

Working Paper

Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die
Langfristperspektive

Aktualisierte Fassung

Öko-Institut Working Paper 1/2013

Peter Kasten

Ruth Blanck

Charlotte Loreck

Florian Hacker

unter der Mitarbeit von Silvia Forin



Öko-Institut e.V. / Oeko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg / Freiburg Head Office

Postfach / P.O. Box 17 71

79017 Freiburg. Deutschland / Germany

Tel.: +49 761 45295-0

Fax: +49 761 45295-288

Büro Darmstadt / Darmstadt Office

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt. Deutschland / Germany

Tel.: +49 6151 8191-0

Fax: +49 6151 8191-133

Büro Berlin / Berlin Office

Schicklerstraße 5-7

10179 Berlin. Deutschland / Germany

Tel.: +49 30 405085-0

Fax: +49 30 405085-388

info@oeko.de

www.oeko.de

Working Paper

Strombasierte Kraftstoffe im Vergleich – Stand heute und die Langfristperspektive (Aktualisierte Fassung)

Peter Kasten

Ruth Blanck

Charlotte Loreck

Florian Hacker

unter der Mitarbeit von Silvia Forin

Working Paper 1/2013 Öko-Institut e.V. / Oeko-Institut e.V.

Oktober 2013

Download: www.oeko.de/oekodoc/1826/2013-496-de.pdf



Dieses Werk bzw. Inhalt steht unter einer Creative Commons Namensnennung-NichtKommerziell-KeineBearbeitung 3.0 Unported Lizenz. Öko-Institut e.V. 2013

Die Working Paper Series des Öko-Instituts ist eine Sammlung wissenschaftlicher Beiträge aus der Forschungsarbeit des Öko-Instituts e.V. Sie präsentieren und diskutieren innovative Ansätze und Positionen der aktuellen Nachhaltigkeitsforschung. Die Serie ist offen für Arbeiten von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern aus anderen Forschungseinrichtungen. Die einzelnen Working Paper entstehen in einem sorgfältigen wissenschaftlichen Prozess ohne externes Peer Review.

Oeko-Institut's Working Paper Series is a collection of research articles written within the scope of the institute's research activities. The articles present and discuss innovative approaches and positions of current sustainability research. The series is open to work from researchers of other institutions. The Working Papers are produced in a scrupulous scientific process without external peer reviews.

Zusammenfassung

Die chemische Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff, Methan und synthetischen Kohlenwasserstoffen (Fischer-Tropsch Kraftstoffe) sowie deren Nutzung als sogenannte strombasierte Kraftstoffe im Verkehrssektor wird derzeit als Möglichkeit zur (bilanziell) kohlenstofffreien Bereitstellung von Energie im Verkehrssektor diskutiert. Im Rahmen des Projekts eMobil 2050 werden Langfristszenarien für den kombinierten Einsatz von Elektromobilität und strombasierten Kraftstoffen im Verkehrssektor untersucht, um somit u.a. die Wechselwirkungen zwischen den beiden Sektoren und die Möglichkeiten einer Integration ansonsten ungenutzten erneuerbaren Stroms in das Energiesystem bei einer erhöhten Stromnachfrage des Verkehrs zu untersuchen.

Bevor in dem Projekt eMobil 2050 detaillierte Analysen der Wechselwirkung zwischen dem Verkehrssektor und dem Stromsektor mit Hilfe einer Strommarktsimulation durchgeführt werden, werden die Eigenschaften der drei genannten Energieträger in diesem Papier daher in Bezug auf a) ihre elektrische Energieeffizienz, b) die zeitliche Flexibilität der Wasserstoffproduktion und somit auf das Potenzial, auf ein fluktuierendes Stromangebot zu reagieren, c) mögliche Mengenbegrenzungen, d) die benötigten Infrastrukturanpassungen und e) auf die mögliche Anwendung im Verkehrssektor hin untersucht und miteinander verglichen. Kosten der diskutierten Kraftstoffoptionen wurden im Rahmen dieser Analysen nicht untersucht.

Alle betrachteten Energieträger weisen in der Betrachtung Vor- und Nachteile auf. Jedoch gilt für alle strombasierten Kraftstoffe, dass ihre Herstellung und Nutzung im Verkehrssektor mit hohen elektrischen Energieverlusten verbunden ist. Daher ist, so weit möglich, der direkte Einsatz von Strom aus energetischer Sicht eindeutig zu bevorzugen. Zudem stellt sich die Frage der mengenmäßigen Verfügbarkeit an (erneuerbaren) Strom, wenn neben der batterieelektrischen Mobilität ein zweiter starker Nachfrager aus dem Verkehrssektor in den Strommarkt integriert werden soll.

In Bereichen, in denen der direkte Einsatz von Strom nicht möglich erscheint, muss der Einsatz von strombasierten Kraftstoffen gegenüber den Alternativen, Biokraftstoffe oder auch fossile Kraftstoffe, abgewogen werden. Die Treibhausgasfreisetzung durch strombasierte Kraftstoffe hängt dabei sehr stark von der Entwicklung des Stromsektors und der Konfiguration der Kraftstoffherstellung und -verteilung ab. Abhängig vom Stromeinsatz der Kraftstoffherstellung kann die CO₂-Bilanz von fossilen Kraftstoffen zumindest mittelfristig günstiger ausfallen als der Einsatz stromgenerierter Kraftstoffe. Ein positiver Klimaeffekt von strombasierten Kraftstoffen hängt von den Rahmenbedingungen, wie u. a. der Entwicklung des Stromsektors, ab und ist eher mittel- bis langfristig bei sehr hoher Stromerzeugung aus regenerativen Energien zu erwarten.

Wasserstoff weist im Vergleich zu den anderen untersuchten Kraftstoffen Vorteile in Bezug auf die Energieeffizienz, die zeitliche Flexibilität der Produktion und die potenzielle Verfügbarkeit auf. Allerdings steht bisher keine etablierte Verteilinfrastruktur für Wasserstoff zur Verfügung, deren vollständiger Aufbau mit einem entsprechenden Kosten- und Zeitbedarf verbunden wäre. Die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff im Schwerlastverkehr ist zudem umstritten und im Flugverkehr unwahrscheinlich.

Im Vergleich der Kohlenwasserstoffe liegt die elektrische Energieeffizienz von Methan über der von FT-Kraftstoffen und die Methanproduktion erscheint potenziell flexibler als die Synthese in FT-Anlagen. Durch den geringeren Kohlenstoffbedarf und den geringeren Strombedarf weist Methan auch in Bezug auf die Mengenbegrenzung Vorteile gegenüber strombasierten Flüssigkraftstoffen auf. Für die Verwendung von FT-Kraftstoffen im Verkehrssektor müssten allerdings nur geringe Anpassungen in der Infrastruktur durchgeführt werden und im Gegensatz zu den übrigen

Kraftstoffen können alle Verkehrsträger auf Basis der etablierten Tanksysteme und verbrennungsmotorischen Antriebssysteme mit Flüssigkraftstoffen betrieben werden.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	9
Abbildungsverzeichnis	10
1. Hintergrund	11
1.1. Untersuchte Optionen für strombasierte Kraftstoffe	11
1.2. Kriterien für den Vergleich von strombasierten Kraftstoffen	12
2. Teilprozesse für die Herstellung und die Nutzung stromgenerierter Kraftstoffe	13
2.1. Bereitstellung von Kohlenstoff für die Kraftstoffherstellung	13
2.1.1. Kohlenstoff aus Biomasse (biogener Kohlenstoff)	14
2.1.2. Kohlenstoff aus Atmosphärenluft (atmosphärisches CO ₂)	15
2.1.3. Kohlenstoff aus Industrieprozessen und fossilen Kraftwerken (fossiles CO ₂)	15
2.2. Verfahren der Kraftstoffproduktion	18
2.2.1. Elektrolyse	18
2.2.2. Methanisierung	19
2.2.3. Fischer-Tropsch-Synthese	20
2.3. Verteilung der Kraftstoffe (bis zur Tankstelle)	21
2.3.1. Wasserstoffverteilung	21
2.3.2. Methanverteilung	22
2.3.3. Verteilung von FT-Kraftstoffen	22
2.4. Anwendung der strombasierten Kraftstoffe im Verkehrssektor	23
2.4.1. Wasserstoff	23
2.4.2. Methan	23
2.4.3. FT-Kraftstoffe	23
3. Vergleich der verschiedenen Optionen strombasierter Kraftstoffe	24
3.1. Grundlegende Annahmen für den Vergleich der Optionen	24
3.2. Energieverluste von der Herstellung bis zur Nutzung der strombasierten Kraftstoffe	25
3.3. Flexibilität in der Produktion der Kraftstoffe/Zeitliche Entkoppelung der Herstellung und Nutzung	29
3.4. Kohlenstoffbedarf und Mengenbegrenzung	30
3.5. Infrastrukturanpassungen	31
3.6. Anwendung im Verkehrssektor	32
3.7. Zusammenfassung des Vergleichs der Kraftstoffoptionen	32
4. Fazit	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	Eigenschaften/Kennwerte der Kohlenstoffdioxidbereitstellung	17
Tabelle 2-2	Annahmen/Kennwerte der Elektrolyse	18
Tabelle 2-3	Eigenschaften/Kennwerte der Methanisierung und der FT-Synthese	20
Tabelle 2-4	Wirkungsgrade der Kraftstoffverteilung	22
Tabelle 2-5	Annahmen für die Effizienzentwicklung von Pkw (mittel)	24

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1 Energieeffizienz und Wirkungsgradverluste verschiedener Prozessketten stromgenerierter Kraftstoffe, Technologiestand: heute	25
Abbildung 3-2 Energieeffizienz und Wirkungsgradverluste verschiedener Prozessketten stromgenerierter Kraftstoffe, Technologiestand: langfristig	26
Abbildung 3-3 Spezifischer Strom-/Energiebedarf für Pkw (mittel) für verschiedene Prozessketten strombasierter Kraftstoffe und Antriebe	27
Abbildung 3-4 Spezifische CO ₂ -Emissionen von Pkw (mittel) beim Einsatz verschiedener strombasierter Kraftstoffe	29

1. Hintergrund

Deutschland steht die Transformation seiner Energieversorgung bevor, da mit der Energiewende einerseits die Treibhausgasemissionen langfristig erheblich reduziert werden sollen und andererseits der vollständige Ausstieg aus der Atomenergie bis 2022 beschlossen ist. Langfristig wird im Stromsektor der Anteil erneuerbarer Energieversorgungskapazitäten erheblich ansteigen, wobei u.a. die schwankende Stromproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in das Energiesystem integriert werden muss. Eine Möglichkeit der Integration ist die chemische Speicherung ungenutzten Stroms in Form von Wasserstoff (H₂), Methan (CH₄) oder synthetischem Flüssigkraftstoff.

Im Rahmen der Energiewende und dem Ziel der Treibhausgasemissionsreduzierung steht auch der Verkehrssektor vor einer enormen Herausforderung. Die Möglichkeit emissionsarmer bzw. emissionsfreier Mobilität durch die Stromnutzung im Schienen- und Straßenverkehr ist begrenzt und erscheint nicht für alle Anwendungen im Verkehrssektor als realistisch. Die Nutzung erneuerbarer und emissionsarmer Energie im Verkehrssektor ist allerdings auch über die genannten chemischen Speichermedien möglich und stellt bei entsprechender Stromnutzung somit eine weitere Möglichkeit zur Emissionsreduzierung im Verkehrssektor dar.

In dem Forschungsvorhaben eMobil 2050 wird in Langfristszenarien neben der direkten Nutzung von Elektrizität daher auch der Einsatz strombasierter Kraftstoffe im Straßenverkehr untersucht. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der Fragestellung, inwieweit die Produktion der Kraftstoffe zur Integration ansonsten nicht genutzter erneuerbarer Energien in das Energiesystem beitragen kann und welche Wechselwirkungen zwischen Verkehrssektor und der Stromproduktion bei der Nutzung solcher Kraftstoffe bestehen. Diese Fragestellungen werden in eMobil 2050 mit Hilfe des Strommarktmodells *PowerFlex* analysiert.

In diesem Papier werden die Ergebnisse einer intensiven Literaturrecherche und die Erkenntnisse aus einem Expertenworkshops¹ zum Thema strombasierte Kraftstoffe zusammengefasst, um eine vorläufige Bewertung der verschiedenen Kraftstoffoptionen ableiten zu können, bevor im Rahmen von eMobil 2050 die Wechselwirkungen zwischen Strom- und Verkehrssektor mit *PowerFlex* eingehend untersucht werden.

1.1. Untersuchte Optionen für strombasierte Kraftstoffe

In diesem Papier werden drei Arten der chemischen Speicherung von Strom – im Folgenden strombasierte Kraftstoffe genannt – diskutiert und miteinander verglichen: Wasserstoff, Methan und synthetischer Flüssigkraftstoff aus der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese).

Die direkteste Art der Stromspeicherung ist die Wasserstoffherstellung über Elektrolyse. Mit Hilfe von Strom wird dabei Wasser in die beiden Gase Wasserstoff und Sauerstoff getrennt.



