

Monitoring Biokraftstoffsektor

4. Auflage

Autoren:

Karin Naumann, Jörg Schröder, Katja Oehmichen,
Hendrik Etzold, Franziska Müller-Langer,
Edgar Remmele, Klaus Thuneke,
Tetyana Raksha, Patrick Schmidt

IMPRESSUM

Herausgeber:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434 - 112
Fax: +49 (0)341 2434 - 133
info@dbfz.de

Förderung:

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(Administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 11

Monitoring Biokraftstoffsektor
4. Auflage
Leipzig: DBFZ, 2019
ISSN: 2197-4632 (Online)
ISSN: 2190-7943 (Print)
ISBN: 978-3-946629-36-8

Bilder:

DBFZ, Stefanie Bader (Karte)

Copyright:

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM

Datum der Veröffentlichung:

29. Juli 2019

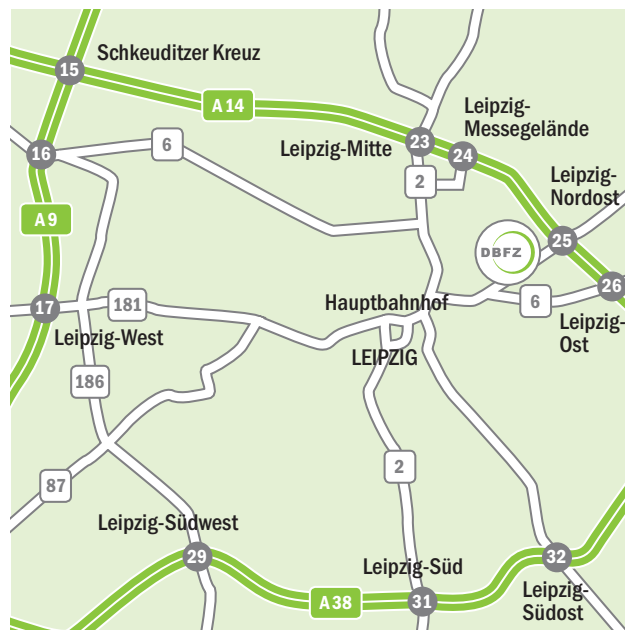
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikationen in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter www.dnb.de abrufbar.

ANFAHRT

Mit dem Zug: Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle Bautzner Straße; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen, geradeaus durch das Eingangstor Nr. 116, nach ca. 100 m links, der Eingang zum DBFZ befindet sich nach weiteren 60 m auf der linken Seite.

Mit dem Auto: Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt; nach bft Tankstelle befindet sich das DBFZ auf der linken Seite (siehe „... mit dem Zug“).

Mit der Straßenbahn: Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld); Haltestelle Bautzner Straße (siehe „... mit dem Zug“).



Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 11

4. überarbeitete und erweiterte Auflage

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Autoren und Ansprechpartner



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dipl.-Ing. Karin Naumann
Tel.: +49 (0)341 2434-711
E-Mail: Karin.Naumann@dbfz.de

Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer
Tel.: +49 (0)341 2434-423
E-Mail: Franziska.Mueller-Langer@dbfz.de

Autoren Karin Naumann, Jörg Schröder, Katja Oehmichen, Hendrik Etzold,
Franziska Müller-Langer



Technologie- und Förderzentrum (TFZ)
Schulgasse 18
94315 Straubing

Autoren Edgar Remmele, Klaus Thuneke



ludwig bölkow
systemtechnik

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Daimlerstraße 15
85521 Ottobrunn

Autoren Tetyana Raksha, Patrick Schmidt

Datum der Veröffentlichung: 29. Juli 2019

Diese Publikation zitieren als:

Naumann, K.; Schröder, J.; Oehmichen, K.; Etzold, H.; Müller-Langer, F.; Remmele, E.; Thuneke, K.; Raksha, T.; Schmidt, P. (2019): Monitoring Biokraftstoffsektor. 4. überarbeitete und erweiterte Auflage. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report Nr. 11). ISBN 978-3-946629-36-8.

