

# »Treibhausgasreduzierte Energieträger« – Herstellung und anwendungstechnische Eigenschaften

»Greenhouse Gas Reduced Fuels« – Production and Properties

Von Th. KUCHLING, A. AWGUSTOW und S. KURETI\*

\*Th. Kuchling, A. Awgustow und S. Kureti, Technische Universität Bergakademie Freiberg, E-Mail: thomas.kuchling@iec.tu-freiberg.de

0179-3187/19/07

DOI 10.19225/190702

© 2019 EID Energie Informationsdienst GmbH

## Abstract

More than 85% of the final energy demand in Germany is attributable to the provision of heat and cooling as well as to traffic. Against the background of a significant reduction in energy requirements (increased efficiency, improved building insulation,...) and increasing electrification, hydrocarbon based products are essential not only for supplying existing vehicle fleet and heating systems. For some applications (e.g. aviation, shipping) alternatives are difficult to imagine. In order to achieve the

environmental goal of an almost greenhouse gas-neutral energy and raw material supply by 2050, hydrocarbon-based liquid and gaseous fuels can and must make a significant contribution. The prerequisite for this is that the carbon cycles are closed, i.e. the amount of carbon dioxide released during combustion must be incorporated during fuel production in a timely manner. The article shows the various possibilities for the production of so-called greenhouse gas-reduced fuels and their potential.

## Kurzfassung

Mehr als 85 % des Endenergiebedarfs in Deutschland sind auf die Bereitstellung von Wärme und Kälte sowie auf den Verkehr zurückzuführen. Auch vor dem Hintergrund einer deutlichen Reduzierung des Energiebedarfs (Effizienzsteigerung, verbesserte Gebäude-

dämmung...) und zunehmenden Elektrifizierung sind kohlenwasserstoffbasierte Produkte nicht nur für die Versorgung des Bestandes unerlässlich. Für einige Anwendungsbereiche (z. B. Luftfahrt, Seeschifffahrt) sind Alternativen nur schwer vorstellbar. Um das umweltpolitische Ziel einer nahezu treibhausgasneutralen Energie- und Rohstoffversorgung ab 2050 zu erreichen, können und müssen auch kohlenwasserstoffbasierte flüssige und gasförmige Energieträger einen signifikanten Beitrag leisten. Voraussetzung dafür ist, dass die Kohlenstoffkreisläufe geschlossen werden, d. h. dass das bei der Verbrennung freiwerdende Kohlendioxid im Zuge der Kraftstoffherstellung zeitnah in adäquater Menge eingebunden wird. Der Beitrag zeigt die verschiedenen Möglichkeiten zur Herstellung sogenannter treibhausgasreduzierter Kraft- und Brennstoffe und deren Potenziale.



**EEK** Aus der Redaktion

## Leserbriefe

Diskutieren Sie mit und schreiben Sie uns Ihre Meinung per Mail an: [leserbriefe@eid.de](mailto:leserbriefe@eid.de)

(Foto: adobe.stock.com)

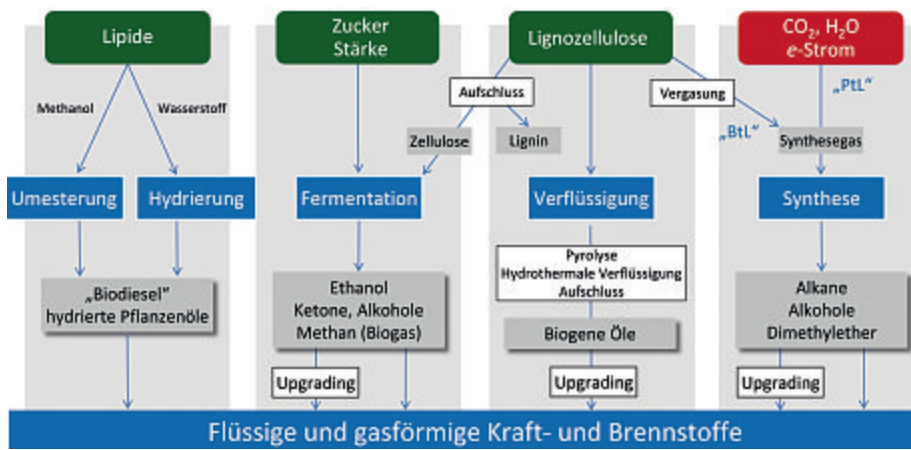


Abb. 1 Rohstoffe und Herstellungspfade für alternative Kraft- und Brennstoffe [9]

1. Einleitung

Eine drastische und schnelle Reduzierung der Emissionen an sogenannten Treibhausgasen (THG) wie Kohlendioxid oder Methan ist das Hauptinstrument zur Begrenzung der globalen Erwärmung. So sieht die Europäische Union eine schrittweise Reduzierung der gesamten THG-Emissionen um 80 bis 95 % bezogen auf den Basiswert von 1990 vor [1–2]. Gegenwärtig belaufen sich in Deutschland die energiebedingten Emissionen an Treibhausgasen auf etwa 766 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Jahr, davon entfallen 162 Mio. t auf den Straßenverkehr (2017) [3]. Als vergleichsweise wohlhabendes Land und eine der führenden Industrienationen der Welt obliegt Deutschland beim Klimaschutz eine Vorbild- und Vorreiterrolle, obwohl der deutsche Anteil an den globalen THG-Emissionen mit 2,3 % [4] vergleichsweise klein ist.

Durch folgende Maßnahmen können die energiebedingten Treibhausgasemissionen vermindert werden [5–8]:

- Steigerung der Effizienz bestehender Technologien bzw. Wechsel zu effizienteren Technologien,
- Reduzierung des Energiebedarfs (z. B. durch Vermeidung bzw. Verlagerung des Verkehrs oder intelligente Verkehrslösungen, Wärmedämmung).
- Ausbau erneuerbarer Energien (z. B. Windkraft, Photovoltaik)
- Einsatz von nachhaltig erzeugter Biomasse
- »Elektrifizierung« in allen Verbrauchssektoren inklusive Verkehr und Wärme:
  - direkte Nutzung in batterieelektrischen bzw. Hybrid-Kraftfahrzeugen, in elektrischen Heizungen bzw. Wärmepumpen oder
  - indirekt über strombasierte flüssige bzw. gasförmige Energieträger, teilweise in Kombination mit sogenannter »Carbon Capture and Utilization« (CCU)
- »Carbon Capture and Storage« (CCS), insbesondere für eine nahezu vollständige THG-Reduktion.

Diese Maßnahmen führen zu einer Ver-

ringerung des Primärenergiebedarfs sowie zu einer Verlagerung des Endenergieeinsatzes weg von konventionellen Kraft- und Brennstoffen auf fossiler Basis hin zu biogenen Produkten, regenerativ erzeugtem Strom sowie synthetischen strom- bzw. biomassebasierten flüssigen und gasförmigen Energieträgern. Treibhausgas-Neutralität ist nicht mit einer kohlenstofffreien Wirtschaft identisch. Vielmehr besteht die Herausforderung in der Schließung der Kohlenstoffkreisläufe, d. h. die bisher überwiegend eingesetzten fossilen Kohlenstoff- und Wasserstoffquellen müssen schrittweise durch regenerative Rohstoffe (z. B. Biomasse) ersetzt werden.

2. Herstellungspfade und Entwicklungsstand  
2.1 Übersicht

Für die Herstellung von kohlenwasserstoffbasierten Energieträgern kommen grundsätzlich alle kohlenstoffhaltigen Rohstoffe in Frage. Insbesondere Biomassen als nachwachsende Kohlenstoffträger aber auch das in der Atmosphäre enthaltene Kohlendioxid spielen bei der nachhaltigen Produktion von Kraft- und Brennstoffen mit einem nur geringen »CO<sub>2</sub>-Fußabdruck« eine zentrale Rolle. Abbildung 1 gibt einen Überblick zu den verschiedenen Rohstoffklassen und den Möglichkeiten zur Gewinnung flüssiger Kraft- und Brennstoffe. Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Prozessketten enthält [9].

Ölpflanzen aber auch verschiedene Algenarten enthalten Lipide, die extrahiert und verhältnismäßig einfach in Kraft- und Brennstoffe überführt werden können. Durch Umesterung mit Methanol wird der sogenannte Biodiesel hergestellt. Alternativ führt eine Hydrierung zu reinen paraffinischen Kohlenwasserstoffen [10–11]. Neben den frischen biogenen Rohstoffen spielen auch recycelte Speiseöle (Used Cooking Oil) als Rohstoff eine wichtige Rolle.

Kohlenhydrate, wie Zucker, Stärke oder auch Zellulose, können durch eine Fermentation zu Ethanol und höheren Al-

koholen, Ketonen oder auch aliphatischen Kohlenwasserstoffen abgebaut werden [12–14]. Diese sind direkt oder ggf. nach einem chemischen Upgrading als Substitut für Kraft- und Brennstoffe geeignet. Einsatzstoffe sind zucker- und stärkehaltige Pflanzen sowie Lignozellulose (Holz, Stroh).

Über den Weg der direkten Verflüssigung lassen sich beliebige organische Ausgangsstoffe zu biogenen Ölen umsetzen. In der Regel erhält man Vielstoffgemische mit hohen Anteilen an Sauerstoff und Stickstoff [15–17], die einer aufwändigen Aufarbeitung (Upgrading) durch Hydrierung bedürfen [18–21].

Auch die Erzeugung von Synthesegas (CO/H<sub>2</sub>-Gemische) durch Vergasung stellt an die chemische Zusammensetzung der Edukte keine hohen Anforderungen, so dass ebenfalls Lignozellulose oder auch undefinierte Biomassen als Rohstoffe in Betracht kommen [22–23]. Synthesegase lassen sich zudem auch biomasseunabhängig auf der Basis von Kohlendioxid und Wasser unter Einsatz von elektrischer Energie gewinnen [8, 24]. Über verschiedene Synthesen (z. B. Fischer-Tropsch-Synthese, Methanolsynthese) können die Gase in hochwertige flüssige oder gasförmige Energieträger überführt werden. Derartige Prozessketten werden als Biomass-to-X- bzw. Power-to-X-Verfahren bezeichnet (BtX, PtX). »X« steht dabei für beliebige Produkte.