Wasserstoff kann im Verkehrssektor eingesetzt oder zu Kohlenwasserstoffen weiter verarbeitet werden. Im Sabatier-Prozess kann der mit Hilfe der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff in Methan umgewandelt und so für den Verkehrssektor zur Nutzung in Gasfahrzeugen zur Verfügung gestellt werden.



¹ Dieses Papier stellt die Einschätzung der Autoren dar und kann sich in gewissen Punkten von der Einschätzung von beteiligten Experten des Workshops unterscheiden. Folgende Organisationen waren im Workshop vertreten: Audi AG, DLR – Institut für Technische Thermodynamik, DVGW-Forschungsstelle am EBI des KIT, Fraunhofer ISI, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, sunfire GmbH, Zentrum für Solar- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.

Für die Herstellung von strombasierten Flüssigkraftstoffen wird in diesem Papier die FT-Synthese als Prozess zugrunde gelegt. In diesem Prozess werden Wasserstoff und Kohlenstoff zu verschiedenen Kohlenwasserstoffketten synthetisiert, deren Zusammensetzung von verschiedenen Prozessparametern wie beispielsweise Reaktionstemperatur, -druck und Katalysatoren abhängt. Für die Verwendung als Kraftstoff ist im Anschluss eine nachgeschaltete Raffinierung der Reaktionsprodukte notwendig. Wie bei der Methanisierung ist die Grundlage der Reaktion ein Synthesegas. Weitere Prozesse zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen aus Strom (z. B. über Methanolsynthese) werden in diesem Papier nicht untersucht.

1.2. Kriterien für den Vergleich von strombasierten Kraftstoffen

Die Nutzung strombasierter Kraftstoffe im Verkehrssektor kann und muss aus verschiedenen Perspektiven diskutiert und analysiert werden. Aus der energiewirtschaftlichen Perspektive ist vor allem die Einbindung unregelmäßiger und schwankender erneuerbarer Energieerzeugung von Interesse, die bei zu geringer Last nicht nachgefragt wird und somit in Stunden zu hoher Produktion ungenutzt bleiben würde. Die chemische Speicherung ist eine Möglichkeit der Stromspeicherung und konkurriert im Stromsektor mit anderen und möglicherweise günstigeren und daher früher zum Einsatz kommenden Optionen für eine verbesserte Ausnutzung der Kapazitäten erneuerbarer Energieerzeugung wie beispielsweise Demand Side Management, Übertragungsnetzausbau oder auch vermehrten Im- und Exporten von Strom. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es daher offen, ob, wann und in welchem Umfang Überschüsse aus fluktuierenden erneuerbaren Energien anfallen, die eine chemische Speicherung sinnvoll erscheinen lassen.

Aus Perspektive des Verkehrssektors ist dagegen wichtig, wie eine sichere Versorgung des eher regelmäßig und konstant anfallenden Bedarfs an Kraftstoff für alle Verkehrsträger sichergestellt werden kann. Mit Hinblick auf diese beiden Sichtweisen werden in diesem Papier folgende fünf Kriterien berücksichtigt, um die verschiedenen Kraftstoffoptionen miteinander zu vergleichen.

a. Energieverluste bei Herstellung, Verteilung, Betankung und Nutzung der Kraftstoffe

In der Prozesskette von der Herstellung der Kraftstoffe bis zur Nutzung in den Fahrzeugen weisen die verschiedenen Optionen der strombasierten Kraftstoffe relevante Unterschiede in Bezug auf den elektrischen Wirkungsgrad auf. Dabei sind mögliche unterschiedliche Optionen der Wasserstoffherstellung, der Bereitstellung von Kohlenstoff, der Verteilung der Kraftstoffe und der Nutzung in Fahrzeugen mit zu betrachten, da diese einen starken Einfluss auf die energetischen Verluste entlang der Prozesskette haben können.

b. Flexibilität in der Produktion der Kraftstoffe/zeitliche Entkoppelung der Herstellung und Nutzung

Um die Speicherfähigkeit von (erneuerbarem) Strom zu gewährleisten, sollte die Produktion der Kraftstoffe zeitlich möglichst flexibel sein, damit die Zeitpunkte mit ansonsten ungenutztem Strom für die Wasserstoffherstellung möglichst häufig und umfassend genutzt werden können. Im Gegensatz dazu ist die Nachfrage nach Energieträgern im Verkehrssektor eher konstant. Zudem kann bei der Herstellung von Kohlenwasserstoffen der Kohlenstoffstrom bei der Nutzung biogener und industrieller Quellen kontinuierlich anfallen. Hier ergibt sich also die Herausforderung, die diskontinuierliche Nutzung von sonst nicht genutztem Strom und die eher kontinuierlichen Bedarfe bzw. Kohlenstoffdioxidströme auszugleichen.

Für eine möglichst vollständige Nutzung des Kohlenstoffs kann die Flexibilität der Wasserstoffproduktion über die Zwischenspeicherung von Kohlenstoff und/oder Wasserstoff gewährleistet werden. Wenn ein nicht-kontinuierlicher Betrieb der Kraftstoffproduktionsanlagen aufgrund der zeitlich schwankenden Wasserstoffproduktion geplant ist, muss zudem der Kraftstoff

vor der Nutzung im Verkehrssektor gespeichert werden, um die zeitliche Entkoppelung der Kraftstoffherstellung und -nutzung zu ermöglichen.

c. Kohlenstoffbedarf und Mengenbegrenzung

Bei der Herstellung der Kohlenwasserstoffe Methan und FT-Kraftstoffen wird Kohlenstoff als Ausgangsstoff in der Herstellung benötigt. Mögliche Quellen für Kohlenstoff sind Biomasse und biogene Umwandlungsprozesse, fossile Umwandlungsprozesse (Industrie und Kraftwerke) und die Atmosphäre. Für die Bereitstellung des Kohlenstoffs wird dabei je nach Kohlenstoffquelle eine unterschiedliche Menge an Energie benötigt. Zudem gibt es bei Kohlenstoff aus biogenen und fossilen Prozessen eine Mengenrestriktion, so dass Kohlenstoff aus diesen Quellen nicht unendlich zur Verfügung steht. Bei der Nutzung fossilen Kohlenstoffs stellt sich zudem die Frage inwieweit die Emissionsreduktion des Industriesektors durch eine Weiterverwendung des Kohlenstoffs in der Kraftstoffherstellung beeinflusst wird.

d. Infrastrukturanpassungen

Keiner der drei untersuchten strombasierten Kraftstoffe wird heute in relevanter Menge im Verkehrssektor eingesetzt, so dass eine Anpassung der heutigen Infrastruktur bzw. der Aufbau einer neuen Infrastruktur für die Verteilung der Kraftstoffe notwendig wäre. Das Ausmaß der notwendigen Anpassungen unterscheidet sich abhängig vom Kraftstoff. Eine tiefergehende Untersuchung der notwendigen Anpassung der Infrastruktur ist im Projekt eMobil 2050 nicht möglich. Dennoch soll dieser Punkt zumindest grob im Vergleich der verschiedenen Kraftstoffoptionen betrachtet werden.

e. Anwendung im Verkehrssektor

Je nach Kraftstoff sind Anpassungen bei den Fahrzeugantrieben notwendig. Die betrachteten Kraftstoffe sind nicht gleichermaßen bei allen Verkehrsträgern einsetzbar, so dass die möglichen Anwendungsbereiche im Verkehrssektor in den Vergleich der Kraftstoffe mit einfließen sollten.

2. Teilprozesse für die Herstellung und die Nutzung stromgenerierter Kraftstoffe

Im Folgenden werden die verschiedenen Optionen strombasierter Kraftstoffe entlang ihrer Herstellungskette diskutiert. Dabei werden folgende Teilschritte betrachtet:

- Bereitstellung von Kohlenstoff für die Kraftstoffherstellung,
- Produktion der Kraftstoffe,
- Verteilung (bis zur Tankstelle),
- Anwendung im Verkehrssektor.

2.1. Bereitstellung von Kohlenstoff für die Kraftstoffherstellung

Grundsätzlich werden drei mögliche Kohlenstoffquellen – biogen, atmosphärisches und fossiles Kohlenstoffdioxid (Industrie- und Kraftwerksprozesse) – für die Herstellung kohlenstoffhaltiger, strombasierter Kraftstoffe diskutiert. Für die zukünftigen in Deutschland verfügbaren Mengenpotenziale an biogenem und fossilem Kohlenstoff wird auf die Szenarien aus Nitsch et al. (2012)² für das Jahr 2050 zurückgegriffen.

Für die Ableitung der maximalen Obergrenze an in Deutschland produzierbaren Kohlenwasserstoffen aus biogenen und fossilen Kohlenstoffquellen wird in diesem Papier die im

² In den Szenarien in Nitsch et al. (2012) wird über alle energienachfragenden Sektoren eine Treibhausgasreduzierung um 85 % gegenüber dem Basisjahr 1990 erzielt.

Kraftstoff gespeicherte Kohlenstoffmenge benutzt. Insgesamt lassen sich gemäß der Reaktionsgleichung der Methanisierung (Gleichung 2) bei vollständiger Bindung des Kohlenstoffs im Methan 18,2 PJ Methan pro eine Million Tonnen Kohlenstoffdioxid herstellen. Aufgrund des höheren C/H-Verhältnisses bei längeren Kohlenwasserstoffen verringert sich bei der Herstellung von Flüssigkraftstoffen die potenzielle Energiemenge an Kraftstoff je Kohlenstoffatom. Nach den Spezifika von Dieselkraftstoff (Knörr et al. 2011) lassen sich mit einer Million Tonnen Kohlenstoffdioxid maximal 13,5 PJ FT-Kraftstoff herstellen. Dies setzt wiederum voraus, dass der eingesetzte Kohlenstoff vollständig im Kraftstoff gespeichert ist. Bei Herstellung über die FT-Synthese ist allerdings nicht davon auszugehen, dass der Kohlenstoff vollständig im Kraftstoff gespeichert wird, da eine Vielzahl an nicht als Kraftstoff einsetzbaren Nebenprodukten in dem Syntheseprozess entsteht.

2.1.1. Kohlenstoff aus Biomasse (biogener Kohlenstoff)

Bei der Nutzung biogenen Kohlenstoffs wird speziell die Biogasproduktion für geeignet erachtet, da das Rohbiogas zu 35 – 55 vol.-% aus Kohlenstoffdioxid besteht; Methan stellt bis auf eine geringe Menge an Verunreinigungen den Rest des Rohbiogases dar. Durch diesen hohen Kohlenstoffdioxidgehalt im Produktstrom einer Biogasanlage ist die Biogasproduktion eine energetisch günstige Option der Kohlenstoffbereitstellung.

Biogas wird derzeit vorwiegend zur Stromproduktion genutzt und wird somit nicht für die Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet, d. h. es findet keine Abtrennung des Kohlenstoffdioxids im Rohbiogasstrom statt. Der Anteil der Biomethananlagen mit einer Aufbereitung des Biogases zu Erdgasqualität mittels Abtrennung von Kohlenstoffdioxid und einer anschließenden Einspeisung in das Erdgasnetz liegt heute bei unter 2 %³ aller Biogasanlagen (Fachverband Biogas 2013).

Für die Kohlenstoffdioxidbereitstellung aus Biogasproduktströmen wird davon ausgegangen, dass die dafür aufgewendete Energie nicht der Kraftstoffsynthese zugerechnet wird, d. h. der Energieaufwand der Kohlenstoffdioxidabtrennung aus dem Rohbiogas wird vollständig der Biogasaufbereitung zu Biomethan zugewiesen. Ergibt sich die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage allerdings unter anderem aus der Kombination mit einer Anlage zur Kraftstoffsynthese, müsste der Energieaufwand zur Kohlenstoffdioxidabtrennung zumindest teilweise auch bei der Kraftstoffsynthese allokiert werden. Für die Annahmen zum für die Abtrennung benötigten (elektrischen) Energieaufwand wird auf Daten zur chemischen Absorption (FNR 2012) zurückgegriffen, die neben elektrischer auch thermischer Energie bedarf. Der thermische Energiebedarf kann dabei aus dem exothermen Syntheseprozess zur Verfügung gestellt werden. Andere Abtrennverfahren weisen einen höheren elektrischen Energieaufwand auf, benötigen im Gegensatz zur chemischen Absorption allerdings keine thermische Energie.

Aufgrund ihrer dezentralen Struktur ist nicht davon auszugehen, dass alle Biogasanlagen an das Erdgasnetz angeschlossen werden und das entstehende Kohlenstoffdioxid zur Aufbereitung zu Biomethan abgetrennt wird. Zur Mengenabschätzung von Methan und FT-Kraftstoffen auf Basis von biogenem Kohlenstoff muss daher eine Einschätzung über die zur Verfügung stehende Menge an Kohlenstoffdioxid und dem Anteil des im Kraftstoff gebundenen Kohlenstoffs getroffen werden. In Nitsch et al. (2012) wird der Anteil des zur Verfügung stehenden Kohlenstoffdioxid auf 70% der insgesamt anfallenden Menge geschätzt. Wegen der dezentralen Struktur der Biogasproduktion wird dieser Wert als hoch eingeschätzt. Für eine hohe Ausnutzung des Kohlenstoffpotenzials bei einer Nutzung von fluktuierendem Überschussstrom muss nämlich zusätzlich entweder das Kohlenstoffdioxid oder der Wasserstoff für den Syntheseprozess zwischengespeichert werden

³ Die Prozentangabe ist bezogen auf die Anzahl der Anlagen. Es ist davon auszugehen, dass der auf den produzierten Energiegehalt bezogene Anteil höher liegt, da die Biogasaufbereitung eher bei Anlagen mit hoher Leistung stattfinden wird.