Danksagung

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH dankt dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft insbesondere für die finanzielle Unterstützung.

An dieser Stelle sei ebenso den geschätzten Kollegen Dr. Edgar Remmele und Dr. Klaus Thuneke vom Technologie- und Förderzentrum (TFZ) Straubing sowie Tetyana Raksha und Patrick Schmidt von der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) sehr für die Bereicherung dieser 4. Auflage durch ihre Gastbeiträge in verschiedenen Kapiteln und die damit verbundene gute Zusammenarbeit gedankt.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die aufgeführten Meinungen, Bewertungen oder Vorschläge geben nicht die Meinung des Mittelzuwenders wieder.

Vorwort

Der jüngste Sonderbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) mahnt einmal mehr entschlossenes Handeln für einen Paradigmenwechsel insbesondere im Energiesektor, dem Verkehr und der Landwirtschaft an, um die vereinbarten Pariser Klimaziele (d. h. Reduzierung der Treibhausgase (THG) um mindestens 80 bis 95 % bis 2050 gegenüber 2010) zu erreichen. Ein Schlüssel hierfür liegt in der drastischen Reduzierung des Energieverbrauchs bei gleichzeitiger massiver Erhöhung des Anteils nachhaltiger erneuerbarer Energieträger. Dies erfordert in weiten Bereichen eine technologische Revolution in den nächsten Jahren.

Der Verkehrssektor sieht sich hierbei besonderen Herausforderungen gegenüber, Mobilität nachhaltig und klimaschonend zu ermöglichen. Hier steht Deutschland derzeit: Die Anzahl der Pkw ist von 2010 bis 2018 um 13 % auf ca. 47,1 Millionen gestiegen (davon ca. 0,1 % Elektrofahrzeuge, 0,2 % Erdgasfahrzeuge und 0,5 % Hybridfahrzeuge). Bei den Nutzfahrzeugen stieg der Fahrzeugbestand im selben Zeitraum um 24 % auf 5,4 Millionen Lastkraftwagen und Zugmaschinen. (KBA 2019a, 2019b; Radke 2018) Die Gesamtfahrleistung wuchs allein von 2010 bis 2016 um 9 % auf ca. 770 Milliarden km. (Radke 2018) Im gleichen Zeitraum verbrauchte der Verkehrssektor ein Mehr an Gesamtendenergie um 5 % auf 2.696 PJ (davon ca. 4 % Biokraftstoffe und 1,5 % elektrischer Strom). (BMW 2018a) Dies ging einher mit um 8 % auf 167 Millionen Tonnen gestiegenen CO₂-Emissionen (ggü. 1990 sind dies 2 % mehr) und dies, obwohl 7 Millionen Tonnen (4 %) CO₂ Äquivalente durch den Einsatz von nachhaltigen Biokraftstoffen mit einer mittlerweile durchschnittlichen spezifischen THG-Minderung von 81 % reduziert wurden. (UBA 2019; BLE 2018) Eine Umkehr dieser Wachstumstendenzen, wie sie zwingend erforderlich wäre, ist nicht absehbar.

Deutschland hat sich zu folgenden Zielen im Verkehrssektor verpflichtet: (i) Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 10 % bis 2020, (ii) Reduzierung des Endenergieverbrauchs um 10 % bis 2020 und 40 % bis 2050 (jeweils ggü. 2005), (iii) 4 % bzw. 6 % Treibhausgasreduzierung (CO₂-Äquivalente) der in Verkehr gebrachten Energieträger ab 2017 bzw. 2020, (iv) Reduzierung der CO₂-Emissionen um 40 bis 42 % bis 2030 (ggü. 1990). Hinzu kommen verbindliche Vorgaben für fahrzeugseitige CO₂-Emissionen sowie Standards für limitierte und nicht-limitierte Schadstoffemissionen für die verschiedenen Verkehrsträger.