Die gegenwärtig am Markt verfügbaren Kraftstoffe Biodiesel und Bioethanol werden überwiegend aus Pflanzen hergestellt, die auch als Nahrungs- bzw. Futtermittel in Betracht kommen. Überdies ist bei Einsatz derartiger Biomassen eine direkte oder indirekte Änderung der Landnutzung nicht auszuschließen [25]. Daher wird die energetische Nutzung von öl- und stärke- bzw. zuckerhaltigen Pflanzen kritisch diskutiert. Die Anrechnung als Biokraftstoff ist durch gesetzliche Vorgaben limitiert (in Deutschland max. 6,5 % energetisch). Eine weitere Absenkung ist vorgesehen.

2.2 Synthetische Kraft- und Brennstoffe

Eine besondere Stellung nehmen synthetische Produkte ein, da über die Zwischenstufe Synthesegas – ein Gemisch aus Kohlenoxiden und Wasserstoff – eine Entkopplung von Rohstoffeigenschaften und Produkteigenschaften erreicht werden kann. Unabhängig von der Herkunft des Synthesegases stehen verschiedene Verfahren und Prozessrouten zur Verfügung mit denen eine große Bandbreite an Produkten, teilweise mit maßgeschneiderten Eigenschaften, erzeugt werden kann (Abb. 2). Das macht diese Prozesse speziell für die Herstellung von sehr hochwertigen Produkten mit vergleichbar guten oder sogar besseren Eigenschaften als konventionelle Kraft-

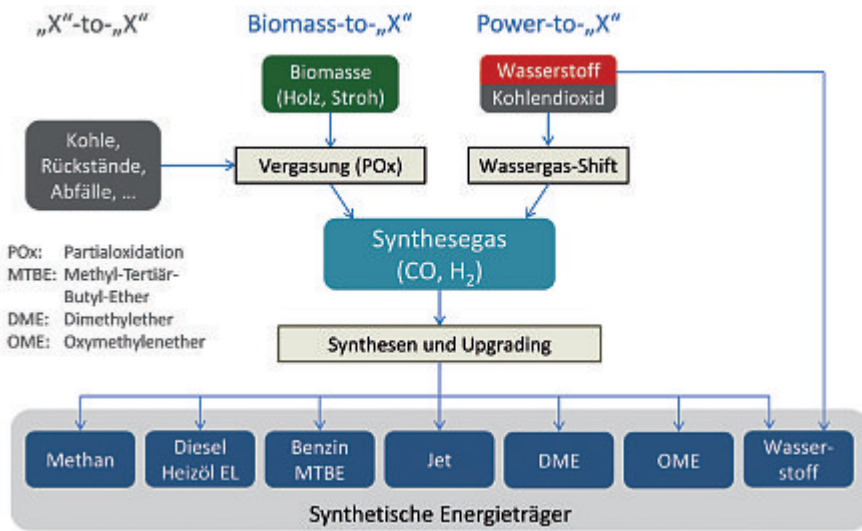


Abb. 2 Herstellung synthetischer Kraft- und Brennstoffe

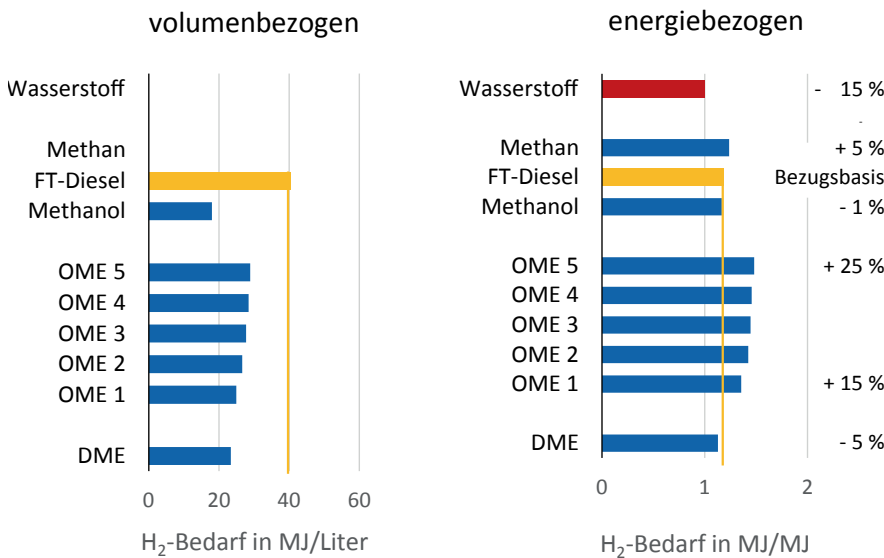
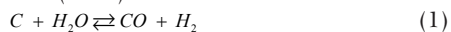


Abb. 3 Stöchiometrischer Wasserstoffbedarf für die Herstellung verschiedener E-Fuels (Kohlenstoffquelle CO<sub>2</sub>)

und Brennstoffe äußerst interessant. Zudem erscheint es nur mit diesen Prozessketten möglich zu sein, den enormen Bedarf an THG-reduzierten bzw. THG-freien Brennstoffen abzudecken.

Grundsätzlich lassen sich diese Prozessketten in die Synthesegaserzeugung und die eigentliche Kraft- bzw. Brennstoffsynthese unterteilen.

Bei BtX-Verfahren entsteht das Synthesegas (Wasserstoff und Kohlenmonoxid) direkt aus der Vergasung der eingesetzten Biomasse. Diese beruht, stark vereinfacht, auf der heterogenen Wassergasreaktion (Gl. 1) sowie der Boudouard-Reaktion (Gl. 2):



Bei Einsatz von Biomasse liefert die Vergasung für die nachfolgenden Synthesen zu wenig Wasserstoff im Verhältnis zum Kohlenmonoxid, so dass über die Wassergas-Shift-Reaktion (3):



aus überschüssigem Kohlenmonoxid zusätzlicher Wasserstoff erzeugt werden muss. Das vermindert die Kohlenstoffeffizienz, da das gebildete Kohlendioxid nicht mehr für die Synthesen zur Verfügung steht. Um die Ausbeute bei der Biomassevergasung zu erhöhen kann im sogenannten PBTX-(Power and Biomass-to-X)-Verfahren der benötigte Wasserstoff stattdessen auch elektrolytisch erzeugt werden, so dass der in der Biomasse gebundene Kohlenstoff vollständig in die Zielprodukte überführt werden kann [26].

Bei PtX-Verfahren wird aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff und Kohlendioxid mittels der reversen Wassergas-Shift-Reaktion Kohlenmonoxid hergestellt. Zusammen mit weiterem Wasserstoff bildet dieses das Synthesegas (Abb. 2). Um diesen Schritt einzusparen, wird derzeit an Verfahren zum direkten Einsatz von CO<sub>2</sub>

statt CO in den Synthesen geforscht [27]. Da hierbei elektrischer Strom als einzige Energiequelle fungiert, werden die PtX-Produkte auch als E-Fuels bezeichnet.

Unabhängig von der Herkunft des Synthesegases stehen verschiedene Syntheseverfahren mit einer großen Bandbreite an Produkten zur Verfügung (Abb. 2):

Ausgehend von Synthesegas lassen sich flüssige Kraft- und Brennstoffe sowohl über die Fischer-Tropsch-Synthese als auch die Methanolsynthese herstellen. Beide Verfahren sind ausgereift und werden seit langem großtechnisch eingesetzt. Methanol kann direkt als Benzinkomponente Verwendung finden, aber auch zu Produkten mit besseren anwendungstechnischen Eigenschaften weiterverarbeitet werden:

- zwei Methanalmoleküle können unter Wasserabspaltung zu Dimethylether (DME) zusammengefügt werden. DME ist hervorragend für den Einsatz in Dieselmotoren geeignet, da es eine gute Cetanzahl mit einer rußfreien Verbrennung kombiniert [28]. Es ist jedoch nur bei erhöhtem Druck (ähnlich wie Flüssiggas) flüssig, kann also nur bei geeignet umgerüsteten Fahrzeugen eingesetzt werden.

- Ether mit mehreren Ethergruppen pro Molekül bilden die Gruppe der Oxymethylenether (OME). Wie auch das chemisch ähnliche, kleinere Molekül DME enthalten diese keine direkte C-C-Bindung, so dass sie rußfrei verbrennen [29–30]. Sie sind zudem flüssig und erfordern nur geringe Anpassungen am Dieselfahrzeug. Nach dem Stand der Technik führt die Synthese über das Zwischenprodukt Formaldehyd [24, 31]. Bei dessen Erzeugung aus Methanol mittels katalytischer Oxidation geht allerdings ein nicht zu vernachlässigender Teil der Ausgangsenergie verloren [24]. Aus diesem Grund wird derzeit an alternativen Prozessrouten geforscht, bei denen eines der Zwischenprodukte (Methylal) ohne den energieaufwändigen Umweg über Formaldehyd erzeugt wird [32, 33].

- Ein weiterer Weg zur Nutzung von Methanol ist die direkte Umwandlung in ein hochoktaniges aromatenreiches Benzin, über das sogenannte Methanol-to-Gasoline-Verfahren (MtG) bzw. Syngas-to-Fuel-Verfahren (STF) [34, 35]. In einem ersten Schritt wird DME erzeugt; mittels schrittweiser Methylierung durch eine Methanolanlagerung unter Wasserabspaltung können α-Olefine mit Kettenlängen von 6–7 C-Atomen gewonnen werden. Durch Ringschlussreaktionen und Dehydrierung sind Aromaten zugänglich.