(siehe Punkt b in Abschnitt 1.2), um die unterschiedlichen Zeitpunkte der Verfügbarkeit von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff für den Syntheseprozess auszugleichen.

Generell besteht auch die Möglichkeit, eine größere Menge an Kohlenstoff aus anderen Biomassequellen zur Verfügung zu stellen. Im Vergleich zu Nitsch et al. (2012) müssten allerdings vermehrt Biomassevergasungsprozesse zum Einsatz kommen und die Bioenergienutzung in den übrigen energienachfragenden Sektoren reduziert werden.

2.1.2. Kohlenstoff aus Atmosphärenluft (atmosphärisches CO₂)

Eine potenziell treibhausgasneutrale Alternative zu Kohlenstoff aus Biomasse stellt die Kohlenstoffdioxidabtrennung aus der Atmosphäre dar. Aufgrund des geringen Kohlenstoffdioxidgehalts in der Luft (0,04 vol.-%) ist damit ein erheblicher elektrischer bzw. thermischer Energieaufwand verbunden. Dieser Energieaufwand muss in die Bilanz der Kraftstoffherstellung einbezogen werden, da das Kohlenstoffdioxid ausschließlich für den Syntheseprozess aus der Luft abgetrennt wird. Steht für die Abtrennung aus der Luft keine thermische Energiequelle zur Verfügung und muss die Prozessenergie aus Elektrizität zur Verfügung gestellt werden, beläuft sich der Energieaufwand der Kohlenstoffdioxidabtrennung aus der Luft auf 2.000 kWh_{el}/t CO₂ (Specht et al. 2000). Bei einer möglichen thermischen Energiebereitstellung für den Prozessschritt der Regeneration der Absorptionslösung ließe sich der elektrische Energieaufwand auf etwa ein Viertel (~500 kWh_{el}/t CO₂) reduzieren.

Im Gegensatz zu Kohlenstoff aus Biomasse ist die Atmosphäre eine unendliche Kohlenstoffquelle, so dass keine Mengenrestriktionen für die Kohlenstoffdioxidabtrennung vorliegen. Grundsätzlich besteht auch der Vorteil, die Kohlenstoffdioxidbereitstellung an die Zeitpunkte hoher Stromproduktion anzupassen und somit den Bedarf für die Zwischenspeicherung von Kohlenstoffdioxid und/oder Wasserstoff zu reduzieren.

2.1.3. Kohlenstoff aus Industrieprozessen und fossilen Kraftwerken (fossiles CO₂)

Eine weitere Option ist die Nutzung industrieller und Kraftwerks-Kohlenstoffströme. In Szenarien mit einer relevanten Treibhausgasminderung werden diese Ströme zukünftig deutlich zurückgehen. Für eine Übergangsphase bzw. bei denjenigen Emissionen, die sich auch langfristig nicht vermeiden lassen, kommt jedoch potenziell eine Nutzung des Kohlenstoffdioxid für die Herstellung stromgenerierter Kraftstoffe in Frage. Es muss beim Einsatz von Kohlenstoffdioxid aus fossilen Quellen jedoch mit betrachtet werden, ob die Nutzung des Kohlenstoffs aus fossilen Prozessen die Verminderung der Emissionen dieser Prozesse beeinträchtigt und möglicherweise verlangsamt.

Da sich bei industriellen Emissionen Pre-Combustion-Prozesse für die Kohlenstoffdioxidabtrennung anwenden lassen, ist der energetische Aufwand trotz geringerer Kohlenstoffdioxidkonzentrationen niedriger als bei der Abtrennung aus Biogasproduktströmen. Für die Abtrennung des Kohlenstoffs aus fossilen Kraftwerken ist dagegen im Vergleich zu Biogasprozessen ein höherer elektrischer Energieaufwand (v.a. bei Erdgas-/Methankraftwerken) notwendig (Hermann et al. 2012).

Ein Vorteil der Nutzung fossiler Kohlenstoffquellen sind die im Vergleich zu Biogasanlagen größeren Volumenströme an Kohlenstoffdioxid an einem Ort, so dass dadurch größere Produktionsanlagen möglich sind und kostenseitig Skaleneffekte genutzt werden können. Die Verteilung auf wenige, dafür aber große Anlagen hat zudem den Vorteil, mit weniger Aufwand einen möglichst großen Anteil der Kohlenstoffdioxidemissionen für die Kraftstoffproduktion abzutrennen. Der dafür notwendige Energieaufwand müsste im Gegensatz zur Abtrennung in Biogasanlagen allerdings vollständig der Kraftstoffherstellung angerechnet werden. Durch den kontinuierlichen Abgasstrom bei Industrieprozessen wird wie bei der Nutzung von biogenem

Kohlenstoffdioxid eine Zwischenspeicherung des Kohlenstoffdioxids oder des Wasserstoffs für die Ausnutzung von möglichst großen Anteilen Überschussstroms notwendig. Bei der Nutzung von Kraftwerksemissionen ist in Stunden mit hohen Stromüberschüssen von einer geringen Leistung an thermischen Kraftwerken auszugehen, so dass zur Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien ebenfalls die Zwischenspeicherung von Kohlenstoffdioxid oder Wasserstoff notwendig wäre.

Eine Übersicht über die Eigenschaften der verschiedenen Optionen der Kohlenstoffbereitstellung zur Kraftstoffproduktion ist in Tabelle 2-1 gegeben.

Tabelle 2-1 Eigenschaften/Kennwerte der Kohlenstoffdioxidbereitstellung

	Biogas ^a		Industrie	Kraftwerk	Atmosphäre
	heute	langfristig			
Energetische Biogasnutzung	PJ Biogas	-	-	-	-
Kohlenstoffverfügbarkeit	Mio. t CO ₂	~ 100	0	0	0
Max. Potenzial Methan	PJ CH ₄	0,58	0	0	0
Max. Potenzial FT-Kraftstoff ^b	PJ FT-Kraftstoff	11	0	0	0
EI. Energieaufwand CO ₂ -Abtrennung ^c	kWh _e /t CO ₂	6	0	0	0
Flexibilität/Bemerkungen		130	62 / 88	226 / 450	2000 / 500
		kontinuierlicher Kohlenstoffstrom	kontinuierlicher Kohlenstoffstrom	abhängig von merit order	flexibel einstellbar
		kontinuierlicher Kohlenstoffstrom	langfristig	abhängig von merit order	flexibel einstellbar
Energetische Biogasnutzung	PJ Biogas	301	-	-	-
Kohlenstoffverfügbarkeit	Mio. t CO ₂	11,1	39	21	unbegrenzt
100%-ige Nutzung von Kohlenstoff					
Max. Potenzial Methan	PJ CH ₄	202	719	383	unbegrenzt
Max. Potenzial FT-Kraftstoff ^b	PJ FT-Kraftstoff	120	426	227	unbegrenzt
50%-ige Nutzung von Kohlenstoff					
Max. Potenzial Methan	PJ CH ₄	101	359	191	unbegrenzt
Max. Potenzial FT-Kraftstoff ^b	PJ FT-Kraftstoff	60	213	114	unbegrenzt
EI. Energieaufwand CO ₂ -Abtrennung ^c	kWh _e /t CO ₂	100	62 / 88	226 / 450	2000 / 500
Flexibilität/Bemerkungen		kontinuierlicher Kohlenstoffstrom	kontinuierlicher Kohlenstoffstrom	abhängig von merit order	flexibel einstellbar

^a Es wird angenommen, dass Rohbiogas zu 40 % aus CO₂ besteht.

^b Es ist die Annahme berücksichtigt, dass nur 80 % des Kohlenstoffs im Kraftstoff der FT-Synthese gebunden wird.

^c Industrie: Eisen- und Stahlproduktion / Zementproduktion; Kraftwerken: Kohlekraftwerk / Gaskraftwerk; Atmosphäre: elektrische Regeneration / thermische Regeneration der Absorptionslösung

Quelle: Verschiedene Quellen (siehe Text), eigene Annahmen

2.2. Verfahren der Kraftstoffproduktion

Die Ausgangsbasis aller in diesem Papier betrachteten stromgenerierten Kraftstoffe ist die Elektrolyse. Daher wird zunächst auf die Elektrolyse eingegangen, bevor die weiteren Aufbereitungsschritte zu Methan und FT-Kraftstoffen diskutiert werden.

Für die möglichst starke Integration von Überschussstrom ist die Lastflexibilität der Anlagen relevant, welche u. a. durch das minimale Teillastverhalten⁴ sowie mögliche Lastgradienten⁵ beschrieben wird. Generell ist davon auszugehen, dass die für die Kraftstoffherstellung genutzten Anlagen Lastgradienten besitzen, die den Lastzustand der Anlagen zeitlich flexibel gestalten lassen. Genauer wird darauf bei der Beschreibung der einzelnen Produktionsschritte eingegangen.

2.2.1. Elektrolyse

Für die Elektrolyse stehen grundsätzlich drei Technologien zur Verfügung, die teilweise unterschiedliche Eigenschaften besitzen und somit diverse Vor- und Nachteile für den Einsatz der chemischen Stromspeicherung besitzen:

- Alkalische Elektrolyse
- PEM-Elektrolyse
- Hochtemperaturelektrolyse (SOEL)

Zurzeit ist die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse eine Nischenanwendung im Vergleich zur Wasserstoffproduktion aus fossilen Kohlenwasserstoffen. IEA (2007) gibt für die Elektrolyse einen Anteil von 4 % der globalen Wasserstoffproduktion an, was auf die hohen Kosten der Wasserstoffherstellung aus Strom zurückzuführen ist.

Tabelle 2-2 Annahmen/Kennwerte der Elektrolyse

		Alkalische/PEM-Elektrolyse		Hochtemperatur-Elektrolyse	
		heute	langfristig	heute	langfristig
Stromaufbereitung	kWh_{out}/kWh_{in}	96%	96%	-	96%
El. Energieaufwand	$kWh_{el}/Nm^3 H_2$	4,62	4,11	-	3,21
El. Energieaufwand	kWh_{el}/kWh_{H_2}	1,54	1,37	-	1,07
El. Wirkungsgrad (gesamt)	kWh_{H_2}/kWh_{el}	62%	70%	-	90%
Flexibilität/Bemerkungen	-	min. Teillast: 20 %; schnelle Laständerung und Kaltstart möglich		min. Teillast: 50 %; Laständerung langsamer als bei Alk./PEM-El.; Kaltstart eher selten; derzeit Laborstatus; externe Wärmezufuhr benötigt	

Quelle: Verschiedene Quellen (siehe Text), eigene Annahmen

Die alkalische und die PEM-Elektrolyse sind existierende Technologien mit ähnlichen Anwendungseigenschaften, wobei die PEM-Elektrolyse einen geringeren Platzbedarf aufweist. Die Teillasteigenschaften beider Technologien sind nicht durch die Elektrolyse selbst, sondern durch die Systemkomponenten eingeschränkt. Ein Teillastverhalten bis 20 % der Nennlast ist für beide Technologien darstellbar und die Lastveränderung erfolgt im Sekundenbereich. Ein Kaltstart einer Elektrolyseanlage dauert in etwa eine halbe Stunde und ist somit gut für die Speicherung von Überschussstrom geeignet. Beide Typen der Elektrolyse sind in einer Anlage kombinierbar.

⁴ Minimaler Lastzustand im Vergleich zur Nennlast der Anlage (Angabe in Prozent)

⁵ Zeitdauer für die Veränderung des Lastzustands der Anlage

Die Hochtemperaturelektrolyse befindet sich derzeit noch im Laborzustand, ermöglicht theoretisch aber höhere Wirkungsgrade durch die über externe Wärme bereitgestellte Energie zur Überwindung der Verdampfungsenthalpie. Zum Einsatz dieser Technologie ergibt sich daher also die Notwendigkeit der Wärmezufuhr für die Herstellung von Wasserstoff. Im Fall der Kombination mit einer Syntheseanlage kann die benötigte thermische Energie als Abwärme aus dem Syntheseprozess je nach Anlage teilweise bzw. vollständig zur Verfügung gestellt werden, was die zeitliche Flexibilität der Wasserstoffherzeugung allerdings stark einschränkt, da beide Anlagen zeitgleich im selben Lastzustand betrieben werden müssen. Häufige Kaltstarts sind bei der Hochtemperaturelektrolyse im Betrieb nicht vorgesehen, da die Aufwärmung der Anlage nur langsame Lastgradienten zulässt und die wechselnde thermische Belastung die Lebensdauer der Anlagen verringern würde. Im Betrieb sind negative Lastgradienten bis 50 % der Nennleistung im Minutenbereich möglich⁶, positive Lastgradienten im Betrieb sind niedriger und bisher nicht untersucht.