Einen wichtigen Rahmen für Klimaschutz und Erneuerbare im Verkehr hätte die vor wenigen Monaten auf EU-Ebene verabschiedete *Erneuerbare-Energien-Richtlinie II* (kurz RED II) bieten können, deren konkrete nationale Umsetzung in Deutschland noch aussteht. (Richtlinie (EU) 2018/2001 2018) Wider besseren Wissens werden mit der RED II bis 2030 wenig ambitionierte Ziele und wenig realistische Randbedingungen gesetzt (u. a. 14 % Erneuerbare im Verkehr, dabei max. 7 % konventionelle Biokraftstoffe bei gleichzeitig steigenden Anteilen von fortschrittlichen Kraftstoffen auf 3,5 %, 65 % spezifische Mindest-THG-Minderung bei gleichzeitiger Anhebung des fossilen Referenzwertes) und die realen Anteile für ausgewählte Energieträger und Verkehrssektoren durch die Möglichkeit von Mehrfachanrechnungen ad absurdum geführt. Deutschland hätte die Möglichkeit, über die in der RED II gesetzten Ziele hinauszugehen, wird dies augenscheinlich jedoch nicht verfolgen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die seit 2015 bestehende THG-Quote auch nach 2020 den eigentlichen Anforderungen nicht ansatzweise gerecht wird und gesetzte Ziele nicht ernsthaft verfolgt respektive mit den entsprechenden Maßnahmen unteretzt werden.

Jüngste Untersuchungen des DBFZ und UFZ zu Szenarien für die Entwicklung des Anteils von Biokraftstoffen und erneuerbaren Energieträgern am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors zeigen, dass im Fall der Umsetzung der RED II-Ziele in Deutschland realistisch nur etwa 5 % an CO₂ bis 2030 reduziert würden und im Fall der erfolgreichen Erreichung von 40 %-CO₂-Reduzierung bis 2030 alle nachhaltigen erneuerbaren Optionen zum Einsatz kommen müssen. (FNR 2019) Es geht also nicht um die so oft proklamierte Frage des „entweder oder“ zwischen den Maßnahmen zum Wandel in Mobilität und Transport sowie alternativen Antrieben und Kraftstoffen, sondern vielmehr darum, durch welche Randbedingungen und geeignete Maßnahmen es gelingt, alle in ihrer Vielfalt erforderlichen Optionen und Mengen wettbewerbsfähig in den Markt zu bringen.

Dabei zeigt(e) die Einführung der THG-Quote durchaus positive Effekte in Bezug auf Technologie(fort)entwicklungen, damit verbundene spezifische THG-Minderungen und erzielbare Marktpreise für erneuerbare Kraftstoffe. Den Zielen gerecht werdende Quotenanteile für sämtliche erneuerbaren Energieträger (Biokraftstoffe, strombasierte Kraftstoffe wie PTX und erneuerbarer Strom) würden durchaus ein positives Umfeld für die Weiterentwicklung der Technologien auf Energieträger- sowie Antriebs- und Infrastrukturseite schaffen können. Bis dato nur unzureichend betrachtet sind die, mit dem Weg hin zur erforderlichen klimaneutralen Kreislaufwirtschaft verbundenen Anforderungen an sog. Null-Emissions-Technologien sowie deren Synergien und integrativen Ansätze, die sich aus dem Zusammenspiel der einzelnen erneuerbaren Edukte und Produkte ergeben. Dabei spielt *Smart Bioenergy* nicht nur für die Energiewende im Stromsektor eine wichtige Rolle, sondern auch in der Vernetzung mit dem Verkehrs- und stofflichen Sektor. Dazu eröffnet das Feld nachhaltiger SynBioPTX-Produkte aus biomasse- und strombasierten Ausgangsstoffen für die stoffliche und energetische Verwertung neue Perspektiven für einen erfolgreichen Wettbewerb, auch international. Damit dies gelingen kann, gilt es nicht nur fortschrittliche Optionen weiterzuentwickeln, sondern auch derzeit marktbestimmende biomassebasierte Kraftstoffoptionen und deren nach wie vor existierenden technisch-ökologisch-ökonomische Weiterentwicklungspotenziale nicht aus den Augen zu verlieren. Auch diese werden mit zunehmenden Anteilen an erneuerbaren Energien im Gesamtsystem in punkto Treibhausgasminderung immer besser und werden – adäquat angewendet – auch in Bezug auf heutige und zukünftige Emissionsstandards signifikante Beträge leisten müssen und können.