- Wird die Reaktion bei Kettenlängen von 2–3 abgebrochen, erhält man die kurzkettigen Olefine Ethen und Propen (Methanol-to-Olefins, MtO) [36]. Durch

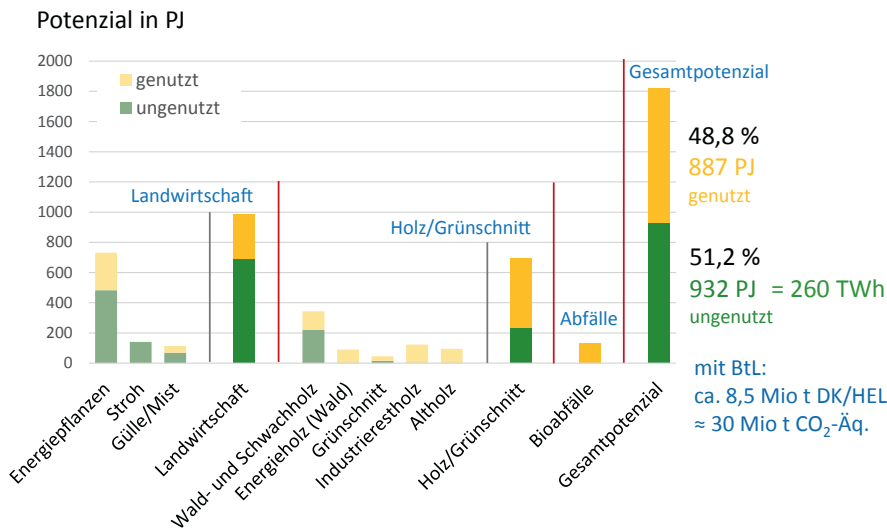


Abb. 4 Biomassepotenzial in Deutschland 2050 nach [41]

Oligomerisierung und Hydrierung können daraus verzweigte Kohlenwasserstoffe mit einer gewünschten Siedelagerzeugung erzeugt werden [37]. Diese Prozessroute ist für die Erzeugung von Diesel und insbesondere von Kerosin von großem Interesse, da diese verzweigten Isoalkane herausragende Eigenschaften für diese Anwendung aufweisen (Zündwilligkeit, Kältebeständigkeit, Verbrennungsverhalten).

Alternativ zur Methanolsynthese kann mit Hilfe der Fischer-Tropsch-Synthese ein Gemisch aus aliphatischen Kohlenwasserstoffen erzeugt und daraus über weitere Verfahrensschritte (Destillation, Hydrocracken, Hydroisomerisierung) insbesondere Diesel und Kerosin gewonnen werden [38, 39]. Prinzipiell ist auch die Herstellung von Benzin möglich, aufgrund des aliphatischen Charakters sind jedoch zusätzliche Prozessschritte erforderlich, um aromatenhaltige und damit klopfste Ottokraftstoffe zu erhalten (katalytisches Reforming) [38].

Eine weitere Synthese stellt die Methanisierung dar, bei der als Endprodukt lediglich Methan hergestellt wird.

Benötigt man nur Wasserstoff, z. B. für die Substitution von bisher aus fossilen Quellen hergestelltem Hydrierwasserstoff in Erdölraffinerien [40], kann die Kohlendioxidgewinnung eingespart werden. Im Falle der Herstellung aus Biomasse könnte die Wasserstoffausbeute über die Wassergas-Shift-Reaktion, bei der das im Vergasungsgas enthaltene Kohlenmonoxid verbraucht wird, erhöht werden [26].

**2.3 Wasserstoffbedarf bei Power-to-X-Prozessen**

Für die Erzeugung von E-Fuels über PtX-Prozessketten ist der Wasserstoffbedarf ein Gradmesser für Effizienz der jeweiligen Routen. Da der zweite Ausgangsstoff Kohlendioxid keine nutzbare Energie mit einbringt, muss der gesamte Energiebedarf über den Wasserstoff und damit

letztlich durch grünen Strom bereitgestellt werden.

Die in Abbildung 3 dargestellten Wasserstoffbedarfe entsprechen exakt den stöchiometrisch für die jeweiligen Reaktionen notwendigen Mengen und stellen so das jeweilige absolute Minimum dar. Für das Vielstoffgemisch Fischer-Tropsch-Diesel beziehen sich die Angaben auf die stöchiometrische Produktion von n-Hexadecan (Cetan) als repräsentative Komponente.

In Abbildung 3 links ist die notwendige Menge an Wasserstoff für einen Liter des entstehenden Kraftstoffs dargestellt, die großen Unterschiede zwischen den Produkten leiten sich bei diesem Vergleich aus den verschiedenen Energiedichten ab. So hat Fischer-Tropsch-Diesel als reiner Kohlenwasserstoff die höchste Energiedichte, benötigt dadurch aber selbstverständlich auch mehr Wasserstoff pro Produktvolumen.

Wird hingegen der Wasserstoffbedarf für die Herstellung der verschiedenen Produkte auf deren Energieinhalt (Heizwert) bezogen, reduzieren sich zumeist die großen Unterschiede (Abb. 3 rechts). Insbesondere Methan, Fischer-Tropsch-Diesel und Methanol sowie das daraus erzeugte DME besitzen einen sehr ähnlichen spezifischen Wasserstoffbedarf, ausgedrückt in MJ Wasserstoff pro MJ nutzbarer Energie. Die Schwankungen bei Bezug auf Fischer-Tropsch-Diesel liegen zwischen -5% (DME) und +5% (Methan). Anders sieht es bei der Erzeugung von OME über die Zwischenprodukte Methanol und Formaldehyd aus.

Dazu wird Methanol partiell oxidiert, wobei ein nicht unerheblicher Anteil der mit dem Wasserstoff bereitgestellten Energie für das Produkt verloren geht. Im Ergebnis liegen die H<sub>2</sub>-Bedarfe um mehr als 15% über dem für Fischer-Tropsch-Diesel. Mit zunehmender Kettenlänge der OME steigt der Mehrbedarf auf bis zu 25% an.

Bei dieser Betrachtungsweise erweist sich erwartungsgemäß die direkte Nutzung des Wasserstoffs als die effizienteste Lösung, da Exergieverluste durch weitere Wandlungen entfallen. Es ist jedoch zu beachten, dass etwaige andere Verluste (z. B. Diffusion bei Wasserstoff) nicht berücksichtigt wurden.

**3. Rohstoffe**

Entscheidend für die Umwelteinwirkung ist die Herkunft der Hauptelemente Kohlenstoff und Wasserstoff. Neben fossilen Energieträgern (Mineralöl, Erdgas, Kohle), auf deren Grundlage konventionelle Kraft- und Brennstoffe in Hauptsache hergestellt werden, kommen speziell unter Aspekten der Nachhaltigkeit weitere Rohstoffquellen in Betracht:

- Kohlenstoff: Kohlendioxid aus Industrieabgasen oder der Atmosphäre, Biomasse, Biogas, Beiprodukt Fermentation, (Abfall)
- Wasserstoff: Elektrolyse-H<sub>2</sub>, Biomasse, Biogas, (Abfall)

Auch bei der Nutzung alternativer Kraft- und Brennstoffe erfolgt am Ende eine Verbrennung zu Wasser und Kohlendioxid. Im Gegensatz zu fossilen Rohstoffen wurde der Kohlenstoff zeitnah über den Weg der Fotosynthese bzw. durch die direkte Nutzung von Kohlendioxid eingebunden, so dass die Kohlenstoffkreisläufe geschlossen sind (THG-Neutralität). Allerdings sind die Herstellung/Gewinnung alternativer Kohlenstoff- und Wasserstoffquellen sowie deren Verarbeitung und der Transport mit Energieaufwendungen und Emissionen verbunden, die in einer Treibhausgasbilanz zu berücksichtigen sind (CO<sub>2</sub>-Footprint).

**3.1 Biomasse**

Das in Deutschland verfügbare, nachhaltig nutzbare Biomassepotential wird in verschiedenen Studien auf 1.000 bis 1.800 PJ geschätzt [41]. Davon werden derzeit schon knapp 900 PJ für verschiedene Zwecke genutzt (Abb. 4).

Der Gesamtbedarf an Energie kann nicht durch einheimische Biomasse gedeckt werden. Auch für den Energiebedarf im Verkehrssektor reicht die vorhandene Menge bei weitem nicht aus, selbst wenn gegebene Nutzungskonkurrenzen nicht berücksichtigt werden und vorausgesetzt wird, dass die zur Verfügung stehende Biomasse vollständig für die Gewinnung von Kraftstoffen und nicht, wie heute, überwiegend zur Bereitstellung von Wärme und Strom, eingesetzt wird.

Aus der als bisher ungenutzt ausgewiesenen Bioenergie könnten unter Anwendung von BtX-Verfahren hypothetisch ca. 8,5 Mio. t Mitteldestillate – das entspricht etwa 15% des Bedarfs an Dieselkraftstoff und leichtem Heizöl – hergestellt werden. Betrachtet man allerdings den europäischen Rahmen ergibt sich ein etwas an-

deres Bild. Schätzungen zum energetischen Biomassepotenzial der EU belaufen sich auf 14.000 bis 18.000 PJ [42, 43]. Ausgehend von einem realistisch erscheinenden Wert von 15.000 PJ und unter der Annahme, dass dieses Potenzial entsprechend der Bevölkerungszahlen der einzelnen Mitgliedsstaaten genutzt wird (Deutschland hat mit 83 Mio. Einwohnern einen Anteil von 16 % an der Gesamtbevölkerung der EU), ergibt sich, abzüglich der derzeit genutzten Biomasse, ein hypothetisches Biokraftstoffpotenzial von mehr als 15 Mio. t an Kraft- oder Brennstoffen.

**3.2 Kohlendioxid**

Synthetische Kraftstoffe, die mittels PtX-Verfahren erzeugt werden, benötigen eine Kohlenstoff- und eine Wasserstoffquelle. Der Wasserstoff mittels Elektrolyse wird aus Wasser erzeugt. Kohlenstoffquelle für die PtX-Verfahren ist Kohlendioxid.

Als Quelle für Kohlendioxid kommen Industrieabgase mit einem CO<sub>2</sub>-Gehalt von 15 bis 20 % in Frage. Falls diese nicht verfügbar sind, kann alternativ CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre, die 410 ppm CO<sub>2</sub> enthält, gewonnen werden. Eine weitere, hochkonzentrierte und zudem regenerative Quelle ist Biogas, das bis zu 50 % CO<sub>2</sub> enthalten kann. Die Abtrennung erfolgt mit Hilfe von Absorptions- bzw. Chemisorptionsverfahren, die umso effektiver arbeiten, je konzentrierter das Kohlendioxid im Ausgangsgas vorliegt. Die Anlagen zur Gewinnung von Kohlendioxid sind prinzipiell Stand der Technik [71, 72]. Auch für die Abtrennung aus der atmosphärischen Luft werden industrielle Anlagen angeboten, wenngleich auch in einem sehr kleinen Maßstab [44]. Der Strombedarf für die CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus der Atmosphäre beträgt etwa 300–450 kWh/t CO<sub>2</sub>, das entspricht etwa 5–7 % des Energiebedarfs für die Wasserelektrolyse [8]. Allerdings besteht ein sehr hoher Bedarf an Niedertemperaturwärme (1.500–2.000 kWh/t CO<sub>2</sub>) für die Desorption und Regeneration der Filter [8, 45, 46].