Die in Tabelle 2-2 angegebenen Annahmen zum elektrischen Energieaufwand bei der Elektrolyse sind zum Teil Wietschel et al. (2010) und Nitsch et al. (2012) entnommen und wurden für die Langfristperspektive im Expertenworkshop diskutiert. Die angegebenen Werte beziehen sich dabei auf Anlagen im zweistelligen MW-Bereich. Kleinere, dezentrale Produktionsanlagen können um bis zu 10% niedrigere Wirkungsgrade aufweisen (Wietschel et al. 2010). Da Elektrolyseure Gleichstrom als Input benötigen, wird zudem eine Stromaufbereitung des aus dem Netz entnommenen Stroms bei der Wasserstoffherstellung mit berücksichtigt (in Anlehnung an Müller-Syring et al. 2013). Da sich die Hochtemperaturelektrolyse noch im Laborstatus befindet, wird sie für die weitere Analyse als Sensitivität berücksichtigt und nur bei der Darstellung der elektrischen Energieeffizienz der gesamten Prozesskette (Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2) mit aufgeführt.

2.2.2. Methanisierung

Für die Methanisierung von Wasserstoff wird gemäß der Reaktionsgleichung 2 eine Kohlenstoffquelle benötigt, um über den Einsatz von Synthesegas Methan herzustellen. Die Methanisierungsreaktion ist exotherm und besitzt bei entsprechender Auslegung des Prozesses eine hohe Konversionsrate des eingesetzten Kohlenstoffs (Methangehalt > 95 vol.-% im Produkt), so dass sehr hohe Reinheitsgrade erreicht werden können. Unter dieser Voraussetzung beträgt der auf den Energiegehalt des Wasserstoffs bezogene Wirkungsgrad 80%. Sind höhere Anteile von Fremdgas in der Produktion zulässig, kann der Wirkungsgrad des Prozesses leicht erhöht werden (auf ca. 83 % bei Fremdgasgehalt von ~10 vol.-%). Für die Betrachtung in diesem Papier wird allerdings davon ausgegangen, dass ein niedriger Fremdgasanteil für die Einspeisung in das Erdgasnetz gefordert wird und der energetische Wirkungsgrad der Anlage bei 80 % liegt (u.a. Müller-Syring et al. 2013).

Die Größe von Methanisierungsanlagen ist gut skalierbar und Anlagen unterschiedlicher Größe weisen ähnliche Wirkungsgrade auf. Generell sind ein zeitlich flexibler Einsatz von Methanisierungsanlagen mit kurzen Lastgradienten und eine Teillast von bis zu 50 % der Nennlast möglich. Eine flexible Anpassung der Produktion des Methans an das Stromdargebot hängt dabei stark von den Möglichkeiten der Zwischenspeicherung der Input- und Outputströme ab (siehe Abschnitt 2.1). Es wäre möglich, die Produktion von Methan über Zwischenspeicher zeitlich von der Produktion der beiden Inputströme Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu entkoppeln. Wegen der notwendigen Größe der Zwischenspeicher ist diese Flexibilisierung der Produktion allerdings durch die Kosten und den Platzbedarf der Zwischenspeicherung begrenzt.

⁶ D. h. die laufende Anlage kann innerhalb weniger Minuten auf die Hälfte ihrer Nennleistung heruntergefahren werden.

2.2.3. Fischer-Tropsch-Synthese

In der FT-Synthese werden Kohlenstoff und Wasserstoff exotherm in verschiedenartige Kohlenwasserstoffe umgesetzt, wobei sich je nach Druckniveau, Temperaturniveau, C-/H-Verhältnis und Katalysator unterschiedliche Zusammensetzungen der Produktströme ergeben. Neben Kohlenwasserstoffen, die nach weiteren Aufbereitungsschritten als Kraftstoffe für den Verkehrssektor eingesetzt werden können, entstehen zusätzliche Produkte wie beispielsweise Methan, Naphtha und langkettige Wachse. Diese Kohlenwasserstoffe sind in der Chemieindustrie nachgefragte Arbeitsstoffe und werden derzeit zum großen Teil aus fossilen Energieträgern hergestellt. Durch eine Rückführung in den Prozess und durch eine nachgestellte Raffinierung (v.a. Hydrocracking) können diese Nebenprodukte mit einem erhöhten Energieaufwand teilweise auch in Kraftstoffe umgewandelt werden, was allerdings erst sinnvoll erscheint, wenn die Produktionsmenge die Nachfrage nach diesen Arbeitsstoffen aus der Chemieindustrie übertrifft.

In diesem Papier wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Kohlenwasserstoffe, die nicht als Kraftstoff verwendet werden, weiteren Prozessen zugeführt werden können und somit einen Nutzen besitzen. Somit wird den hergestellten Kraftstoffen der energetische Wirkungsgrad des Gesamtprozesses zugesprochen (Allokation nach Energiegehalt der Produkte). Der gegensätzliche Fall tritt auf, wenn die Nebenprodukte des FT-Prozesses nicht weiter verwendet werden können und somit keinen Nutzen besitzen. In diesem Fall müssten diese Nebenprodukte als Abfall gewertet werden und in die Verluste des Prozesses mit einbezogen werden (siehe Sensitivität in Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2).

Die Selektivität für Kraftstoffe nach Aufbereitung wird in verschiedenen Studien und bei Analysen bestehender Gas-to-Liquid-Prozesse mit 70 – 80 % (Dry 2001; Leckel 2010; Hoek 2006) angegeben. In diesem Papier wird eine möglichst hohe Ausbeute an Kraftstoffen angenommen und eine Selektivität für Kraftstoffe mit 80 % angesetzt (Tabelle 2-3). In Vogel et al. (2008) wird ein energetischer Wirkungsgrad der FT-Synthese von 61 % angegeben; Rudloff (2003) weist einen höheren Wirkungsgrad von 80 % auf. In der Diskussion mit Experten wurde ein Gesamtwirkungsgrad von 70 % langfristig als realistisch angesehen, so dass dieser Wert für die langfristige Entwicklung der FT-Synthese angenommen wird.

Tabelle 2-3 Eigenschaften/Kennwerte der Methanisierung und der FT-Synthese

		Methanisierung		FT-Synthese	
		heute	langfristig	heute	langfristig
Wirkungsgrad (gesamt)	$kWh_{CH_2, ges} / kWh_{H_2}$	80%	80%	60%	70%
Anteil Kraftstoff	$kWh_{-CH_2, verkehr} / kWh_{-CH_2, ges}$	100%	100%	80%	80%
Anteil übrige Produkte	$kWh_{-CH_2, rest} / kWh_{-CH_2, ges}$	0%	0%	20%	20%
Wirkungsgrad (Kraftstoffe)	$kWh_{CH_2, verkehr} / kWh_{H_2}$	80%	80%	48%	56%
Flexibilität/Bemerkungen	-	min. Teillast: 50%; Start aus Stand-By-Betrieb möglich, schnellere Laständerungen als bei FT-Synthese		min. Teillast: 50%; Start aus Stand-By-Betrieb eher selten, langsamere Laständerungen als bei Methanisierung	

Quelle: Verschiedene Quellen (siehe Text), eigene Annahmen

Das Teillastverhalten ist langsamer als das des Sabatier-Prozesses bei der Methanisierung. Es liegt jedoch in einer Größenordnung, die einen zeitlich flexiblen Betrieb der Anlage zulassen. Ein Teillastverhalten von bis zu 50 % der Nennlast ist wie bei der Methanisierung technisch möglich. Wegen des komplexeren Reaktionsprozesses und der notwendigen Nachbereitung des Produktstroms (Notwendigkeit der Raffination der Produktströme) erscheinen größere, zentrale Anlagen für die Kraftstoffproduktion sinnvoll. Die Mindestgröße einer FT-Anlage wurde bei dem

Expertenworkshop auf ~50 MW abgeschätzt, so dass FT-Anlagen in Verbindung mit Kohlenstoff aus Industrie- und Kraftwerksprozessen als sinnvoll erscheinen. Ein häufiges An- und Abfahren der FT-Anlagen wird aufgrund der komplexeren Reaktion im Vergleich zur Methanisierung und der benötigten Nachbearbeitung der Reaktionsprodukte nicht erwartet, so dass die Nutzung von möglichst großen Mengen an Wasserstoff aus Überschussstrom nur beim Einsatz von Zwischenspeichern realisierbar erscheint.

2.3. Verteilung der Kraftstoffe (bis zur Tankstelle)

Die Verteilinfrastruktur der Kraftstoffe stellt eine wesentliche Komponente für die Wechselwirkungen zwischen Energiewirtschaft und Verkehrssektor dar, indem sie als Bindeglied zwischen einer kontinuierlichen Nachfrage und einer möglicherweise eher zeitlich diskreten Kraftstoffproduktion fungiert. Für Wasserstoff existieren bisher kein großräumiges Verteilnetz und keine großräumige Verteilinfrastruktur. Bei dem Einsatz von Methan könnte das bestehende Erdgasnetz ausgebaut werden, um eine Verteilstruktur zur Verfügung zu stellen. Bei der Produktion von FT-Kraftstoffen könnte die existierende Verteilinfrastruktur für den Transportsektor mit nur geringen Veränderungen weiterhin genutzt werden.

Um einen Vergleich der Kraftstoffe zu erlauben, wird bei den gasförmigen Kraftstoffen, Wasserstoff und Methan, in diesem Papier von einer gasförmigen Betankung der Fahrzeuge ausgegangen. Die Nutzung flüssigen Wasserstoffs und Methans ist ebenfalls möglich, ist in diesem Papier aber nicht dargestellt.

2.3.1. Wasserstoffverteilung

Zeitliche Flexibilität für die Produktion von Wasserstoff entsteht bei der Nutzung im Verkehrssektor erst durch die Einbindung von Speichern in den Verteilprozess, da der Bedarf an Kraftstoff keine relevanten zeitlichen Schwankungen aufweist. Im Folgenden werden für die Zwischenspeicherung und Verteilung von Wasserstoff drei alternative Pfade diskutiert:

- Nutzung von Kavernenspeichern und Lkw-Transport
- Aufbau eines Rohrleitungssystems
- Onsite-Produktion von Wasserstoff an Tankstellen

Da bisher kein Verteilnetz für Wasserstoff existiert, stellt die Nutzung von Kavernenspeichern (v.a. in Norddeutschland) und von Röhrenspeichern eine mögliche Flexibilitätsoption für die Wasserstoffnutzung dar. Beide Speichersysteme arbeiten bei ähnlichen Arbeitsdrücken (150 – 200 bar), so dass der Wasserstoff nach Produktion in der Elektrolyse für die Speicherung verdichtet werden müsste. Der anschließende Transport zu Tankstellen könnte nach Verflüssigung mit Lkw erfolgen.

Durch den Aufbau eines Rohrleitungsverteilsystems würde sich der Bedarf an solchen Speicheroptionen reduzieren, da das Verteilnetz neben der Verteilungsfunktion auch eine Speicherfunktion besitzt und somit eine zeitlich flexible Produktion des Wasserstoffs ermöglicht. Beide Optionen wären mit hohen Kosten für den Infrastrukturausbau verbunden und müssten über einen langen Zeithorizont aufgebaut werden.

Bei der Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor ist grundsätzlich auch eine eher dezentrale Kraftstoffherstellung denkbar, bei der eine Anlage nur den Kraftstoff für eine geringe Anzahl an Tankstellen produziert und der erzeugte Kraftstoff über ein lokales Verteilnetz zu den Tankstellen transportiert wird. Der Nachteil einer solchen Strategie ist die geringere Flexibilität in der Wasserstoffherstellung, da bei einem kleinen Verteilnetz die Möglichkeiten der Entkoppelung der Wasserstoffproduktion und der Nutzung im Verkehrssektor geringer werden würden.

Bei der Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor fallen neben den Verlusten bei der Verteilung des Kraftstoffs zudem energetische Verluste bei der Beladung der Tankstellen an. In diesem Papier wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen mit Drucktanks (700 bar) genutzt wird, welche eine Verdichtung von 880 bar in der Tankstelle benötigen. Die in diesem Papier angesetzten Energieaufwendungen (siehe Tabelle 2-4) sind dabei Wietschel et al. (2010), Edwards et al. (2011) und Miede et al. (2013) entnommen bzw. aus diesen Quellen abgeleitet.

Tabelle 2-4 Wirkungsgrade der Kraftstoffverteilung

	Wasserstoff			Methan	FT-Kraftstoff
	Rohrleitung	Lkw	Onsite	Rohrleitung	Lkw
	heute				
Verdichtung auf Pipelinedruck	-	-	-	99%	-
Kavernen-/Röhrenspeicher	-	98%	-	-	-
Verflüssigung	-	77%	-	-	-
Transport (500 km)	-	97%	-	99%	98%
Verdichtung auf Tankstellendruck	-	90%	92%	97%	-
Gesamtwirkungsgrad	-	66%	92%	95%	98%
	langfristig				
Verdichtung auf Pipelinedruck	95%	-	-	99%	-
Kavernen-/Röhrenspeicher	-	98%	-	-	-
Verflüssigung	-	83%	-	-	-
Transport (500 km)	97%	98%	-	99%	99%
Verdichtung auf Tankstellendruck	95%	90%	92%	97%	-
Gesamtwirkungsgrad	88%	72%	92%	95%	99%

Quelle: Verschiedene Quellen (siehe Text), eigene Annahmen

2.3.2. Methanverteilung

Einer der Vorteile der Methanisierung von Wasserstoff ist die bereits existierende Verteilinfrastruktur (Erdgasrohrleitungssystem), welches neben der Verteilung auch die Speicherung von Methan übernehmen kann. Somit ist eine zeitliche Entkoppelung der Kraftstoffproduktion von der Nutzung der Kraftstoffe im Verkehrssektor möglich. Bei einer Nutzung eher regional verteilter Methanisierungsanlagen bei biogener Kohlenstoffbereitstellung ist die Nutzung dieser Verteilinfrastruktur durch Erweiterungen und neue Stichleitungen möglich. Die Annahmen zu benötigten Energieaufwendungen für die Verteilung von Methan sind aus Edwards et al. (2011) und Müller-Syring et al. (2013) abgeleitet und liegen wegen der höheren volumetrischen Energiedichte von Methan generell unter den Werten der Verteilung von Wasserstoff über Rohrleitungssysteme.