Die 4. Auflage des DBFZ-Reports Nr. 11 zum *Monitoring Biokraftstoffsektor* zeigt die aktuellen und erwarteten Entwicklungen im Kontext sich verändernder Randbedingungen. Gemeinsam mit den Kollegen des Technologie- und Förderzentrums (TFZ) Straubing sowie der Ludwig Bölkow Systemtechnik GmbH (LBST) sind zudem weitere interessante Teilaspekte aufgegriffen worden (z. B. bzgl. der Nutzung von Biokraftstoffen und damit verbundenen Emissionen, Stand und Perspektiven von strombasierten Power-to-X-Kraftstoffen).

Im Namen aller Autoren wünschen wir eine informative Lektüre und freuen uns über ihr Feedback.

Franziska Müller-Langer im Juli 2019

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	IV
Inhaltsverzeichnis.....	VI
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	IX
1 Zusammenfassung.....	1
2 Abstract.....	4
3 Politische Rahmenbedingungen.....	7
KARIN NAUMANN	
3.1 Politischer Rahmen Deutschland.....	7
3.1.1 Historische Entwicklung Deutschland.....	7
3.1.2 Aktueller Stand Deutschland	13
3.1.3 Ausblick Zielerreichung 2020 Deutschland.....	16
3.2 Politischer Rahmen EU.....	27
3.2.1 Historische Entwicklung EU.....	27
3.2.2 Aktueller Stand EU.....	28
3.2.3 Ausblick EU.....	33
3.3 Biokraftstoffquoten weltweit.....	39
4 Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion	40
KARIN NAUMANN	
4.1 Geeignete Rohstoffe für Biokraftstoffe	40
4.2 Aktuelle Rohstoffbasis.....	42
4.2.1 Rohstoffbasis Deutschland	42
4.2.2 Rohstoffbasis EU.....	45
4.2.3 Rohstoffbasis weltweit.....	46
5 Biokraftstoffproduktion	48
5.1 Konversionstechnologien für Biokraftstoffe.....	48
KARIN NAUMANN; JÖRG SCHRÖDER	
5.2 Fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe	63
5.2.1 Fortschrittliche Biokraftstoffe	63
5.2.2 Erneuerbare nicht-biogene Kraftstoffe.....	63
5.2.3 Synergien der Bereitstellung bio- und strombasierter Kraftstoffe.....	65
5.3 Produktion von Biokraftstoffen	66
KARIN NAUMANN	
5.3.1 Biokraftstoffproduktion Deutschland.....	66
5.3.2 Biokraftstoffproduktion EU.....	68
5.3.3 Biokraftstoffproduktion weltweit	71
6 Distribution von Biokraftstoffen.....	79
6.1 Biokraftstoffhandel	79
KARIN NAUMANN	
6.1.1 Biokraftstoffhandel Deutschland	79
6.1.2 Biokraftstoffhandel EU.....	80
6.1.3 Biokraftstoffhandel weltweit	83
6.2 Beimischung und Reinkraftstoffe	85
EDGAR REMMELE, KLAUS THUNEKE, JÖRG SCHRÖDER	

