2_REG_brutto	135,5	127,3	117,3	115,1	134,6	135,1	6.432
BAU_gestreckt_LH2_ICE_REG	135,5	127,3	112,5	93,6	39,5	1,5	4.482
BAU_gestreckt_LH2_ICE_REG_brutto	135,5	127,3	118,0	117,8	148,6	142,5	6.645
BAU_moderat_CGH2_MSR	135,5	127,3	115,0	105,1	91,9	75,6	5.553
BAU_moderat_CGH2_MIX	135,5	127,3	114,9	103,1	84,0	52,4	5.325
BAU_moderat_CGH2_MIX_brutto	135,5	127,3	115,1	106,5	97,4	91,2	5.709
BAU_CNG	135,5	127,0	113,1	103,6	91,3	77,0	5.517
BAU_CNG_MAX	135,5	127,0	113,1	97,9	80,5	64,5	5.284
BAU_GTL	135,5	127,4	115,9	106,3	93,7	79,1	5.613
BAU_BIOCMG	135,5	124,8	103,7	94,9	83,7	70,5	5.204
HS (Basispfad)	135,5	125,3	102,6	81,2	63,5	30,4	4.638
HS_CNG	135,5	124,9	100,8	79,8	62,4	29,8	4.588
HS_moderat_CGH2_REG	135,5	125,3	100,2	73,2	49,2	15,5	4.310
HS_moderat_CGH2_REG_brutto	135,5	125,3	104,2	87,3	69,3	41,4	5.914

10.8 Zusammenfassende Ergebnistabelle für den Endenergiebedarf der betrachteten Kraftstoff-Pfade (in PJ)

Kraftstoff-Pfad	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2000-2050 kumuliert
BAU (Basispfad)	1.534	1.448	1.313	1.202	1.060	894	63.580
HS (Basispfad)	1.534	1.427	1.170	927	724	346	52.816
H2-Bedarf							
BAU_forciert_CGH2_MSR	0	0	213	813	856	705	22.702
BAU_forciert_LH2_REG	0	0	213	813	856	705	22.702
BAU_forciert_LH2_ICE_REG	0	0	239	911	981	744	25.408
BAU_gestreckt_CGH2_MSR	0	0	25	114	503	705	10.291
BAU_gestreckt_CGH2_REG	0	0	25	114	503	705	10.291
BAU_gestreckt_LH2_REG	0	0	25	114	503	705	10.291
BAU_gestreckt_LH2_ICE_REG	0	0	28	128	576	744	11.403
BAU_moderat_CGH2_MSR	0	0	25	98	192	346	5.048
BAU_moderat_CGH2_MIX	0	0	25	98	192	346	5.048
HS_moderat_CGH2_REG	0	0	22	80	115	150	2.993
Gasbedarf							
BAU_CNG	0	30	129	119	105	89	4.319
BAU_CNG_MAX	0	30	129	475	787	886	19.090
BAU_GTL	0	26	124	115	102	86	4.145
BAU_BIOCMG	0	30	129	119	105	89	4.319
HS_CNG	0	30	129	119	105	89	4.319