2.3.3. Verteilung von FT-Kraftstoffen

Für die Verteilung von FT-Kraftstoffen kann die bestehende Infrastruktur verwendet werden, die zurzeit auch für die Verteilung der fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel genutzt wird. Dabei wird eine Verteilung über Lkw angenommen, so dass die energetischen Verluste wegen verbesserter Effizienzen der Lkw langfristig leicht zurückgehen werden. Bei genügend großen Zwischenlagern für die Kraftstoffe wäre eine zeitliche Entkoppelung der Kraftstoffproduktion und der Nutzung im Verkehrssektor denkbar. Zu bedenken ist allerdings, dass die FT-Synthese unter den analysierten Kraftstoffen die am wenigsten flexible Art der Kraftstoffherstellung darstellt und somit bereits bei der Kraftstoffherstellung Grenzen in der Flexibilität erreicht werden. Die Annahmen für den

Energieaufwand der Kraftstoffverteilung (heute) von FT-Kraftstoffen ist Edwards et al. (2011) entnommen. Diese Werte sind zusammen mit den Energieverbräuchen der Verteilung der übrigen Energieträger in Tabelle 2-4 zusammengefasst.

2.4. Anwendung der strombasierten Kraftstoffe im Verkehrssektor

Im Rahmen von eMobil 2050 wurden zwei Expertenworkshops zu zukünftigen Entwicklungen von Pkw- und Lkw-Technologien durchgeführt, um u.a. die mögliche Anwendung alternativer Antriebstechnologien im Verkehrssektor zu diskutieren. An dieser Stelle werden in Kürze mögliche Grenzen des Einsatzes verschiedener Energieträger dargestellt.

2.4.1. Wasserstoff

Wasserstoff kann mit Verbrennungsmotoren und mit PEM-Brennstoffzellen (FCEV) in Antriebsenergie umgesetzt werden, wobei zurzeit Brennstoffzellen als primäre Anwendung im Verkehrssektor gesehen werden. Neben der Umsetzung des Wasserstoffs in Brennstoffzellen muss zudem die Speicherung von Wasserstoff weiter erforscht werden, um die Anwendung im Verkehrssektor zu erlauben.

Im Pkw-Bereich gibt es erste Kleinserienfahrzeuge, daneben gibt es zahlreiche Praxistest in den Linienbussen des ÖPNV. Andere Anwendungen stehen derzeit nicht zur Verfügung. Es ist ebenfalls umstritten, inwieweit Brennstoffzellen im Schwerlastverkehr zum Einsatz kommen können, da es bei Brennstoffzellen Leistungs- und Kostenbegrenzungen und Bedenken zur Haltbarkeit und Laufleistung der Brennstoffzellen gibt. Zudem wären im Schwerlastverkehr aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte im Vergleich zur Nutzung von Flüssigkraftstoffen geringere Reichweiten zwischen Tankvorgängen möglich. Eine weitere Begrenzung für den Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor ist der Flugverkehr, für den aus heutiger Sicht nicht von einem Einsatz von Wasserstoff ausgegangen wird.

2.4.2. Methan

Methan kann in Verbrennungsmotoren⁷ in Antriebsenergie umgesetzt werden, wobei mit Methan angetriebene Pkw bereits heute serienmäßig zur Verfügung stehen. Der Einsatz in schweren Nutzfahrzeugen erfolgt überwiegend im Verteilverkehr und bei den Linienbussen. Aktuell gibt es einen Trend zum Einsatz von verflüssigtem Methan im Straßengüterfernverkehr. Der Einsatz in schweren Nutzfahrzeugen ist bisher nicht üblich, die Nutzung von Methan erscheint aktuell im Vergleich zum Einsatz von Brennstoffzellen jedoch eher möglich. Im Flugverkehr besteht dieselbe Limitierung wie bei Wasserstoff, so dass nicht vom Einsatz von Methan im Flugverkehr ausgegangen wird.

2.4.3. FT-Kraftstoffe

Für den Einsatz von FT-Kraftstoffen bestehen keine Begrenzungen im Verkehrssektor, da die Fahrzeuge heute zum großen Teil mit fossilen Flüssigkraftstoffen betrieben werden. Mögliche Effizienzsteigerungen verbrennungsmotorischer Fahrzeuge werden derzeit maßgeblich diskutiert.

Um in Abschnitt 3.2 die verschiedenen Optionen der Kraftstoffbereitstellung miteinander verglichen werden können, sind Annahmen zu heutigen und langfristig möglichen Energieverbräuchen für Pkw mittlerer Größe (Kompaktklasse) mit unterschiedlichen Antriebssystemen in Tabelle 2-5 zusammengestellt. Bei den Fahrzeugen wurde für die Langfristperspektive eine Effizienzsteigerung hinterlegt, die bei entsprechender politischer Regulierung erreicht werden könnte.

⁷ Verbrennungsmotoren: ICE – Internal Combustion Engine

Tabelle 2-5 Annahmen für die Effizienzentwicklung von Pkw (mittel)

	ICEV (Benzin)	ICEV (Methan)	FCEV	BEV	PHEV ^a
heute					
Energieverbrauch MJ/km	2,14	2,14	1,19	0,67	1,00
Energieverbrauch $I_{\text{Benzin-eq}}/100 \text{ km}$	6,6	6,6	3,7	2,1	3,1
langfristig					
Energieverbrauch MJ/km	1,21	1,21	0,79	0,49	0,69
Energieverbrauch $I_{\text{Benzin-eq}}/\text{km}$	3,7	3,7	2,4	1,5	2,1

^a Kombiniertes durchschnittliches Energieverbrauch (Strom/Benzin) bei einem elektrischen Fahranteil von 75 %

Quelle: Eigene Annahmen

3. Vergleich der verschiedenen Optionen strombasierter Kraftstoffe

In diesem Abschnitt werden die drei untersuchten Optionen an strombasierten Kraftstoffen anhand der in Abschnitt 1.2 genannten Kriterien miteinander verglichen. Dafür werden zunächst die Teilprozesse, die in dem vorigen Kapitel vorgestellt wurden, zu Prozessketten zusammengefügt, um den vollständigen Weg von der Produktion der Kraftstoffe bis zur Nutzung miteinander vergleichen zu können.

3.1. Grundlegende Annahmen für den Vergleich der Optionen

Da für alle Kraftstoffoptionen mehrere Prozessketten denkbar sind, werden auch immer verschiedene Prozessketten für jeden Kraftstoff untersucht. Für die Elektrolyse ist in allen Abbildungen und Prozessketten die alkalische/PEM-Elektrolyse die Standardtechnologie, da sich die Hochtemperaturelektrolyse zurzeit noch im Laborstatus befindet und nicht sicher ist, ob und wann die Technologie zur Verfügung stehen wird. Bei Betrachtung der Wasserstoffnutzung wird bei der Onsite-Produktion von kleinen Elektrolyseuren ausgegangen, so dass in diesem Fall eine geringere Effizienz bei der Wasserstoffherstellung angenommen wird (siehe Abschnitt 2.2.1). Ansonsten werden bei der Wasserstoffproduktion die Unterschiede bei verschiedener Verteilungsinfrastruktur miteinander verglichen.

Wird biogener Kohlenstoff als Quelle für die Herstellung von Kohlenwasserstoffen eingesetzt, wird standardmäßig davon ausgegangen, dass die Kohlenstoffdioxidabtrennung für die Biomethanaufbereitung durchgeführt wird und der dafür benötigte Energieaufwand nicht der Kraftstoffherstellung angerechnet wird. In einer Sensitivität wird der Energieaufwand für die Kohlenstoffdioxidabtrennung aus Biogas in Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 allerdings mit angegeben. Auf eine Darstellung der Nutzung von Kohlenstoff aus fossilen Kraftwerken wird in diesem Papier verzichtet, da dabei ähnliche Charakteristika wie bei der Nutzung von Industrieemissionen⁸ auftreten und durch den unregelmäßigen Betrieb der Kraftwerke eher nicht von der Nutzung von Kraftwerksemissionen ausgegangen wird. Bei der Nutzung von Kohlenstoffdioxid aus der Umgebungsluft wird angenommen, dass die Abtrennung vollständig mit elektrischer Energie durchgeführt wird.

Mit den genannten Annahmen zur Bereitstellung von Kohlenstoff wird in diesem Kapitel die Herstellung von Methan mit Hilfe von Kohlenstoff aus biogenen und fossilen (Industrieemissionen) Quellen und aus atmosphärischem Kohlenstoffdioxid miteinander verglichen. Die Verteilung der Kraftstoffe findet in allen drei Fällen über ein Rohrleitungsnetzwerk statt. Bei der Betrachtung von FT-Kraftstoffen findet die Verteilung der Kraftstoffe über Lkw statt und es wird ein Vergleich zwischen der Nutzung von Kohlenstoff aus Industrieemissionen und aus der Atmosphäre gezogen.

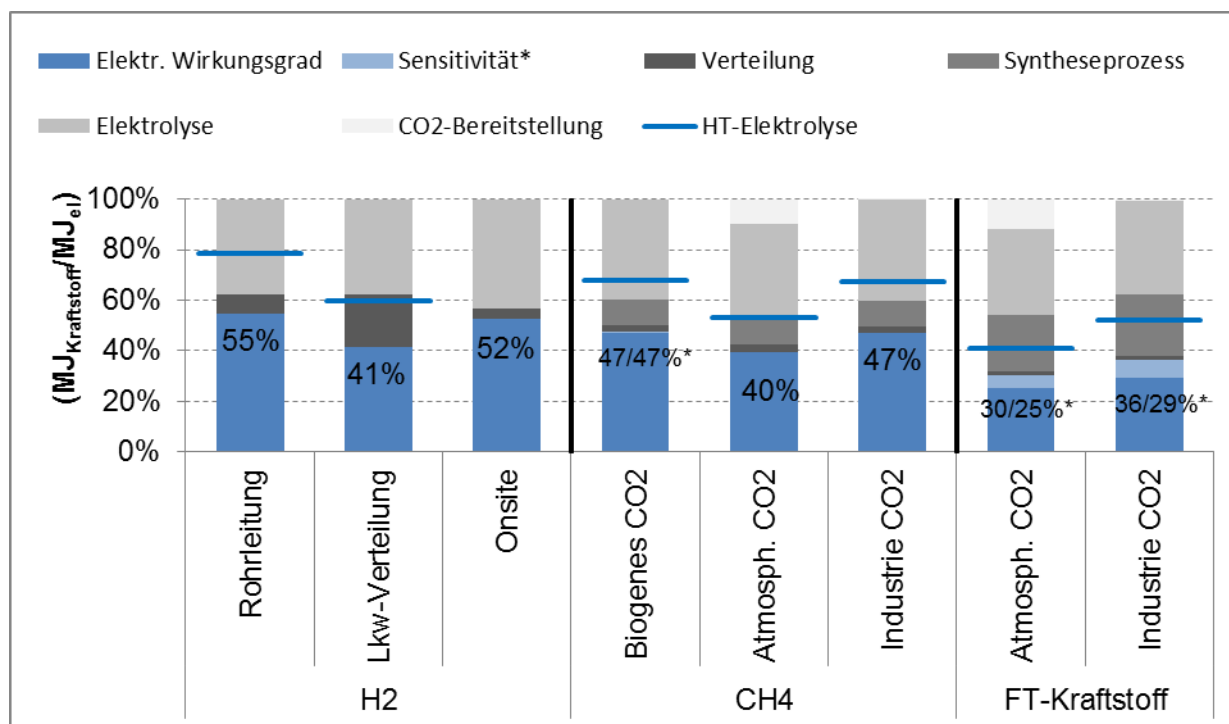
⁸ Für Industrieemissionen wird der gemittelte Energieaufwand der Kohlenstoffdioxidabtrennung aus der Eisen- und Stahlindustrie und der Zementindustrie angesetzt (75 kWh_{el}/t CO₂).

Als Standard wird dabei angenommen, dass die Nebenprodukte der FT-Synthese in weiteren chemischen Prozessen zur Anwendung kommen und somit nicht als Abfall gewertet werden. Als Sensitivität wird der gegensätzliche Fall in Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 mit aufgeführt.