6.2.1	Beimischungsgrenzen in Europa	85
6.2.2	Nationale und europäische Kraftstoffstandards	86
6.2.3	Kraftstoffqualitätsparameter	88
6.3	Tankstellenstruktur und Fahrzeugbestand in Deutschland	93
	JÖRG SCHRÖDER, KARIN NAUMANN	
6.3.1	Tankstellenstruktur in Deutschland	93
6.3.2	Fahrzeugbestand und -entwicklung in Deutschland	96
7	Nutzung von Biokraftstoffen.....	101
7.1	Biokraftstoffnutzung im Verkehrssektor	101
	KARIN NAUMANN	
7.1.1	Biokraftstoffnutzung in Deutschland und der EU	101
7.1.2	Energiebedarf im Verkehrssektor	104
7.1.3	Ausblick Bedarf erneuerbarer Kraftstoffe bis 2050	107
7.2	Motorische Nutzung von Biokraftstoffen	110
	EDGAR REMMELE, KLAUS THUNEKE, JÖRG SCHRÖDER	
7.2.1	Chancen und Risiken	110
7.2.2	Biokraftstoffe als Kraftstoffblends	111
7.2.3	Biokraftstoffe als Reinkraftstoffe	112
8	Ökonomische Aspekte der Nachhaltigkeit – Preise und Kosten.....	114
8.1	Preisentwicklung von Biokraftstoffen, Rohstoffen, Koppelprodukten	114
	KARIN NAUMANN, HENDRIK ETZOLD	
8.1.1	Biodiesel.....	114
8.1.2	Bioethanol.....	116
8.1.3	Biomethan.....	117
8.2	Gestehungskosten erneuerbarer Kraftstoffe	118
	KARIN NAUMANN, HENDRIK ETZOLD, FRANZISKA MÜLLER-LANGER	
9	Ökologische Aspekte der Nachhaltigkeit – Emissionen von Biokraftstoffen.....	120
9.1	Treibhausgaspotenzial erneuerbarer Kraftstoffe WTT	120
	KATJA OEHMICHEN, KARIN NAUMANN	
9.1.1	Zertifizierung von Biokraftstoffen	123
9.2	Abgasemissionen beim Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe	125
	KLAUS THUNEKE, JÖRG SCHRÖDER, EDGAR REMMELE	
9.2.1	Treibhausgasemissionen	125
9.2.2	Gesetzlich limitierte Emissionen	127
9.2.3	Emissionen im realen Fahrbetrieb	128
9.2.4	Fazit	132
10	Übersicht Bewertung erneuerbarer Kraftstoffe.....	133
	JÖRG SCHRÖDER, KARIN NAUMANN, EDGAR REMMELE, KLAUS THUNEKE	
	Tabellenverzeichnis	141
	Abbildungsverzeichnis	143
	Literaturverzeichnis	147
	Literaturverzeichnis Abbildung 8-5	162
	Literaturverzeichnis Abbildung 9-1	167

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

AFID	<i>engl. Alternative Fuel Infrastructure Directive</i>
ATJ	<i>engl. Alcohol to Jet</i>
BAFA	<i>Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle</i>
BHKW	<i>Blockheizkraftwerk</i>
BIMSCHG	<i>Bundes-Immissionsschutzgesetz</i>
BIMSCHV	<i>Bundes-Immissionsschutzverordnung</i>
BIOKRAFT-NACHV	<i>Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung</i>
BIOKRAFTQUG	<i>Biokraftstoffquotengesetz</i>
BIOKRQAÄNDV	<i>Verordnung zur Bereinigung quotenrechtlicher Vorschriften und zur Umsetzung europarechtlicher Vorgaben zur Treibhausgas-Minderung von Biokraftstoffen</i>
BLE	<i>Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung</i>
BMUB	<i>Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit</i>
BMWi	<i>Bundesministerium für Wirtschaft und Energie</i>
BTL	<i>engl. Biomass-to-Liquids</i>
CF	<i>engl. conformity factor</i>
CFPP	<i>engl. Cold Filter Plugging Point</i>
CNG	<i>engl. Compressed Natural Gas</i>
CO	<i>Kohlenstoffmonoxid</i>
CO ₂	<i>Kohlenstoffdioxid</i>
CO ₂ -Äq.	<i>Kohlenstoffdioxid-Äquivalent</i>
DBFZ	<i>DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH</i>
DDGS	<i>engl. Dried Distillers Grains with Solubles</i>
DME	<i>Dimethylether</i>
EE	<i>Erneuerbare Energien</i>
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>
EJ	<i>Exajoule</i>
EPA	<i>US Environmental Protection Agency</i>
EU ETS	<i>engl. European Union Emissions Trading System</i>
FAME	<i>engl. Fatty Acid Methyl Ester</i>
FFV	<i>engl. Flexible Fuel Vehicle</i>
FQD	<i>engl. Fuel Quality Directive</i>
FT	<i>Fischer-Tropsch</i>