**3.3 Strom**

In Deutschland beträgt die Nettostromerzeugung gegenwärtig ca. 600 TWh, davon werden fast 40 % regenerativ (Wind- und Wasserkraft, Photovoltaik) gewonnen [47]. Für den weiteren Ausbau einer nachhaltigen Stromerzeugung bedarf es auch vor dem Hintergrund des für das Jahr 2022 beschlossenen »Atom-Ausstiegs« gewaltigen Anstrengungen. Mit der diskutierten Sektorkopplung, also der weitgehenden Elektrifizierung der Wärme- und Transportsektoren, wäre ein zusätzlicher erneuerbarer Strombedarf von mehr als 1.000 TWh verbunden [9, 48]. Es ist schwer vorstellbar, dass dieser immense

Bedarf an »grünem Strom« allein im Inland gedeckt werden kann. Die Energieversorgung in Deutschland war und ist in sehr hohem Maße von den Importen an fossilen Energieträgern Erdöl, Ergas und Kohle abhängig. Deutschland wird weiterhin ein Importland für Energie bleiben, allerdings wird zukünftig die Einfuhr an Strom bzw. strombasierten Energieträgern im Vordergrund stehen.

**4. Produkte**

**4.1 Prozessketten und Produkte – Übersicht**

Bei den entstehenden Produkten handelt es sich entweder um

- Einzelstoffe bzw. einfache Stoffgemische als drop-in-fähige Zumischkomponenten,

- Vielstoffgemische als vollwertige Kraft-/Brennstoffe bzw. Zumischkomponenten oder

- Vielstoffgemische oder Einzelkomponenten als nicht oder nur bedingt drop-in-fähige Alternativen.

Die betrachteten Produkte sind in Tabelle 1 geordnet nach Produkt- bzw. Prozessgruppen zusammengefasst.

**Produkteigenschaften**

In den Tabellen 2 bis 4 sind die anwendungstechnischen Eigenschaften im Vergleich mit den entsprechenden Anforderungen, die durch Normen an die jeweiligen Produkte gestellt werden, zusammengefasst. Viele der in Tabelle 2 aufgeführten alternativen Ottokraftstoffe

Tab. 1 Produkte – Übersicht

	Prozesskette	Produkt	Verwendung
<b>Synthetische Kraftstoffe</b> ausgehend von Synthesegas aus Biomasse bzw. Strom	FT-Synthese	Paraffine	OK, DK, HEL, Jet-Komponente
	MeOH-Synthese	Methanol/MTBE	OK-Komponente
	- Syngas-to-Fuel (STF) [35]	STF-Benzin	OK
	- DME-Synthese	DME	DK-Alternative
	- OME-Synthese	OME's	DK-Komponente
	KeroSyn [37, 49]	Isoalkane	Jet, Jet-Komponente
<b>Fermentationsbasierte Kraftstoffe</b> aus Kohlenhydraten (Zucker, Stärke oder Zellulose)	Alkoholische Gärung	Ethanol/ETBE	OK-Komponente
	ABE-Fermentation und Kondensation	Isoalkane	Jet-, DK-, HEL-Komponente
	Fermentation mit spezieller Hefe [50]	Fernesen/Fernesan	Jet-, DK-, HEL-Komponente
<b>Biogene ölbasierte Kraftstoffe</b> aus Lipiden	Alcohol-to-Jet (AtJ) [51]	Isoalkane	Jet-, DK-, HEL-Komponente
	Umesterung	Pflanzenöl	DK, HEL-Substitut
	Hydrierung/Isomerisierung	Biodiesel/FAME	DK, HEL-Komponente
<b>Veredlungsprodukte</b> aus Biomasse	Reaktivdestillation [52] und Hydrierung [53]	HVO/HEFA <sup>1)</sup>	DK, HEL-(Komponente)
	Hydrothermale Verflüssigung (HTL) und Hydrierung [20] [18]	CVO, hydriert <sup>2)</sup>	DK, HEL-(Komponente)
	TCR <sup>3)</sup> [15] + Hydrierung	Algen-Biocrude, hydriert	OK-, DK-, HEL-, Jet-Komponente
		Biocrude, hydriert	DK-, HEL-(Komponente)

<sup>1)</sup> HVO: Hydrierte Pflanzenöle, HEFA: Hydrierte Ester und Fettsäuren  
<sup>2)</sup> CVO: Cracked Vegetable Oil  
<sup>3)</sup> TCR: Thermisch-katalytisches Reforming

Tab. 2 Ottokraftstoffkomponenten – Eigenschaften [35]

Parameter	OK	Methanol	Ethanol	1-Butanol	ETBE	STF
ROZ	95	106 <sup>1)</sup>	108 <sup>1)</sup>	94 <sup>2)</sup>	117	92,5–95
Heizwert [MJ/l]	32,0	15,4	21,2	27,0	27,0	ca. 32
Kraftstoffäquivalent [l/l]	1,0	0,48	0,66	0,84	0,84	ca. 1
Dichte (15,5 °C) [g/l]	720–775	796	794	814	750	720–760
Aromatengehalt [Vol.-%]	max. 35	keine	keine	keine	keine	26–35
O-Gehalt [Ma.-%]	0–2,7	50	35	22	16	0
Siedetemperatur [°C]	25–210	65	78	118	73	40–210
Dampfdruck (37,8 °C) [kPa]	< 60 (So) < 90 (Wi)	32	16	0,67 (bei 20 °C)	ca. 40	50–60
Löslichkeit in Wasser (20 °C) [g/100g]	vernachlässigbar	vollständig mischbar	vollständig mischbar	20,1	1,2	vernachlässigbar

<sup>1)</sup> OZ-Index (für Blending): >130 <sup>2)</sup> Isobutanol: ROZ:106

Tab. 3 Mitteldestillatkomponenten – Eigenschaften [54–56]

Parameter	DK	HEL	Rapsöl	RME <sup>1)</sup>	HVO	OME 4	DME
Cetanzahl [-]	> 51	–	36	54	>70	84	55
Heizwert [MJ/l]	36,0	(45,4) <sup>2)</sup>	34,3	33,2	34,3	19,5	20,7
Kraftstoffäquivalent [l/l]	1,0	1,0	0,95	0,92	0,95	0,54	0,58
Dichte (15,5°C) [g/l]	820–845	max. 860	916	870–900	770–790	1.083	740
Filterierbarkeit (CFPP) [°C]	-20 (Wi) 0 (So)	– -12–10	nicht messbar	-12	-5– -25	-10	-141
Flammpunkt [°C]	min. 55	min. 55	285	188	>61	88	-42
Viskosität (40 °C) [mm <sup>2</sup> /s]	2–4,5	max. 6,0 <sup>3)</sup>	30	3,5–5	2–4	1,75	0,19 <sup>4)</sup>
Siedeverlauf °C	200–360	200–360	Zersetzung	321–350	200–320	202	-25

<sup>1)</sup> Palmölmethylester: CZ: 62 CFPP: +13, <sup>2)</sup> Brennwert in MJ/kg, <sup>3)</sup> bei 20 °C, <sup>4)</sup> bei 25 °C

Tab. 4 Jet-Fuel-Komponenten – Eigenschaften [50–59]

Parameter	Jet A1	FT-Jet <sup>1)</sup>	AtJ	Farnesan
Heizwert [MJ/kg]	min. 42,8	n. b.		44,2
Dichte (15,5 °C) [g/l]	775–840	743–755	757	774
Rußpunkt [mm]	min. 25	n. b.	>>25	>>25
Freezing Point [°C]	max. -47	-43		< -100
Aromatengehalt [Vol.-%]	max. 25	keine	keine	keine
Viskosität (-20 °C) [mm <sup>2</sup> /s]	max. 8	3,5		
Flammpunkt [°C]	min. 38	42	49	109
Siedebeginn [°C]	max. 205	140	175	247
Siedeende [°C]	max. 300 <sup>2)</sup>	280	250	

<sup>1)</sup> eigene Untersuchungen (Hydroisomerisierung FT-Produkt, FT-Feed: Sunfire)  
<sup>2)</sup> durch Flammpunkt und Freezing Point eingengt

sind sauerstoffhaltige Einzelkomponenten (z. B. Ethanol). Diese besitzen in der Regel eine gute Klopfestigkeit, jedoch einen verringerten Heizwert. Der Dampfdruck der sauerstoffhaltigen Komponenten liegt teilweise unter dem von fossilem Ottokraftstoff. Dabei ist zu beachten, dass der Dampfdruck bei einer geringen Beimischung polarer sauerstoffhaltiger Komponenten, wie Ethanol, zu fossilstämmigem Ottokraftstoff jedoch erhöht wird. Ein weiterer Unterschied besteht in der Wasseraffinität der meisten sauerstoffhaltigen Komponenten. STF-Benzin, ein Kohlenwasserstoffgemisch mit einem hohen Aromatenanteil, besitzt zu fossilem Ottokraftstoff vergleichbare Eigenschaften.

Auch für Dieselkraftstoff und Heizöl EL gibt es sauerstoffhaltige Substitute, wie Pflanzenöl, Biodiesel/Fettsäuremethylester FAME (z. B. Rapsölmethylester RME) oder DME bzw. OME. Während der Sauerstoffanteil bei den pflanzenölbasierten Substituten relativ gering ist und kaum eine Auswirkung auf den volumetrischen Heizwert zeigt, ist dieser bei DME und OME deutlich reduziert.

Paraffinische Dieselsubstitute wie HVO oder Fischer-Tropsch-Diesel sind in ihren Eigenschaften dem fossilen Dieselkraftstoff bzw. Heizöl EL sehr ähnlich. Sie besitzen eine hohe Cetanzahl sowie eine gute Lagerstabilität im Vergleich zu FAME.