3.2. Energieverluste von der Herstellung bis zur Nutzung der strombasierten Kraftstoffe

In Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 sind die Wirkungsgrade der verschiedenen Prozessketten von der Kohlenstoffdioxidbereitstellung und der Kraftstoffproduktion bis zur Kraftstoffverteilung und der Beladung der Tankstellen in Bezug auf den Stromeinsatz aufgeführt. Die Verwendung der Hochtemperaturelektrolyse (HT-Elektrolyse) ist als Sensitivität dargestellt. Der Vergleich in Abbildung 3-1 ist dabei auf den heutigen Stand der Technik bezogen, so dass dies eher einer theoretischen Betrachtung entspricht, da bisher kein Kraftstoff bzw. nur in Pilotanlagen Kraftstoff aus Strom hergestellt und im Verkehrssektor genutzt wird.

Abbildung 3-1 Energieeffizienz und Wirkungsgradverluste verschiedener Prozessketten stromgenerierter Kraftstoffe, Technologiestand: heute



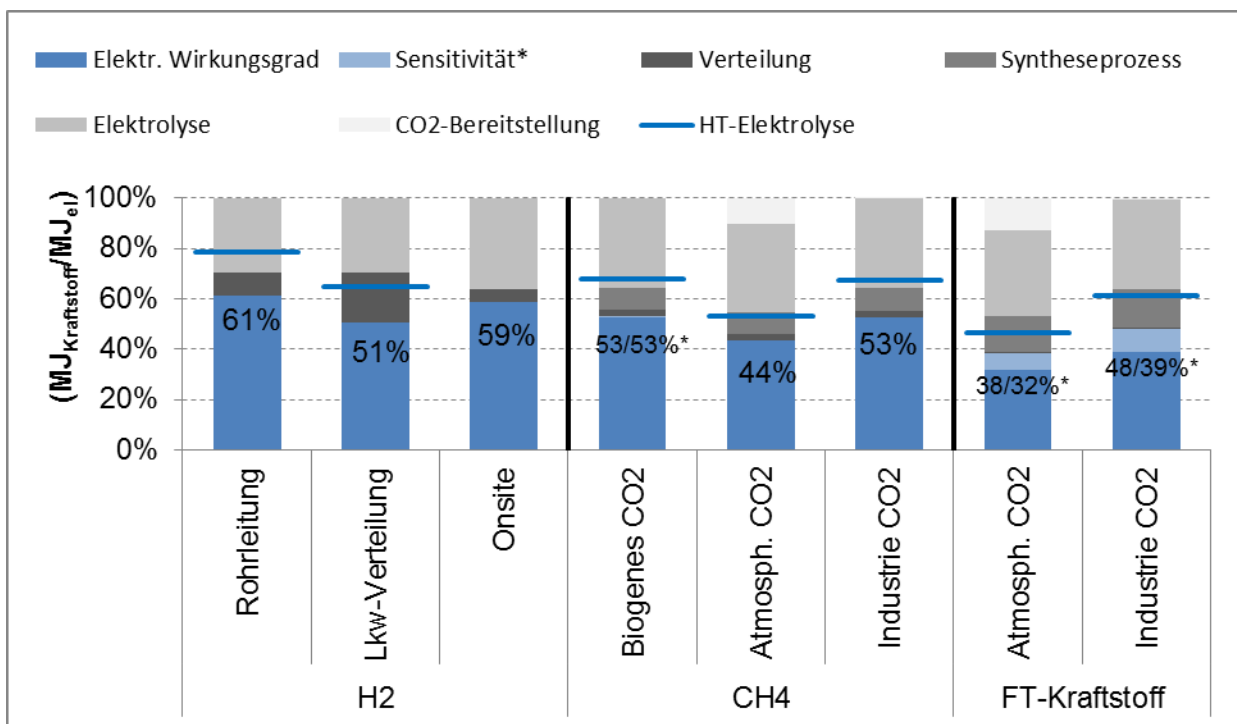
* Bei der Methanisierung mit biogenem Kohlenstoff bezieht sich die Sensitivität auf die Berücksichtigung/Nicht-Berücksichtigung des Energieaufwands für die Kohlenstoffabscheidung. Bei der FT-Synthese wird in der Sensitivität berücksichtigt, dass die nicht als Kraftstoff nutzbaren Kohlenwasserstoffe im Gegensatz zur Standardannahme nicht in weiteren Prozessen zum Einsatz kommen können. Es sind jeweils beide Effizienzen als Zahlen angegeben.

Quelle: Eigene Berechnungen

Beim Vergleich der Prozessketten wird deutlich, dass Wasserstoff die höchste Effizienz für die Nutzung im Verkehrssektor im Vergleich der strombasierten Kraftstoffe besitzt. Langfristig sind dabei Effizienzwerte um die 60 % erreichbar, wobei entweder ein Rohrleitungssystem aufgebaut oder auf eine dezentrale Struktur mit kleinen Elektrolyseuren zurückgegriffen werden müsste. Bei der Nutzung von Kohlenwasserstoffen weist Methan eine bessere energetische Nutzung von

Strom auf als die Kraftstoffe aus der FT-Synthese. Deutliche Einbußen in der Effizienz um 7 bis 10 %-Punkte treten dann auf, wenn der für die Synthese benötigte Kohlenstoff aus der Umgebungsluft abgetrennt wird. In den Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 wird zudem noch erkennbar, dass die verschiedenen Kraftstoffoptionen eine unterschiedliche Struktur der Energieverluste besitzen. Da bei der Wasserstoffnutzung nur ein Umwandlungsprozess erfolgt, sind die Verluste bei der Kraftstoffherstellung geringer als bei der Produktion von Kohlenwasserstoffen. Dagegen besitzen die Kohlenwasserstoffe Vorteile bei der Verteilung der Kraftstoffe, da sie u.a. einen höheren volumetrischen Energiehalt besitzen oder im flüssigen Aggregatzustand vorliegen.

Abbildung 3-2 Energieeffizienz und Wirkungsgradverluste verschiedener Prozessketten stromgenerierter Kraftstoffe, Technologiestand: langfristig



* Bei der Methanisierung mit biogenem Kohlenstoff bezieht sich die Sensitivität auf die Berücksichtigung/Nicht-Berücksichtigung des Energieaufwands für die Kohlenstoffabscheidung. Bei der FT-Synthese wird in der Sensitivität berücksichtigt, dass die nicht als Kraftstoff nutzbaren Kohlenwasserstoffe im Gegensatz zur Standardannahme nicht in weiteren Prozessen zum Einsatz kommen können. Es sind jeweils beide Effizienzen als Zahlen angegeben.

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Vergleich zwischen den verschiedenen Kraftstoffoptionen einschließlich der Nutzung im Fahrzeug ist in Abbildung 3-3 am Beispiel von Pkw der Größenklasse *mittel* aufgeführt und zeigt neben dem heutigen Stand der Technik⁹ auch eine mögliche, langfristige Entwicklung. FT-Kraftstoffe und Methan werden wie bisher üblich in verbrennungsmotorischen Fahrzeugen eingesetzt, so dass der tank-to-wheel-Wirkungsgrad durch die thermischen Verluste bei der Verbrennung im Vergleich zum Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen niedriger ist (Tabelle 2-5). Der spezifische Strombedarf¹⁰ für die Nutzung von Wasserstoff in

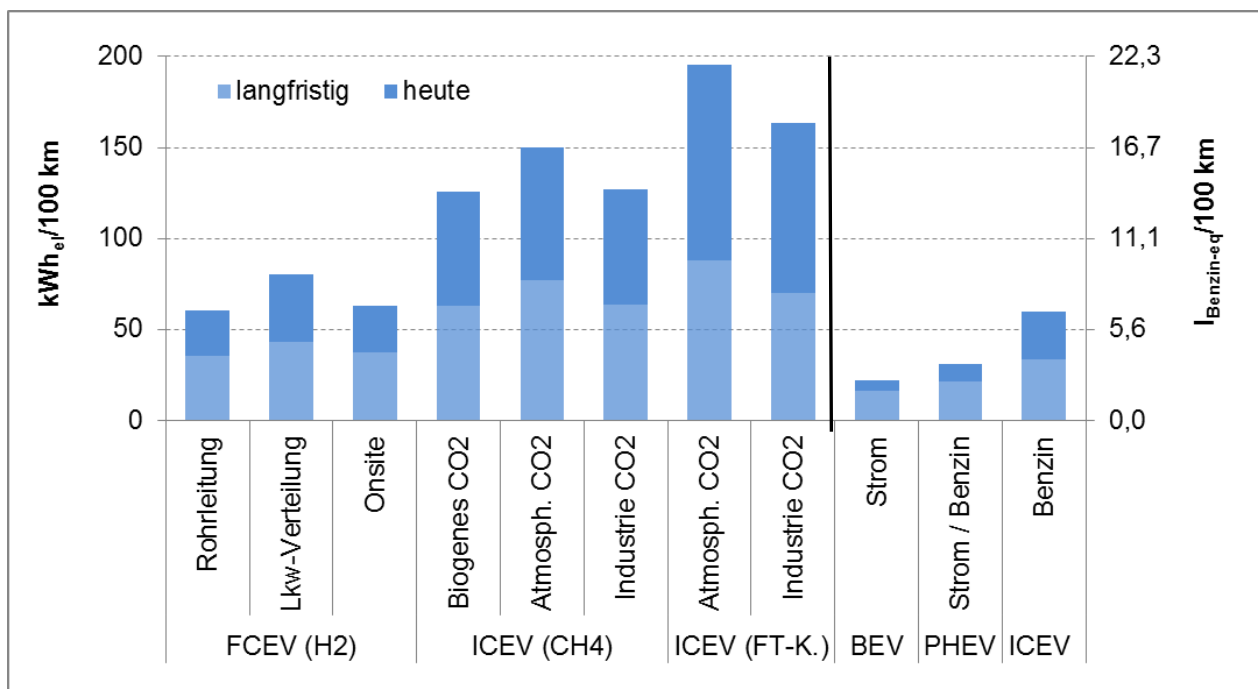
⁹ Da die Kraftstoffe bisher nicht mit Hilfe von Strom hergestellt werden, ist dieser Vergleich wie in Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 eine theoretische Betrachtung.

¹⁰ Spezifischer Strombedarf: Die Menge Strom, die für die Herstellung des Kraftstoffs benötigt wird, der je km Fahrt verbraucht wird.

Brennstoffzellenfahrzeugen liegt in der Größenordnung des Endenergiebedarfs heutiger verbrennungsmotorischer Fahrzeuge (ICEV). Der spezifische Strombedarf für den Einsatz von Methan und FT-Kraftstoffen in Pkw liegt mindestens 80 % bzw. 100 % über den Werten für Wasserstoff. Für andere Verkehrsträger wie beispielsweise Lkw ist dieselbe Reihung in Bezug auf den spezifischen Strombedarf zu erwarten, wobei sich die Relationen zwischen den eingesetzten Energieträgern verändern können.

In den Vergleich der Antriebsoptionen sind neben einem verbrennungsmotorischen Pkw (ICEV) mit konventioneller Benzin-Betankung ferner ein Fahrzeug mit batterieelektrischem Antrieb (BEV) bzw. mit Plug-in-Hybridantrieb (PHEV) mit aufgenommen. Für das PHEV wird ein durchschnittlicher elektrischer Fahranteil von 75 % unterstellt. Für die Ladung der Batterie von BEV und PHEV werden Ladeverluste von 15 % angenommen. Die Bereitstellung von Benzin wird mit einem zusätzlichen Energieaufwand von 17 % gemäß Knörr et al. (2011) belegt. Der Vergleich der Optionen zeigt, dass der batterieelektrische Antrieb den höchsten tank-to-wheel-Wirkungsgrad besitzt, allerdings auch die kürzeste Reichweite aufweist. Gleichzeitig weist jedoch auch das Plug-in-Hybridfahrzeug, welches angesichts des kombinierten Antriebs ein wesentlich größeres Einsatzspektrum abdeckt, deutliche Vorteile gegenüber den Optionen FCEV und ICEV auf Basis stromgenerierter Kraftstoffe auf. Durch die direkte Nutzung von Strom liegt der Strombedarf bei der Nutzung in elektrischen Fahrzeugen grundsätzlich unter den Werten beim Einsatz der strombasierten Kraftstoffe, so dass aus energetischer Sicht ein möglichst starker Einsatz (teil-)elektrischer Fahrzeuge in allen Bereichen, in denen der Einsatz realistisch erscheint, zu empfehlen ist.

Abbildung 3-3 Spezifischer Strom-/Energiebedarf für Pkw (mittel) für verschiedene Prozessketten strombasierter Kraftstoffe und Antriebe



Quelle: Eigene Berechnungen

Abschließend wird in diesem Abschnitt auf die assoziierten Kohlenstoffdioxidemissionen der verschiedenen Kraftstoffoptionen eingegangen. Im weiteren Verlauf des Projekts eMobil 2050

werden noch genauere Analysen zu den Wechselwirkungen zwischen Verkehrssektor und Stromsektor und somit zu den Kohlenstoffdioxidemissionen der Kraftstoffoptionen durchgeführt werden, so dass die Analyse in diesem Papier als erste Einschätzung zum Vergleich der Kraftstoffvarianten zu verstehen ist. Dazu werden die dargestellten Strombedarfe *heute* und *langfristig* für die Jahre 2010 und 2050 angenommen und zwischen diesen Stützjahren eine Effizienzentwicklung mit einer konstanten relativen jährlichen Steigerungsrate hinterlegt.