GHG	<i>engl. greenhouse gas</i>
GHS	<i>Global harmonisiertes Systems zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien</i>
GJ	<i>Gigajoule</i>
GTL	<i>engl. Gas to Liquids</i>
H ₂	<i>Wasserstoff</i>
HC	<i>engl. Hydrocarbons</i>
HEFA	<i>engl. Hydroprocessed Esters and Fatty Acids</i>
HVO	<i>engl. Hydrotreated Vegetable Oils</i>
IATA	<i>engl. International Air Transport Association</i>
IEKP	<i>Integriertes Energie- und Klimaprogramm</i>
iLUC	<i>engl. indirect Land Use Change</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
ISCC	<i>engl. International Sustainability and Carbon Certification</i>
KUP	<i>Kurzumtriebsplantage</i>
KWK	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
LBST	<i>Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH</i>
LNG	<i>engl. Liquefied Natural Gas</i>
LPG	<i>engl. Liquefied Petroleum Gas</i>
MAW	<i>engl. Moving Averaging Window</i>
MeOH	<i>Methanol</i>
MJ	<i>Megajoule</i>
MTBE	<i>Methyl-tert-butylether</i>
Mtoe	<i>Megatonne Öleinheiten</i>
NOX	<i>Stickstoffoxide</i>
NPE	<i>Nationale Plattform Elektromobilität</i>
NPM	<i>Nationale Plattform Zukunft der Mobilität</i>
NRMM	<i>engl. Non-Road Mobile Machinery</i>
NTE	<i>engl. Not-to-Exceed</i>
OME	<i>Oxymethylenether</i>
ÖPNV	<i>Öffentlicher Personennahverkehr</i>
PAK	<i>polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe</i>
PBTL	<i>engl. Power-and-Biomass-to-Liquid</i>

PEMS	<i>portables Emissions-Messsystem</i>
PJ	<i>Petajoule</i>
PME	<i>Pflanzenöl-Methylester</i>
PTG	<i>engl. Power-to-Gas</i>
PTL	<i>engl. Power-to-Liquid</i>
PTX	<i>engl. Power-to-X</i>
RDE	<i>engl. Real Driving Emissions</i>
RED	<i>Renewable Energy Directive</i>
RFS	<i>Renewable Fuel Standard</i>
RME	<i>Raps-Methylester</i>
SME	<i>Soja-Methylester</i>
SNG	<i>engl. Synthetic Natural Gas</i>
SO ₂	<i>Schwefeldioxid</i>
SO ₃	<i>Schwefeltrioxid</i>
TEN	<i>engl. Trans-European Networks</i>
TFZ	<i>Technologie- und Förderzentrum Straubing</i>
THG	<i>Treibhausgas</i>
TRL	<i>engl. Technology Readiness Level</i>
TTW	<i>engl. Tank to Wheel</i>
UCO	<i>engl. Used Cooking Oil</i>
UCOME	<i>engl. Used-Cooking-Oil-Methylester</i>
UER	<i>engl. Upstream-Emission-Reduction</i>
UERV	<i>Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote</i>
UFZ	<i>Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ</i>
WTT	<i>engl. Well to Tank</i>
WTW	<i>engl. Well to Wheel</i>