Ihre Dichte ist jedoch vergleichsweise gering, wodurch sich ein etwas geringerer volumetrischer Heizwert ergibt.

Bei den derzeit zugelassenen alternativen Jet-Fuels handelt es sich fast ausnahmslos um paraffinische Treibstoffe. Diese besitzen in der Regel eine geringe Dichte. Der massebezogene Heizwert ist jedoch höher als bei fossilem Jet. Die Kälteeigenschaften lassen sich auf relativ niedrige Werte einstellen.

#### 4.2 Drop-in-Fähigkeit Ottokraftstoff

Für die Drop-in-Fähigkeit von THG-reduzierten Ottokraftstoffen nach der derzeit gültigen DIN EN 228 ist im Wesentlichen der Sauerstoffanteil relevant. Dieser ist normseitig auf 2,7 Ma.-% (für E5) bzw. 3,7 Ma.-% (für E10) limitiert, so dass sich für sauerstoffhaltige Komponenten eine Beimischungsgrenze ergibt. Methanol ist auf 3 Vol.-% limitiert, jedoch sind in China Kraftstoffe mit einem relativ hohen Methanol-Anteil (aus Kohlevergasung) üblich [60]. Für Ethanol ist ein Kraftstoff mit bis zu 85 Vol.-% Ethanol genormt, dieses sogenannte E85 setzt jedoch Modifikationen am Fahrzeug voraus.

Bei den synthetisch hergestellten Ottokraftstoffen aus der Fischer-Tropsch-Synthese bzw. des Produkts des Syngas-to-Fuel-(STF)- bzw. Methanol-to-Gasoline-Verfahrens (MtG) gibt es normseitig kei-

ne Beschränkungen, sofern durch Upgrading die Einhaltung der nach DIN EN 228 geforderten Eigenschaften sichergestellt werden kann. Dieses Upgrading ist bei Fischer-Tropsch-Benzin, welches zu großen Teilen aus n-Paraffinen und n-Olefinen besteht und daher eine viel zu geringe Klopfestigkeit aufweist, aufwendig. Im Vergleich dazu erfüllt STF-Benzin schon die meisten Anforderungen und muss nur geringfügig aufbereitet werden. Gasförmige Komponenten wie Methan, Wasserstoff und LPG eignen sich auch als Ottokraftstoffe. Dafür sind jedoch gewisse Umbauten vonnöten, insbesondere das Tanksystem muss für die höheren auftretenden Drücke ausgelegt werden. In gängiges Benzin nach DIN EN 228 kann lediglich Butan beigemischt bzw. gelöst werden, dabei ist der normseitig festgelegte Dampfdruck nicht zu überschreiten.

#### Dieselmotorkraftstoff, Heizöl EL

Als Mitteldestillatsubstitut kommt unter anderem verarbeitetes bzw. unverarbeitetes Pflanzenöl in Betracht. Während unverarbeitetes Pflanzenöl aufgrund seiner hohen Viskosität Modifikationen im Fahrzeug bzw. im Brenner bedingt, können umgeesterte (FAME) bzw. hydrierte Pflanzenöle (HVO) in gewissen Grenzen als Drop-in-Fuel eingesetzt werden.

Pflanzenöl und FAME zeigen aufgrund der vielen Doppelbindungen durch ungesättigte Fettsäuren verhältnismäßig starke Alterungserscheinungen durch Lagerung, dadurch können in Systemen, bei denen der Kraft- bzw. Brennstoff lange im Tank verweilt, Probleme auftreten. Als Beispiel wären Heizölbrenner zu nennen. So wird FAME im Heizöl EL nur als Kontamination bis 0,5 Vol.-% toleriert. Aber auch Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge, falls sie selten auf Langstrecken eingesetzt werden, oder nur saisonal in Betrieb genommene Fahrzeuge, wie Motorboote, benötigen praktisch biodieselfreie Treibstoffe. HVO und auch der chemisch sehr ähnliche Fischer-Tropsch-Diesel bestehen im Wesentlichen aus Paraffinen. Diese besitzen gute Kraft- und Brennstoffeigenschaften wie z. B. eine hohe Cetanzahl, hohe Lagerstabilität und gut einstellbare Kälteeigenschaften. Allerdings sind sie praktisch aromatenfrei, so dass anwendungstechnische Probleme auftreten können: abquellende, undicht werdende Dichtungen [61] oder Versagen des Flammwächters in Brennern aufgrund der geringen Flammfärbung [62] sowie Schwierigkeiten bei der Füllstandsmessung aufgrund der deutlich niedrigeren Dichte. Die Beimischung von paraffinischen Produkten ist im Falle von Dieselmotorkraftstoff nach DIN EN 590 lediglich durch die untere Dichtegrenze limitiert, für Heizöl EL gibt es derzeit keine Beimischungsgrenze für HVO bzw. Fischer-Tropsch-Diesel. So könnten auch schein-

Tab. 5 Ottokraftstoffe – Drop-in-Fähigkeit und Beimischgrenzen

Kraftstoff	Beimischgrenze in Vol.-% nach DIN EN 228		weitere Normen, Bemerkungen
	O-Gehalt: bis 2,7 Ma.-%	O-Gehalt: bis 3,7 Ma.-%	
Methanol	3	3	keine weitere Normierung in D, Methanolkraftstoff in China Materialverträglichkeit, Wasseraffinität, geringer volumetrischer Heizwert
Ethanol	5	10	E85 mit bis zu 85 % (DIN EN 15293) geringer Dampfdruck, Materialverträglichkeit, Wasseraffinität, geringer volumetrischer Heizwert
1-Butanol	≈11-12	15	keine weitere Normierung in D geringer Dampfdruck, Materialverträglichkeit
ETBE	15	22	keine weitere Normierung in D
STF-Benzin	100 (abhängig von Upgrading)		Roh-STF besitzt Eigenschaften sehr nahe an DIN EN 228 durch geringfügiges Upgrading (insb. Durolisomerisierung) wird Norm weitestgehend erfüllt.
FT-Benzin	100 (abhängig von Upgrading)		Roh-FT-Benzin besitzt sehr ungünstige Eigenschaften, aufwendiges Upgrading notwendig
Bio/PtG-Methan	0		gasförmig, 100 % in CNG-Kfz (DIN EN 16723-2), auch als Brenngas einsetzbar (DIN EN 16723-1)
Bio/FT-LPG	mehrere % (nur Butan, begrenzt durch Dampfdruck)		Flüssiggas, 100 % in Autogas-Kfz (DIN EN 589, DIN 51622)

bar normgerechte Produkte u. U. technische Probleme verursachen.

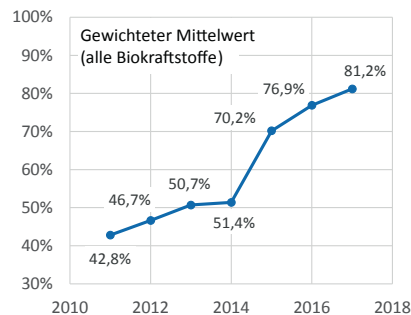
Zu nennen sind Probleme mit dem Flammwächter aufgrund der deutlich veränderten Flammfärbung, sowie Probleme bei der Füllstandsmessung aufgrund der deutlich niedrigeren Dichte.

Weitere Dieselmotoren sind Dimethylether (DME) und die darauf basierende homologe Reihe der Oxymethylenether (OME). Da darin keine C-C-Bindungen vorhanden sind, verbrennen diese Stoffe nahezu rußfrei, so dass Dieselmotoren mit einer angepassten Motorsteuerung nahezu emissionsfrei betrieben werden können. Der Aufwand für eine Abgasnachbehandlung kann somit deutlich verringert werden. Diese Stoffe können jedoch nicht ohne Probleme eingesetzt werden. So ist DME ein Flüssiggas und erfordert ähnliche Anpassungen des Fahrzeugs wie der Einsatz von LPG für Ottomotoren. OME sind durch ihre Löslichkeits- und Quelleigenschaften, nicht kompatibel mit derzeitigem Dieselmotoren nach DIN EN 590.

**Flugturbinentreibstoff (Jet)**

Die Drop-in-Fähigkeit von THG-reduzierten Jet-Fuels wird durch die ASTM D7566 geregelt. Hierbei ist zu beachten, dass nicht nur die Eigenschaften und Zusammensetzung der einzelnen Treibstoffe von Bedeutung ist, sondern auch die Herkunft im Sinne des allgemeinen Produktionsprinzips. Derzeit sind Fischer-Tropsch-Kerosin, HVO, AtJ aus Isobutanol, sowie Farnesan als alternative Jet Fuels zugelassen, jedoch nur bis zu maximal 50 Vol.-% je nach Treibstoff.

THG-Reduzierung (Referenz DK)



THG-Minderung und Bioquote

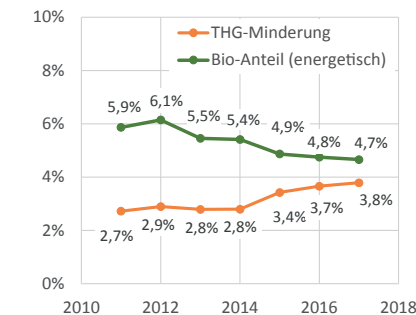


Abb. 5 Mittlere spezifische THG-Reduzierung der eingesetzten Biokraftstoffe (links) und Biokraftstoffanteile bzw. die mit ihnen erreichte THG-Minderung im Verkehr (rechts) [63]

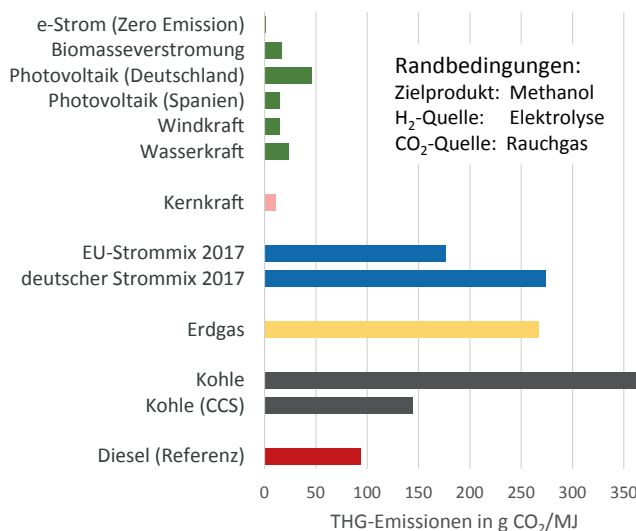


Abb. 6 THG-Emissionen von Synthetischen Kraftstoffen. Eigene Berechnungen, Datengrundlage [64–67]

**5. THG-Reduzierung**

Die Minderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu den konventionellen fossilen Produkten ist eines der wichtigsten Beurteilungsparameter für alternative Energieträger. Dabei führen insbesondere die »Well-to-Tank«-Emissionen, die aus der Gewinnung, der Verarbeitung und dem Transport der erneuerbaren Produkte resultieren, zu einem spezifischen »CO<sub>2</sub>-Fußabdruck«. Dagegen können die bei der eigentlichen Verbrennung entstehenden Emissionen (»Tank-to-Wheels«) als treibhausgasneutral betrachtet werden. Im Fall von Anbaubiomassen (Ölpflanzen, stärke- und zuckerhaltige Pflanzen) sind zusätzlich Lachgas-Emissionen zu berücksichtigen, die auf den Einsatz von Düngemitteln zurückzuführen sind. Diese sind nach heutigem Kenntnisstand selbst bei einer weitestgehend treibhausgasneutralen Bereitstellung von Energie in der Zukunft nicht vermeidbar.