Für die Stromerzeugung wird der durchschnittliche CO₂-Emissionsfaktor aus Nitsch et al. (2012) übernommen¹¹ und zwischen den Stützjahren ebenfalls mit einer konstanten relativen jährlichen Steigerungsrate interpoliert. Es kann zwar argumentiert werden, dass durch die strombasierten Kraftstoffe vor allem überschüssiger erneuerbarer Strom gespeichert wird und somit keine Emissionen anfallen. Eine Null-Anrechnung bei den Emissionen wäre allerdings nur dann gerechtfertigt, wenn für die gesamte Prozesskette der Kraftstoffnutzung (Kohlenstoffdioxidbereitstellung, Wasserstoffproduktion und Kraftstoffverteilung) der ausschließliche Einsatz von zusätzlich eingespeisten bzw. zusätzlich nutzbaren erneuerbaren Energien sichergestellt wäre. Die Möglichkeiten der Integration von überschüssigen Strom durch die Speicherfähigkeit der Kraftstoffe wird im weiteren Verlauf der Studie noch untersucht werden. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Elektrolyseure¹² nicht nur in den Stunden mit Stromüberschuss betrieben und somit auch Strom aus fossilen Kraftwerken nutzen werden. Werden die strombasierten Kraftstoffe als *normale* Stromverbraucher gesehen, ist die Nutzung des durchschnittlichen Emissionsfaktors zudem zulässig.

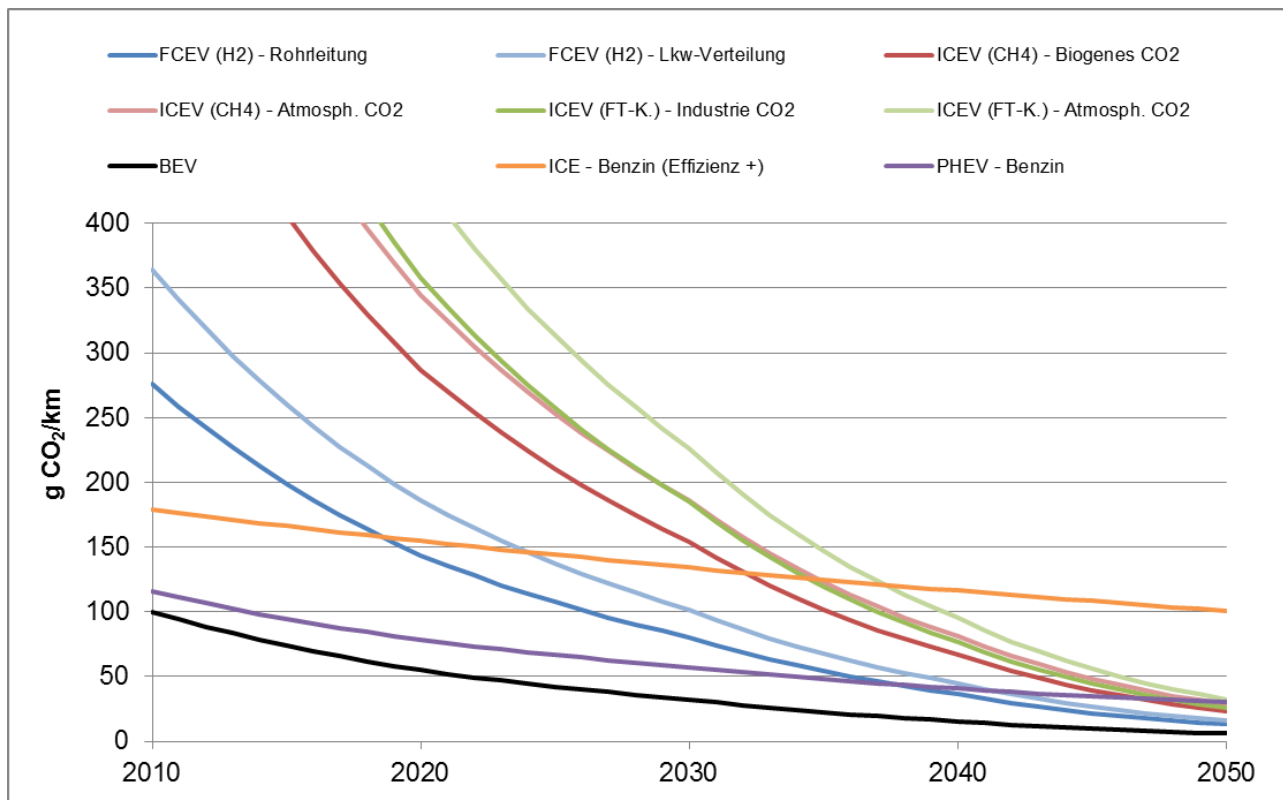
Zum Vergleich der Kohlenstoffdioxidemissionen der verschiedenen Varianten ist neben den Emissionen von rein elektrischen Pkw in Abbildung 3-4 auch die Entwicklung der Emissionen von Plug-in-Hybrid- und verbrennungsmotorischen Pkw aufgeführt, die teilelektrisch (75 % elektrischer Fahranteil) bzw. ausschließlich mit Benzin¹³ betrieben werden. Aus Abbildung 3-4 wird ersichtlich, dass ein positiver CO₂-Effekt durch den Einsatz von strombasierten Kraftstoffen erst mittel- bis langfristig zu erwarten ist, wenn der durchschnittliche Emissionsfaktor der Stromerzeugung zugrunde gelegt wird. Beim Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen wäre ein positiver Emissionseffekt gegenüber verbrennungsmotorischen Fahrzeugen bereits zwischen den Jahren 2020 und 2030 zu erwarten. Je nach Art der Kohlenstoffdioxidbereitstellung zeigt sich der positive CO₂-Effekt beim Einsatz von strombasierten Kohlenwasserstoffen hingegen erst in den Jahren zwischen 2030 und 2040.

¹¹ 2010: 0,456 kg CO₂/kWh, 2020: 0,271 kg CO₂/kWh, 0,173 kg CO₂/kWh, 2040: 0,089 kg CO₂/kWh, 2050: 0,037 kg CO₂/kWh

¹² Vor allem bei der Nutzung von atmosphärischem Kohlenstoffdioxid müsste die Kohlenstoffdioxidabscheidung aus der Luft ebenfalls in Stunden mit überschüssigem Strom durchgeführt werden.

¹³ Der Emissionsfaktor für Benzin bleibt über die Zeit konstant und wird mit 83,8 g CO₂/MJ angesetzt.

Abbildung 3-4 Spezifische CO₂-Emissionen von Pkw (mittel) beim Einsatz verschiedener strombasierter Kraftstoffe



Quelle: Eigene Berechnungen

3.3. Flexibilität in der Produktion der Kraftstoffe/Zeitliche Entkoppelung der Herstellung und Nutzung

Für die Bewertung der verschiedenen Kraftstoffoptionen ist die zeitliche Flexibilität der Produktion ein relevanter Faktor, da bei flexibler Wasserstoffproduktion eine möglichst optimale Integration ansonsten ungenutzten, überschüssigen erneuerbaren Stroms stattfinden kann. Dabei sind neben der Flexibilität der Wasserstoffproduktion noch die Möglichkeiten der Laständerung der Syntheseprozesse und die Speicherefähigkeit des Systems für die Kraftstoffe relevant. Größtenteils wurden die Möglichkeiten und die Bedingungen für eine möglichst flexible Wasserstoffproduktion bereits in den Abschnitten 2.2.1 bis 2.2.3 diskutiert, so dass an dieser Stelle nur eine kurze Zusammenfassung gegeben wird.

Bei der Wasserstoffproduktion weisen alkalische und PEM-Elektrolyseure ein schnelles Teillastverhalten auf und erlauben auch ein Anfahren aus dem Stand-by- bzw. Kaltzustand. Beim Einsatz der Hochtemperaturelektrolyse sind wegen der hohen Einsatztemperaturen eher langsamere Lastwechsel und eine geringe Zahl an Anfahrprozessen vorgesehen, so dass beim Einsatz dieser Technologie von Laständerungen zur Unterstützung der Flexibilität der Stromnachfrage auszugehen ist. Eine Integration überschüssigen Stroms ist beim Einsatz der Hochtemperaturelektrolyse im geringeren Maßstab und vor allem durch Lastmanagement zu erwarten.

Soll der Wasserstoff im Verkehrssektor genutzt werden, muss für die zeitliche Entkoppelung der fluktuierenden Kraftstoffherstellung und der kontinuierlichen Nutzung im Verkehrssektor eine

Speicherung des Wasserstoffs vorgesehen sein. Dies kann über Kavernen- und Röhrenspeicher stattfinden oder beim Bau eines Rohrleitungssystems über die Speicherung im Verteilnetzwerk.

Bei der Verwendung des Wasserstoffs in Syntheseprozessen ergeben sich durch eine fluktuierende Wasserstoffherstellung weitere Herausforderungen. Wird Kohlenstoff aus der Biogasherstellung oder aus Industrieprozessen für die Kraftstoffsynthese verwendet, fällt dieser Inputstrom im Gegensatz zur Wasserstoffproduktion kontinuierlich an. Um den Kohlenstoff möglichst effizient zu nutzen, muss die Syntheseanlage somit entweder kontinuierlich in Betrieb sein oder es muss eine Zwischenspeicherung des Kohlenstoffs für die Betriebsstunden der Syntheseanlage erfolgen. Erfolgt bei der Kraftstoffherstellung ein kontinuierlicher Betrieb der Syntheseanlage, muss für die flexible Wasserstoffherstellung eine Zwischenspeicherung des Wasserstoffs erfolgen. Im gegensätzlichen Fall eines variablen Betriebs der Syntheseanlage, weisen Methanisierungsanlagen durch ihre schnelleren Laständerungen und den Möglichkeiten des An- und Abfahrens Vorteile gegenüber FT-Anlagen auf.

Durch die Notwendigkeit zweier Umwandlungsprozesse und eines zusätzlichen Stoffstroms erweist sich die zeitlich flexible Produktion von Kohlenwasserstoffen aus Strom somit im Vergleich zur Wasserstoffproduktion als komplexer, wodurch sich die Integration ungenutzter erneuerbarer Energieträger erschwert. Dagegen weisen die Kohlenwasserstoffe Vorteile in Bezug auf die Verteilinfrastruktur auf, in der nach Erweiterungen und Anpassungen bestehender Lager und Speicher (z. B. das Erdgasrohrleitungssystem) genug Speicherkapazitäten für eine zeitliche Entkoppelung der Produktion und der Nutzung im Verkehrssektor zur Verfügung stehen.

3.4. Kohlenstoffbedarf und Mengenbegrenzung

Die Ausbeute an Kohlenstoff aus biogenen und fossilen Prozessen hängt, wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, u.a. von dem Anteil der Anlagen, die mit einer technischen Einheit zur Kohlenstoffdioxidabscheidung versehen sind, und mit dem Betrieb der Syntheseprozesse (z. B. Zwischenspeicherung des Kohlenstoffdioxids) zusammen. Unter der Annahme, dass 50% des Kohlenstoff aus biogenen und fossilen Prozessen gemäß Nitsch et al. (2012) für die Herstellung stromgenerierter Kraftstoffe nutzbar sind, könnte im Jahr 2050 rd. 400 PJ FT-Kraftstoff oder rd. 650 PJ Methan pro Jahr hergestellt werden (Tabelle 2-1), was gemäß den Annahmen in Kapitel 3.2 einem Strombedarf von rd. 230 TWh bzw. 340 TWh entspricht¹⁴.

Durch den geringeren Kohlenstoffbedarf weist Methan gegenüber FT-Kraftstoffen ein höheres Mengenpotenzial auf, wobei anzumerken ist, dass sich selbst bei einer vollständigen Ausnutzung der Emissionen aus Kraftwerken, Industrie- und Biogasanlagen das Potenzial an strombasierten Methan in der Größenordnung des Bedarfs des Verkehrssektors liegen wird, der nicht durch elektrische Antriebe befriedigt werden kann¹⁵. Bei dem wahrscheinlicheren Fall einer nur teilweisen Ausnutzung des Kohlenstoffaufkommens aus biogenen und fossilen Quellen wird demnach ein Teil der Endenergienachfrage des Verkehrssektors gedeckt werden können, so dass entweder andere Energieträger eingesetzt oder auf die Kraftstoffproduktion aus atmosphärischem Kohlenstoffdioxid zurückgegriffen werden muss, was allerdings mit zusätzlichen deutlichen Wirkungsgradverlusten verbunden wäre. Wasserstoff weist keine durch die Kohlenstoffdioxidverfügbarkeit bedingte Mengenbegrenzung auf. Mengenbegrenzungen ergeben sich dabei jedoch durch andere Faktoren (z. B. Verfügbarkeit von Strom, Anzahl der Elektrolyseure, verfügbare Infrastruktur).

Wie zu Anfang des Kapitels angedeutet, folgt für den Stromsektor aus einer starken Nutzung von strombasierten Kraftstoffen ein bedeutender Anstieg der Nachfrage aus dem Verkehrssektor. Wird die Erreichung des Endenergieziels für den Verkehrssektor zugrunde gelegt, verringert sich der Endenergiebedarf des Verkehrs auf rund 1500 PJ im Jahr 2050. Werden 10 % davon über

¹⁴ Die Bruttostromerzeugung im Jahr 2012 in Deutschland beläuft sich auf 618 TWh.