1 Zusammenfassung

Die 4. Auflage des DBFZ-Report Nr. 11 beschäftigt sich mit dem Monitoring des Biokraftstoffsektors im Kontext sich ändernder Rand- und Rahmenbedingungen. Einführend werden die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen und wesentlichen politischen Zielstellungen für Biokraftstoffe zusammenfassend dargestellt. Die weitere Struktur dieses Reports orientiert sich im Wesentlichen an den Schritten der Bereitstellungskette für Biokraftstoffe:

- Rohstoffe und Konversionstechnologien: Bereitstellung biogener und erneuerbarer nicht-biogener Energieträger,
- Biokraftstoffproduktion: Entwicklung der Produktionskapazitäten und -mengen,
- Distribution von Biokraftstoffen: Handel, Märkte und Infrastruktur,
- Nutzung von Biokraftstoffen: Verkehrssektoren und Antriebstechnologien.

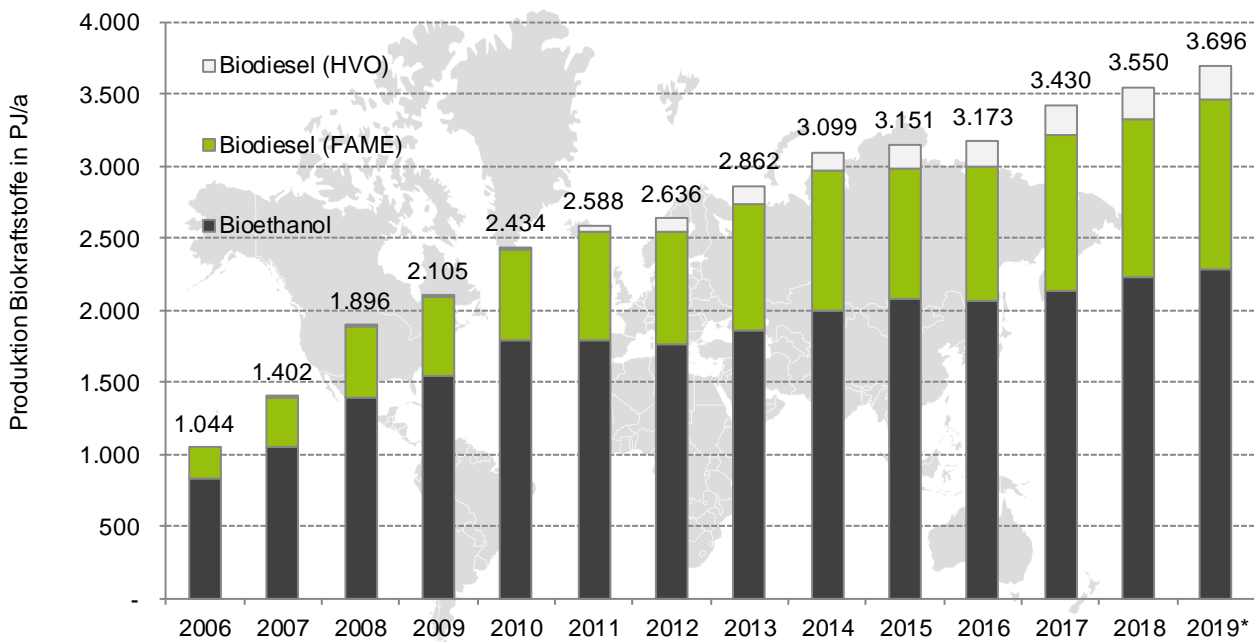
Politische und rechtliche Rahmenbedingungen haben einen wesentlichen Einfluss auf alle Einzelabschnitte der Bereitstellungskette. So können beispielsweise die Biokraftstoffproduktion aus ausgewählten Rohstoffen (oder Konversionstechnologien) direkt gefördert, Kriterien für die stoffliche Zusammensetzung (Kraftstoffqualitäten) definiert oder die gezielte Verwendung in Sektoren der stationären oder mobilen Nutzung gesteuert werden. Im Rahmen dieser Veröffentlichung werden die wesentlichen politischen Zielstellungen bzw. rechtlichen Rahmenbedingungen betrachtet.