Die Abbildung 5 (links) zeigt die Entwicklung der mittleren Treibhausgasminde- rung, die mit den in Deutschland in Ver- kehr gebrachten Biokraftstoffen erreicht wurde [63]. In den letzten Jahren haben

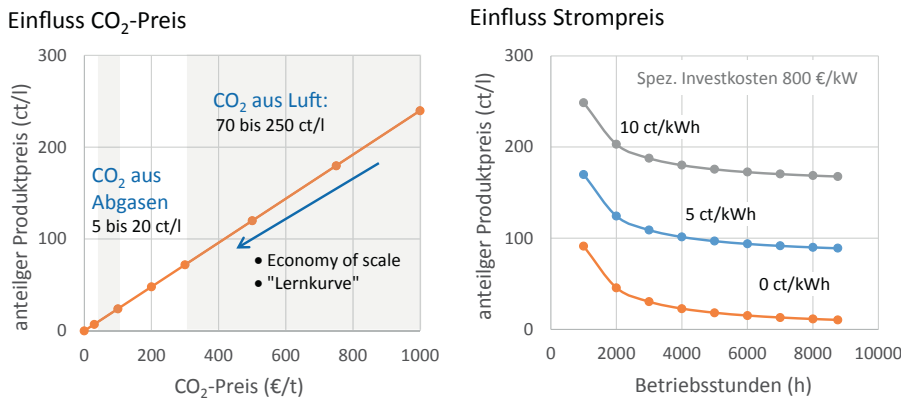


Abb. 7 Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises (links) und des Strompreises (rechts) auf die Produktkosten (anteilig)

Herstellungskosten in Cent/Liter Kraftstoffäquivalent

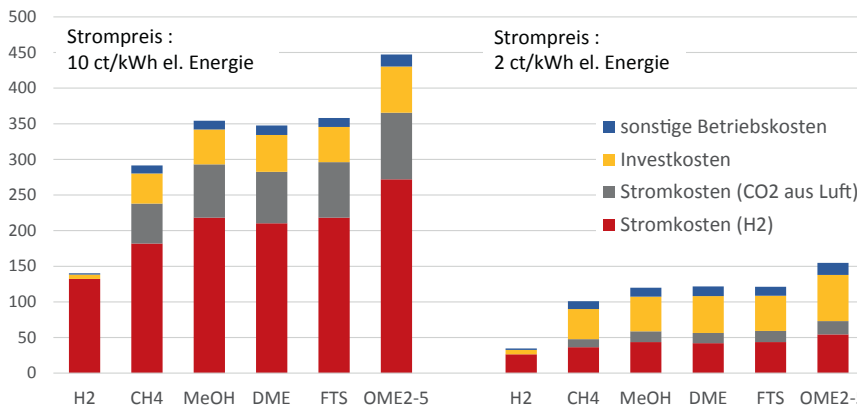


Abb. 8 Abschätzung der Herstellungskosten für E-Fuels für 2030. Eigene Berechnungen, Datengrundlage [8]

sich die spezifischen Emissionen nahezu halbiert; das ist vor allem auf den Einsatz von Rohstoffen mit geringen spezifischen THG-Emissionen sowie von recycelten Altölen («UCO») zurückzuführen. Diese Entwicklung führt dazu, dass immer höhere THG-Minderungen mit geringeren Anteilen an Biokraftstoffen erreicht werden (Abb. 5, rechts).

Synthetische Kraftstoffe können weitestgehend treibhausgasneutral hergestellt werden. Bei den biomassebasierten Produkten wird die für die Herstellung benötigte Energie über den Energieinhalt der Biomasse eingebracht. Das bedingt eine relativ kleine energetische Ausbeute von 40 bis 50 % führt aber nicht zu erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Bei E-Fuels hängt der CO<sub>2</sub>-Footprint wesentlich von der Herkunft des für die Elektrolyse erforderlichen Stroms ab, wie Abb. 6 beispielgebend für die Herstellung von Methanol zeigt. Wird die mit der Stromerzeugung einhergehende CO<sub>2</sub>-Emission mit einbezogen erhält man gegenwärtig gegenüber der fossilen Referenz (Dieselkraftstoff) stark erhöhte Treibhausgasausstöße.

6. Kraftstoffkosten

6.1 Biokraftstoffe

Die Preise für die gegenwärtig am Markt befindlichen Biokraftstoffe unterliegen

dem Wettbewerb. Generell ist festzustellen, dass die Beschaffungskosten (ohne Steuern) von Ethanol und Biodiesel mit denen der fossilen Referenzprodukte vergleichbar sind [68, 69]. Die Kosten für die Herstellung sind allerdings vom eingesetzten Rohstoff und dessen Marktpreis abhängig.

Demgegenüber wird die größere Verarbeitungstiefe bei höher veredelten Biokraftstoffen auch zu höheren Herstellungskosten führen. Bei synthetischen »BtL«-Produkten liegen die veröffentlichten Angaben im Bereich zwischen etwa 80 und 250 ct/Liter Kraftstoffäquivalent [26, 70], wobei sich als wesentliche Kostenbestandteile die Investitionen für die kostenintensiven Vergasungsanlagen und die Aufwendungen für deren Instandhaltung herauskristallisiert haben [26]. Ähnliche Kosten werden auch für die Herstellung von Ethanol aus Lignozellulose genannt [70].

6.2 Strombasierte Kraft- und Brennstoffe (E-Fuels)

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) hat eine sehr detaillierte Kostenanalyse für die Herstellung synthetischer Energieträger durchgeführt [26]. Dabei wurden Herstellungskosten für strombasierte Kraftstoffe (Fischer-Tropsch-Synthese) in Abhängigkeit von

der Anlagengröße im Bereich zwischen 280 und 300 ct/l Kraftstoffäquivalent ermittelt [26]. Der Preis wird vor allen Dingen durch den für die Wasserelektrolyse benötigten Strom bestimmt.

Abbildung 7 (rechts) zeigt den Einfluss des Strompreises auf die anteiligen, nur auf die Bereitstellung des Wasserstoffs verursachten Produktkosten. Für die Darstellung wurde von spezifischen Investkosten ausgegangen, die heute für alkalische Elektrolyseure typisch sind (800 €/kW). Die Investitionskosten spielen vor allem bei wenig ausgelasteten Anlagen eine große Rolle, ab einer Nutzung von mehr als 4.000 Betriebsstunden im Jahr sinkt der auf den Kraftstoff umgeschlagene Einfluss der Investitionskosten auf deutlich unter 25 ct/l. Neben einer hohen Anlagenauslastung sind vor allem niedrige Strompreise von weit unter 5 ct/kWh Voraussetzung für moderate Produktpreise.

Ein weiterer Kostenfaktor für E-Fuels ist die Bereitstellung von Kohlendioxid. Wie Abb. 7 (links) zeigt, sind die anteiligen Produktkosten sehr stark von der genutzten CO<sub>2</sub>-Quelle abhängig. Für konzentrierte Punktquellen entstehen Kosten zwischen 5 und 20 ct/l Kraftstoffäquivalent [7, 71, 72]. Dagegen sind für die Abscheidung des Kohlendioxids aus der Luft aus heutiger Sicht selbst unter Berücksichtigung von »Lernkurven« Abscheidungskosten von ca. 300 €/t CO<sub>2</sub> zu erwarten [8, 45]. Auf den Produktpreis umgeschlagen, entspricht das anteiligen Kosten von 70 ct/l Kraftstoff.

Abbildung 8 ermöglicht einen Vergleich der zu erwartenden Herstellungskosten für unterschiedliche E-Fuels. Die Abschätzung beruht auf Grundannahmen und Daten (z. B. Investitionskosten, CO<sub>2</sub>-Preise, Lebensdauer der Anlagen...), die aus einer Studie der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) [8] adaptiert wurden. Für die Projektion auf das Jahr 2030 wurden Kosten senkungen durch verringerte Investitionskosten der Elektrolyseure und Skaleneffekte durch größere Anlagen im Jahr 2030 unterstellt.

Die Darstellungen zeigen, dass sich die Herstellungskosten für Fischer-Tropschprodukte (FTS), Dimethylether (DME) oder Methanol auf einem ähnlichen Niveau einstellen werden. Die synthetische Gewinnung von Methan führt zu etwas günstigeren Produktpreisen. Dagegen ergeben sich bei der Herstellung von Oxymethylenethern (OME2-5) höhere Kosten, die aus der bereits erwähnten Oxidation von Methanol zum Zwischenprodukt Formaldehyd resultieren. Erwartungsgemäß erreicht man mit der direkten Nutzung des Wasserstoffs (z. B. für den Einsatz in Raffinerien zur Substitution von bisher aus fossilen Quellen gewonnenen Wasserstoffs oder auch als Kraftstoff im Bereich der Mobilität) die



niedrigsten energiebezogenen Herstellungskosten.