¹⁵ In Nitsch et al. (2012) sind das ca. 1300 PJ.

strombasierte Kraftstoffe zur Verfügung gestellt, ergibt sich je nach Kraftstoff ein zusätzlicher Strombedarf von 70 – 90 TWh (125 – 135 TWh beim Einsatz von atmosphärischem Kohlenstoffdioxid). Dies stellt 11 – 15 % (20 – 22 %) der heutigen Bruttostromerzeugung dar¹⁶. Neben der erwarteten Nachfrage durch den Einsatz batterieelektrischer Mobilität würde ein zweiter starker Nachfrager aus dem Verkehrssektor in den Strommarkt integriert werden. Ohne zusätzliche erneuerbare Erzeugungskapazitäten könnte die mengenmäßige Verfügbarkeit (erneuerbaren) Stroms somit eine relevante Limitierung für die direkte und indirekte Nutzung von Strom im Verkehrssektor darstellen.

3.5. Infrastrukturanpassungen

Die Verteilinfrastruktur spielt in Bezug auf die Nutzung der verschiedenen Kraftstoffoptionen eine entscheidende Rolle, da mit ihrer Hilfe die Energieträger nicht nur vom Ort der Herstellung zu den Tankstellen transportiert werden, sondern die Verteilinfrastruktur auch die Speicherfunktion für die zeitliche Entkoppelung der Kraftstoffherstellung und der Nutzung im Verkehrssektor übernehmen kann und soll.

Da Wasserstoff bisher vor allem in Industrieprozessen eingesetzt und daher zumeist in der Nähe der Prozesse hergestellt wird, besteht außer einem kurzen Rohrleitungssystem in Westdeutschland bisher keine Verteilinfrastruktur für Wasserstoff. Eine Möglichkeit der großräumigen Verteilung wäre die Beimischung bis zu einer vorgegebenen Grenze in das Erdgasnetz, wobei der Wasserstoff für die Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen wieder vom Erdgas getrennt werden müsste. Wegen des dafür benötigten Energieaufwands ist eine solche Lösung eher unwahrscheinlich. Daher müsste für eine flächendeckende Versorgung mit Tankstellen entweder ein Rohrleitungssystem oder eine Infrastruktur mit Kavernen und Röhrenspeichern und einer Verteilung mit Hilfe von Lkw aufgebaut werden. Neben den dafür aufzuwendenden Kosten stellt sich die Frage, in welchem Zeitraum der Aufbau einer solchen Infrastruktur durchgeführt werden kann. Eine Alternative mit eher regionalen/lokalen Rohrleitungsnetzwerken könnte bei einer dezentralen Lösung mit vielen, kleineren Onsite-Elektrolyseuren gegeben sein.

Bei der Produktion von Methan kann die bestehende Infrastruktur des Erdgasnetzwerkes für die Verteilung zu den Tankstellen und zur Speicherung des Kraftstoffes genutzt werden. Dazu müssten allerdings neue Sticleitungen zum Anschluss der Methanisierungsanlagen und der Tankstellen errichtet werden.

In Bezug auf den Anpassungsbedarf ist die Nutzung von FT-Kraftstoffen die Kraftstoffoption mit dem geringsten Anpassungsbedarf, da das Tankstellennetz für die eingesetzten Kraftstoffe bereits existiert. Leichte Anpassungen könnten sich durch veränderte Produktionsorte und die Notwendigkeit größerer Kraftstofflager ergeben, um die Kraftstoffproduktion zumindest teilweise von der Kraftstoffnutzung zu entkoppeln und somit für die Produktion zeitliche Flexibilität zu gewährleisten.

Ein weiterer Vorteil für den Einsatz von Methan und FT-Kraftstoffen ist die international bestehende Infrastruktur für die beiden Energieträger, die somit bei den angesprochenen Anpassungen auch den Einsatz im internationalen Verkehr ermöglichen würde. Für die Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeugen im Straßenverkehr müsste die Infrastruktur zumindest in Europa angepasst werden. Um eine Kostendegression für die Fahrzeugentwicklung und bedeutende Absatzzahlen von Brennstoffzellenfahrzeugen zu erreichen, wäre allerdings eine globale Nutzung

¹⁶ Für den Stromsektor gibt es das Sektorziel, die Bruttostromproduktion bis 2050 um 25 % gegenüber 2008 zu reduzieren. Somit würde eine Bruttostromproduktion von 463 TWh vorliegen. Der durch strombasierte Kraftstoffe induzierte Strombedarf würde einen Anteil von 15 – 19 % (27 – 29 %) an der gesamten Stromproduktion besitzen.

der Technologie hilfreich. Daher erscheint die Nutzung von Wasserstoff in Bereichen mit wenigen Orten der Betankung (z. B. Schiffsverkehr) zunächst plausibler.

3.6. Anwendung im Verkehrssektor

Die Möglichkeiten der Anwendung der verschiedenen Kraftstoffoptionen wurden bereits in Abschnitt 2.4 diskutiert, so dass dieses Thema an dieser Stelle nur zusammengefasst wird. Der Verkehrssektor beruht zurzeit zum großen Teil auf der Nutzung von Flüssigkraftstoffen, so dass die Nutzung von FT-Kraftstoffen mit den geringsten Änderungen im Verkehrssektor verbunden wäre und ein Einsatz in allen Bereichen des Verkehrssektors möglich ist. Die Nutzung von Methan erscheint in allen Bereichen des Verkehrssektors außer im Flugverkehr möglich, wobei wegen der geringeren volumetrischen Energiedichte im Schwerlastverkehr mit geringeren Reichweiten zwischen Tankvorgängen zu rechnen ist. Die Möglichkeiten des Einsatzes von Wasserstoff im Schwerlastverkehr sind umstritten, ein Einsatz im Flugverkehr erscheint wie bei Methan als nicht möglich, so dass sich für Wasserstoff die größten Einsatzrestriktionen im Vergleich zu den übrigen untersuchten Kraftstoffen ergeben.

Für die im Verkehrssektor eher wenig zum Einsatz kommenden Energieträger Methan und Wasserstoff ist allerdings noch die Abhängigkeit zum Infrastrukturausbau für diese beiden Kraftstoffe relevant, wobei ein Ausbau der Verkehrsinfrastruktur aus Kosten- und aus Nutzungsgründen nicht nur auf Deutschland beschränkt bleiben dürfte (siehe Abschnitt 3.5).

3.7. Zusammenfassung des Vergleichs der Kraftstoffoptionen

Strombasierte Kraftstoffe bieten die Möglichkeit, Strom indirekt in Bereichen des Verkehrssektors einzusetzen, in denen die direkte und effizientere Nutzung von Strom nicht möglich erscheint. Zudem ergibt sich bei Ausnutzung überschüssigen erneuerbaren Stroms die Möglichkeit, zusätzliche erneuerbare Energien in das Energiesystem einzubinden und somit mittel- bis langfristig die Treibhausgasemissionen der energienachfragenden Sektoren zu reduzieren. In Bezug auf den Verkehrssektor sind die strombasierten Kraftstoffe somit eine Alternative bzw. Ergänzung zum Einsatz von Biokraftstoffen, deren Nachhaltigkeit und Potenzial zur Treibhausgasreduzierung zurzeit diskutiert wird.

Wasserstoff weist die geringsten Energieverluste auf, ist bei einer geeigneten Infrastruktur im Vergleich zu den anderen Optionen am besten geeignet, fluktuierenden Überschussstrom in das Energiesystem zu integrieren und unterliegt mit Bezug auf den Kohlenstoffbedarf keiner Mengenbegrenzung. Die Anwendung im Verkehrssektor ist dagegen nicht in allen Bereichen möglich und es wäre der Aufbau einer kompletten Verteilinfrastruktur notwendig.

Bei Einsatz von Methan zeigen sich höhere energetische Verluste in der Prozesskette bis zur Tankstelle und die Gewährleistung der zeitlichen Flexibilität der Wasserstoffproduktion ist komplexer als bei der Wasserstoffproduktion ohne nachgeschaltete Syntheseschritte. Im Vergleich zu FT-Kraftstoffen ergibt sich aufgrund des geringeren Kohlenstoffbedarfs und der Möglichkeit kleinere Anlagen zu betreiben eine potenziell höhere Menge an Kraftstoff pro verfügbarem Kohlenstoff. Eine Anwendung scheint bei allen Verkehrsträgern bis auf den Flugverkehr prinzipiell möglich, erfordert jedoch die Verbreitung von Fahrzeugen mit Gasantrieb.

FT-Kraftstoffe zeichnen sich dadurch aus, dass nur geringfügige Infrastrukturanpassungen notwendig wären. In der Produktion der Kraftstoffe fallen allerdings die höchsten Energieverluste an und eine Integration erneuerbarer Energien erscheint durch den komplexen Syntheseprozess mit Nachbereitung der Produkte als schwierig.

4. Fazit

Aus dem Vergleich der stromgenerierten Kraftstoffe wird deutlich, dass alle Optionen Vor- und Nachteile in Bezug auf die Nutzung im Verkehrssektor besitzen. Aus heutiger Sicht ist zudem offen, inwieweit und ab welchem Zeitpunkt strombasierte Kraftstoffe zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien beitragen und welchen Treibhausminderungseffekt sie dadurch besitzen. Weiterhin stellt sich die Frage der mengenmäßigen Verfügbarkeit an Strom, sofern neben der batterieelektrischen Mobilität ein zweiter starker Nachfrager aus dem Verkehrssektor in den Strommarkt integriert werden soll. Im weiteren Verlauf des Projekts eMobil 2050 werden daher in Langfristszenarien die Wechselwirkungen zwischen dem Stromsektor und Verkehrssektor u.a. mit der Modellierung der Strombereitstellung untersucht und diskutiert.

Wie oben dargestellt, gilt jedoch für alle strombasierten Kraftstoffe, dass ihre Herstellung und Nutzung im Verkehrssektor mit hohen elektrischen Energieverlusten verbunden ist. Daher ist, so weit möglich, der direkte Einsatz von Strom aus energetischer Sicht eindeutig zu bevorzugen. In Bereichen, in denen der direkte Einsatz von Strom technisch nicht möglich oder mit erheblichen Einschränkungen verbunden ist, muss der Einsatz von strombasierten Kraftstoffen gegenüber den Alternativen, Biokraftstoffe oder auch fossilen Kraftstoffe, abgewogen werden.

Die Treibhausgasfreisetzung durch strombasierte Kraftstoffe hängt dabei sehr stark sowohl von der Entwicklung des Stromsektors als auch von der Konfiguration und dem Betrieb der Kraftstoffherstellung und -verteilung ab. Abhängig vom Stromeinsatz der Kraftstoffherstellung kann die CO₂-Bilanz von fossilen Kraftstoffen mittelfristig günstiger ausfallen als beim Einsatz stromgenerierter Kraftstoffe. Bei einer starken Dekarbonisierung der Stromerzeugung und einer zunehmenden Stromerzeugung mit erneuerbaren Energieträgern weisen strombasierte Kraftstoffe dagegen einen positiven Treibhausgaseffekt im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen auf.

Literatur

Dry 2001

High quality diesel via the Fischer-Tropsch process - a review. Journal of Chemical and Biotechnology 77. 2001.

Edwards et al. 2011

Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context - WTT APPENDIX 1 - Description of individual processes and detailed input data. JRC Scientific and technical Reports 2011.

Fachverband Biogas e.V. 2013

Branchenzahlen 2012 und Prognose der Branchenentwicklung 2013. 2013.

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) 2012

Basisdaten Bioenergie Deutschland – Festbrennstoffe Biokraftstoffe Biogas.2012.

Hermann et al. 2012

Potenziale und Chancen der Technologie zur CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen. 2012.

Hoeck 2006

The Shell GTL Process: Towards a World Scale Project in Qatar: the Pearl Project. DGMK-Conference "Synthesis Gas Chemistry". Dresden. Oktober 2006.

IEA (International Energy Agency) 2007

IEA Energy Technology Essentials – Hydrogen Production & Distribution. 2007.

Knörr et al. 2011

Aktualisierung Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030 (TREMODO, Version 5.2) für die Emissionsberichterstattung 2012 (Berichtsperiode 1990 – 2010) – Endbericht. 2011.

Leckel 2010

Upgrading of Fischer-Tropsch Products to Produce Diesel. Haldor Topsoe Catalysis Forum 2010. Munkerupgaard. August 2010.

Miege et al. 2013

Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem: Komponenten & Technologien. Januar 2013.

Müller-Syring et al 2013

Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. 2013.

Nitsch et al. 2012

Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012.

Rudloff 2003

Herstellung von biogenem FT-Kraftstoff – „Sundiesel made by CHOREN“ – mit dem CHOREN-Verfahren. Tagesveranstaltung "Biokraftstoffe - ein neuer Wirtschaftszweig entsteht". November 2003.

Specht et al. 2000

CO₂-Recycling zur Herstellung von Methanol - Endbericht. 2000.

Vogel et al. 2010

RENEW – Renewable fuels for advanced powertrains – Integrated Project – Sustainable energy systems – WP 5.4 Technical Assessment Scientific report – Section 2: Comparative Assessment of Different Production Processes. 2008.

Wietschel et al. 2010

Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freie Endenergieträger - Endbericht. 2010.