Wird von einem Strompreis von 10 ct/kWh (das entspricht etwa dem gegenwärtigen Preis für Industriekunden) ausgegangen liegen die Herstellungskosten in der o. g. Größenordnung [8, 26, 73] und damit oberhalb der für »BtL«-Brennstoffe vorausgesagten Preise und deutlich höher als die Beschaffungskosten konventioneller Produkte (linke Abbildung). Für Deutschland ist eine starke Absenkung des Strompreises nur schwer vorstellbar. Dagegen werden für geografisch günstiger gelegene Regionen (z. B. Südeuropa, Nordafrika, Skandinavien) in Zukunft Gesteigungskosten von 2 ct/kWh als realistisch angesehen [5, 73]. Unter diesen Bedingungen können E-Fuels für 120 ct/l (DME, FTS) bis 150 ct/l Kraftstoffäquivalent hergestellt werden.

## 7. Zusammenfassung

Es existieren zahlreiche Möglichkeiten, um die verschiedenen biogenen und nicht biogenen Rohstoffe in gasförmige oder flüssige Energieträger ohne bzw. mit einem nur geringen »CO<sub>2</sub>-Fußabdruck« zu überführen. Die entstehenden Produkte unterscheiden sich jedoch teilweise erheblich von den fossilen Referenzprodukten, aber auch untereinander. Während einige Syntheserouten so gesteuert werden können, dass je nach Bedarf Benzin, Jet oder Dieselmotortreibstoff bzw. Heizöl EL erzeugt werden kann, eignen sich andere Produkte nur für eine spezielle Anwendung.

Die Produkte können in den derzeit vorhandenen Fahrzeugen, Flugzeugen oder Brennern die bestehenden fossilstämmigen Einsatzstoffe nicht immer vollständig ersetzen, da sie häufig abweichende Eigenschaften besitzen. So können die derzeit überwiegend genutzten Kraftstoff-Substitute Ethanol und Biodiesel nur zu 10 Vol. % bzw. 7 Vol. % beigemischt werden ohne größere Kompatibilitätsprobleme zu verursachen. Andere Stoffe sind aufgrund ihrer Eigenschaften gar nicht drop-in-fähig. So bedingt das prinzipiell gut als Substitut für Dieselmotortreibstoff geeignete Flüssiggas DME aufgrund seines Aggregatzustandes Umbauten an Dieselfahrzeugen in denen es eingesetzt werden soll.

In hohem Maße drop-in-fähig sind lediglich Produkte, die nahezu vollständig aus Kohlenwasserstoffen bestehen. Rein paraffinische Kraft- und Brennstoffe sind in den meisten ihrer Eigenschaften sehr gut als Substitut speziell für Mitteldestillatanwendungen geeignet. Allerdings kann sich das Fehlen von Aromaten u. a. in ihrem Verhalten gegenüber Kunststoffen, durch eine geringere Dichte oder in einer anderen Flammfärbung bemerkbar machen. Derartige Produkte können entweder synthetisch oder über ein meist sehr

aufwändiges Upgrading aus biogenen Rohstoffen hergestellt werden. Vor dem Hintergrund der Rohstoffverfügbarkeit und des überaus großen Bedarfs an THG-reduzierten Kraft- und Brennstoffen haben vor allem sogenannte E-Fuels (Power-to-X) ein hohes Potenzial für die Schließung der Kohlenstoffkreisläufe in der Zukunft.

Innerhalb der »PtX«-Pfade weist der direkte Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff/Energieträger die beste Effizienz auf. Die für die Herstellung von flüssigen Produkten erforderlichen Synthesen führen demgegenüber zu einem etwas schlechteren Gesamtwirkungsgrad. Flüssige Produkte sind allerdings für einige Anwendungen unerlässlich. Für sie ist sowohl verbrauchs- als auch herstellungsseitig eine (globale) Infrastruktur vorhanden. Aufgrund ihrer hohen Energiedichte und Speicherbarkeit sind flüssige Produkte insbesondere für den Langstrecken-, Luft- und Seeverkehr prädestiniert. Allerdings ist unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen die Herstellung von synthetischen Kraft- und Brennstoffen noch nicht wirtschaftlich darstellbar.

**Der Beitrag beruht auf Ergebnissen einer Studie, die momentan im Auftrag des DGMK-Forschungsausschusses Treibhausgasreduzierung angefertigt wird.**

## Abkürzungsverzeichnis

AtJ	Alcohols-to-Jet
BtL	Biomass-to-Liquid
BtX	Biomass-to-X
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CFPP	Cold Filter Plugging Point
CNG	Compressed Natural Gas
CVO	Cracked Vegetable Oil
DK	Dieselmotortreibstoff
DME	Dimethylether
ETBE	Ethylterbutyl-Ether
EU	Europäische Union
FAME	Fatty Acid Methyl Ether
FT	Fischer-Tropsch-
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
HEFA	Hydrierte Ester und Fettsäuren
HEL	Heizöl extraleicht
HVO	Hydrogenated Vegetable Oil
MTBE	Methylterbutylether
MtG	Methanol-to-Gasoline
MtO	Methanol-to-Olefines
OK	Ottomotortreibstoff
OME	Oxymethylenether
PtX	Power-to-X
RME	Rapsölmethylester
ROZ	Research-Oktananzahl
STF	Syngas To Fuel
TCR	Thermisch Catalytisches Reforming
THG	Treibhausgas
UCO	Used Cooking Oil

## Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission: Ein sauberer Planet für alle – Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft, Mitteilung COM(2018) 773, 2018.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutzplan 2050, Kabinettsbeschluss vom 14. November, 2016.
- [3] Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen., Bericht, 2019.
- [4] BP: Statistical Review of World Energy 2017, Bericht, 2018.
- [5] Prognos, Fraunhofer UMSICHT, dbfz: Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende, Studie im Auftrag des MWV, 2018.
- [6] dena: Zwischenfazit dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess, 2017.
- [7] Prognos, Boston Consulting Group: Klimapfade für Deutschland, Studie im Auftrag des BDI, 2018.
- [8] FVV, Ludwig Bölkow Systemtechnik LBST: Renewables in Transport 2050 – Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity, Studie, 2016.
- [9] Awgustow, A.; Kuchling, T.; Wollmerstädt, H.: Herstellung THG-reduzierter flüssiger Kraft- und Brennstoffe, Studie im Auftrag des Instituts für Wärme und Oeltechnik (IWO), 2017.
- [10] Gusmão, J.; Brodzki, D.; Djéga-Mariadassou, G.; Frety, R.: Utilization of vegetable oils as an alternative source for diesel-type fuel: hydrocracking on reduced Ni/SiO<sub>2</sub> and sulphided Ni-Mo/γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, in: Catalysis Today 5(4), S. 533-544, 1989.
- [11] Awgustow, A.; Kuchling, T.; Kureti, S.: Hydrierung von Pflanzenölen – Co-Processing mit Mitteldestillaten in Raffinerien, in: Erdöl Erdgas Kohle 132(10), S. 370ff, 2016.
- [12] Ni, Y.; Sun, Z.: Recent progress on industrial fermentative production of acetone-butanol-ethanol by Clostridium acetobutylicum in China, in: Applied Microbiology and Biotechnology 83(3), S. 415–423, 2009.
- [13] Breittkreuz, K.; Menne, A.; Kraft, A.: New Process for sustainable fuels and chemicals from bio-based alcohols, in: Biofuels, Bioproducts & Biorefining 8, S. 504–515, 2014.
- [14] Peralta-Yahya, P. P.; Ouellet, M.; Chan, R.; Mukhopadhyay, A.; Keasling, J. D.; Lee, T.S.: Identification and microbial production of a terpene-based advanced biofuel, in: Nature Communications 2(483), S. 1–8, 2011.
- [15] Neumann, J.; Binder, S.; Apfelbacher, A.; Gasson, J. R.; Ramirez Garcia, P.; Hornung, A.: Production and characterization of a new quality pyrolysis oil, char and syngas from digestate – Introducing the thermocatalytic reforming process, in: Journal of Analytical and Applied Pyrolysis 113, S. 137–142, 2014.
- [16] Apaydin-Varol, E.; Uzun, B. B.; Önal, E.; Pütün, A. E.: Synthetic fuel production from cottonseed: Fast pyrolysis and a TGA/FT-IR/MS study, in: Journal of Analytical and Applied Pyrolysis 105, S. 83–90, 2014.
- [17] Subagyono, D. J.; Marshall, M.; Jackson, W. R.; Chaffee, A. L.: Pressurized thermal and hydrothermal decomposition of algae, wood chip residue, and grape marc: A comparative study, in: Biomass and Bioenergy 76, S. 141–157, 2015.
- [18] Elliott, D. C.; Hart, T. R.; Schmidt, A. J.; Neuenchwander, G. G.; Rotness, L. R.; Olarte, M. V.; Za-

- cher, A. H.; Albrecht, K. O.; Hallen, R. T.; and Holladay, J. E.: Process development for hydrothermal liquefaction of algae feedstocks in a continuous-flow reactor, in: *Algal Research* 2(4), S. 445–454, 2013.
- [19] Katzer, J. R.; Sivasubramanian, R.: Process and Catalyst Needs for Hydrodenitrogenation, in: *Catalysis Reviews* 20(2), S. 155–208, 1979.
- [20] Wollmerstädt, H.; Kuchling, T.; Dombrowski, L.; Petrick, I.; Kureti, S.: Flüssige Energieträger aus Mikroalgen, in: *Erdöl Erdgas Kohle* 135(1), S. 27–34, 2019.
- [21] Beltramone, A. R.; Crossley, S.; Resasco, D. E.; Alvarez, W. E.; Choudhary, T. V.: Inhibition of the Hydrogenation and Hydrodesulfurization Reactions by Nitrogen Compounds over NiMo/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, in: *Catalysis Letters* 123, S. 181–185, 2008.
- [22] Dahmen, N.; Dinjus, E.; Kolb, T.; Arnold, U.; Leibold, H.; Stahl, R.: State of the art of the bioliq<sup>®</sup> process for synthetic biofuels production, in: *Environmental Progress & Sustainable Energy* 31(2), S. 176–181, 2012.
- [23] Molino, A.; Chianese, S.; Musmarra, D.: Biomass gasification technology: The state of the art overview, *Journal of Energy Chemistry* 25(1), S. 10–25, 2016.
- [24] 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes »Power-to-X«: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X), Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien, 2018.
- [25] Umweltbundesamt: Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm), Studie, 2016.
- [26] Albrecht, F. G.; König, D. H.; Baucks, N.; Dietrich, R.-U.: A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study, in: *Fuel* 194, S. 511–526, 2017.
- [27] Haag, S.; Castillo-Welter, F.; Schuhmann, T.; Williams, B.; Oelmann, T.; Günther, A.; Gorny, M.: How to Convert CO<sub>2</sub> to green Methanol, in *Oil Gas 45(2)*, S. 67–70, 2019.
- [28] Huang, Z. H.; Chen, H. Y.; Zhou, L. B.; Jiang D. M.; and Wang, H. W.: Study of combustion characteristics of a compression ignition engine fuelled with dimethyl ether, in: *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part D: Journal of Automobile Engineering* 213(6), S. 647–652, 1999.
- [29] Härtl, M.; Seidenspinner, P.; Jacob, E.; Wachtmeister, G.: Oxygenate screening on a heavy-duty diesel engine and emission characteristics of highly oxygenated oxymethylene ether fuel, in: *Fuel* 153, S. 328–335, 2015.
- [30] Härtl, M.; Pélerin, D.; Gaukel, K.; Dworschak, P.; Wachtmeister, G.: OME als Reinstoff: Emissionsreduktion bei Dieselmotoren durch sauerstoffhaltige synthetische Kraftstoffe, in: *Zukünftige Kraftstoffe* (Hrsg.: Maus, W.), Springer, 2019, S. 799–813.
- [31] Oestreich, D.: Prozessentwicklung zur Gewinnung von Oxymethylenethern (OME) aus Methanol und Formaldehyd, KIT Scientific Publishing, 2017.
- [32] Deutz, S.; Bongartz, D.; Heuser, B.; Kätelhön, A.; Schulze Langenhorst, L.; Omari, A.; Walters, M.; Klankermayer, J.; Leitner, W.; Mitsos, A.; Pischinger, S.; Bardow, A.: Cleaner production of cleaner fuels: Wind-to-wheel-environmental assessment of CO<sub>2</sub>-based oxymethylene ether as a drop-in fuel, in: *Energy and Environmental Science*, 11(2), S. 331–343, 2018.
- [33] Schieweck, B. G.; Klankermayer, J.: Tailor-made Molecular Cobalt Catalyst System for the Selective Transformation of Carbon Dioxide to Dialkoxymethane Ethers, in: *Angewandte Chemie - International Edition* 56(36), S. 10854–10857, 2017.
- [34] Packer, J.; Kooy, P.; Kirk, C.: The Production of Methanol and Gasoline, <https://nzic.org.nz/app/uploads/2017/10/7D.pdf>, Zugriff 31.05.2019.
- [35] Kuschel, M.: Technology for synthetic gasoline, in: 9th International Freiberg Conference, Berlin, 2018.
- [36] Chang, C. D.: Hydrocarbons from Methanol, in: *Catalysis Reviews* 25(March), S. 1–118, 1983.
- [37] Ahlers, B.; Liebner, W.: MtSynfuels<sup>®</sup>: Lurgi's New Route to Synthetic Fuels, in: 18th World Petroleum Congress, Johannesburg, 2005.
- [38] Kamara, B. I.; Coetsee, J.: Overview of high-temperature Fischer-Tropsch gasoline and diesel quality, in: *Energy and Fuels* 23(4), S. 2242–2247, 2009.
- [39] Eilers, J.; Posthuma, S. A.; Sie, S. T.: The shell middle distillate synthesis process (SMDS), in: *Catalysis Letters* 7(1-4), S. 253–269, 1991.
- [40] Dehmel, J.; Kublik, F.: Hydrogen Electrolysis in Refineries, in: *Oil Gas 45(2)*, S. 62–66, 2019.
- [41] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Bioenergie, 2016., Online, Zugriff: 03.07.2017.
- [42] PricewaterhouseCoopers (EU Services EESV's consortium): Sustainable and optimal use of biomass for energy in the EU beyond 2020, Studie, 2017.
- [43] Ruiz, P.; Sgobbi, A.; Nijis, W.; Longa, F. D.; Kober, T.; Eibersen, B.; Hengeveld, G.: Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries, Studie, 2015.
- [44] Climeworks: Our Technology, <https://www.climeworks.com/our-technology/>, Zugriff: 31.05.2019.
- [45] House, K. Z.; Baclog, A. C.; Ranjan, M.; v. Nierop, E. A.; Wilcox, J.; Herzog, H. J.: Economic and energetic analysis of capturing CO<sub>2</sub> from ambient air, in: *Proceedings of the National Academy of Sciences* 108(51), S. 20428–20433, 2011.
- [46] Krekel, D.; Samsun, R. C.; Peters, R.; Stolten, D.: The separation of CO<sub>2</sub> from ambient air – A techno-economic assessment, in: *Applied Energy* 218, S. 361–381, 2018.
- [47] AG Energiebilanzen 03/2019
- [48] Quaschnig V.: Sektorkopplung durch die Energiewende, Studie, 2016.
- [49] Ingenieur.de: Flugzeuge sollen künftig Biokerosin tanken, <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/biotechnik/flugzeuge-sollen-kuenftig-biokerosin-tanken/>, Zugriff: 31.05.2019.
- [50] Renninger, N. S.; Mcphee D. J.: Fuel compositions comprising farnesane and farnesane derivatives and method of making and using same. Patent US 7846222 B2, 2010.
- [51] Brooks, K.; Snowden-Swan, L.; Jones, S.; Butcher, M.; Lee, G.-S.; Anderson, D.; Frye, J.; Holladay, J.; Owen, J.; Harmon, L.; Burton, F.; Palou-Rivera, I.; Plaza, J.; Handler, R.; Shonnard, D.: Low-Carbon Aviation Fuel Through the Alcohol to Jet Pathway, in: *Biofuels for Aviation* (Hrsg.: C. J. Chuck), Academic Press, 2016, S. 109–150.
- [52] Augustin, C.; Sievers, A.; Willner, T.: Zeitverhalten der isothermen Reaktivdestillation beim thermischen Cracken und Desoxygenieren von Rapsöl, in: *Chemie Ingenieur Technik* 88(5), S. 591–599, 2016.
- [53] Baldauf, E.; Sievers, A.; Willner, T.: Heterogeneous catalysts for the production of hydrotreated cracked vegetable oil, in: *Biofuels* 8(5), S. 555–564, 2016.
- [54] Mittelbach, M.: Fuels from oils and fats: Recent developments and perspectives, in: *European Journal of Lipid Science and Technology* 117(11), S. 1832–1846, 2015.
- [55] Burger, J.; Siegert, M.; Ströfer, E.; Hasse, H.: Poly(oxymethylene) dimethyl ethers as components of tailored diesel fuel: Properties, synthesis and purification concepts, in: *Fuel* 89(11), S. 3315–3319, 2010.
- [56] Sivebaek, I. M.; Sorenson, S. C.; Jakobsen, J.: Dimethyl Ether (DME) - Assessment of Viscosity Using the New Volatile Fuel Viscometer (VFVM), SAE Technical Paper 2001-01-2013, 2001.
- [57] Luning Prak, D. J.; Jones, M. H.; Trulove, P.; McDaniel, A. M.; Dickerson, T.; Cowart, J. S.: Physical and chemical analysis of alcohol-to-jet (ATJ) fuel and development of surrogate fuel mixtures, in: *Energy and Fuels* 29(6), S. 3760–3769, 2015.
- [58] Kaltschmitt, M.; Neuling, U.: Biokerosene - Status and Prospects, Springer, 2018.
- [59] Zschocke, A.; Scheuermann, S.; Ortner, J.: High Biofuel Blends in Aviation (HBBA), ENER/C2/2012/ 420-1 Final Report, 2012.
- [60] EIA: China's use of methanol in liquid fuels has grown rapidly since 2000, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30072>, Zugriff: 31.05.2019.
- [61] Nylund, N. O.; Erkkilä, K.; Ahtainen, M.; Murtonen, T.; Saikkonen, P.; Amberla, A.; Aatola, H.: Optimized usage of NEXBTL renewable diesel fuel OPTIBIO, VTT Tiedotteita - Valtion Teknillinen Tutkimuskeskus 2064, Bericht, 2011.
- [62] Behrendt, C.; Guenther, I. M.; Haase, F. J.; Loreti, V.: Fuel Composition. Patent WO2008138861, 2008.
- [63] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung: Evaluations- und Erfahrungsbericht, 2011–2017.
- [64] Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017, Bericht, 2018.
- [65] Edwards, R.; Hass, H.; Larivé, J.-F.; Lonza, L.; Mass, H.; Rickeard, D.; Larive, J.-F.; Rickeard, D.; Weindorf, W.: Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context WELL-TO-TANK (WTT) Report. Version 4.a, Appendix 4., 2013.
- [66] Agora Energiewende, Sandbag: The European Power Sector in 2017: State of Affairs and Review of Current Developments, Bericht, 2018.
- [67] Fritsche, U. R.; Rausch, L.; and Schmidt, K.: Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung, Öko-Institut, 2007.
- [68] ufop: Biodiesel - Großhandelspreise ohne MwSt., <https://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel-preis/>, Zugriff: 31.05.2019.
- [69] Börse Online: Ethanolpreis in EUR je Gallone, <https://www.boerse-online.de/rohstoffe/ethanolpreis/euro>, Zugriff 31.05.2019.
- [70] Sub Group on Advanced Biofuels: Sub Group on Advanced Biofuels - Positions, Recommendations and Key Messages from the Industry – Final Report – Building up the future, 2017.
- [71] International Energy Agency: CO<sub>2</sub> capture as a factor in power station investment, Studie, 2006.
- [72] Moser, P.; Wiechers, G.; Schmidt, S.; Stahl, K.; Vorberg, G.; Stoffregen, T.: OASE blue – Optimierte CO<sub>2</sub> – Abtrenntechnik als Ergebnis des 10-jährigen Entwicklungsprogramms von BASF, Linde und RWE Power im Innovationszentrum Kohle in Niederaußem, in: VGB PowerTech 1/2, 2018.
- [73] FVV: Defossilisierung des Transportsektors, Studie, 2018.