Auf nationaler Ebene ist die im BImSchG geregelte Quote zur Treibhausgas(THG-)vermeidung bis zunächst 2020 von entscheidender Bedeutung. Sie bewirkt seit Inkrafttreten im Jahr 2015 eine deutliche Erhöhung der spezifischen THG-Vermeidung der in Deutschland genutzten nachhaltigen Biokraftstoffe. Für 2030 hat sich Deutschland zum Ziel gesetzt, die CO₂-Emissionen im Verkehr um 40 bis 42% gegenüber 1990 zu senken. Des Weiteren setzt die verabschiedete Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) den Rahmen für die EU bis 2030, dazu zählen ein Limit für den Anteil konventioneller Biokraftstoffe bei gleichzeitigem Anstieg der Anteile von sogenannten fortschrittlichen Biokraftstoffen.

International haben zahlreiche Staaten obligatorische Ziele zur Erhöhung des Biokraftstoffanteils im Transportsektor festgelegt, neben der Europäischen Union sind Nord- und Südamerika sowie Südostasien maßgebliche Regionen.

Die Rohstoffbasis, sowohl der nationalen als auch der internationalen Biokraftstoffproduktion, hat sich in den vergangenen Jahren nicht signifikant verändert, lediglich hinsichtlich ihrer Verteilung beim Biodiesel. Derzeit werden etwa zwei Drittel des Bioethanols aus Getreide (inkl. Mais) und ein Drittel aus Zuckerrohr produziert. In Deutschland sinken die Anteile an Bioethanol auf der Basis von Zuckerrüben. Weltweit spielt dies jedoch keine Rolle. Die aktuelle Entwicklung im Bereich der Produktionskapazitäten für Bioethanol auf Basis von Lignocellulose (z. B. Stroh) lässt hier mittelfristig steigende Anteile erwarten. Biodiesel (FAME) wird weltweit aus Raps-, Soja- und Palmöl sowie Altspeiseölen (UCO) produziert, wobei der Anteil von UCO-Biodiesel in den vergangenen Jahren stark zugenommen hat, der Anteil von Rapsöl ist hingegen gesunken.

Die internationalen Produktionsmengen von Biokraftstoffen sind vor allem in den Jahren bis 2010 stark gestiegen. Nach Jahren der weitgehenden Stagnation zeigte sich 2017/2018 wieder ein stärkeres Wachstum. Zuletzt wurden etwa 3,7 EJ (Abbildung 1-1) produziert, was etwa 3 % des gesamten Energiebedarfs im Verkehrssektor entspricht.



Datenbasis: F.O.Lichts World Ethanol and Biofuels Report

© DBFZ 11/2018

Abbildung 1-1 Weltweite Produktion von Biokraftstoffen 2006–2019 in PJ / a (* geschätzt, eigene Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018a, © DBFZ)

Auch in der Europäischen Union ist die Produktionsmenge in den vergangenen Jahren kaum gestiegen und lag 2018 bei 10,8 Mio. t/a Biodiesel (FAME) sowie 5,4 Mio. t/a Bioethanol als Kraftstoff. Das stärkste Wachstum hinsichtlich Produktionskapazitäten und -mengen zeigt HVO. Hier wurden 2,6 Mio. t/a produziert. In Deutschland verharren die Produktionsmengen von Biodiesel (FAME) und Bioethanol auf ähnlichem Niveau, wenngleich zuletzt sinkend für Bioethanol. Zudem spielt auch Biomethan aus Biogas eine Rolle, wenn auch auf vergleichsweise niedrigem Level.

Hinsichtlich der Distribution spielt zunächst der Handel mit Biokraftstoffen eine wesentliche Rolle. Für Deutschland ergibt sich in der Gesamtbilanz für das Jahr 2017 ein Netto-Export von Biodiesel (FAME) in Höhe von 0,82 Mio. t sowie ein Netto-Import von Bioethanol in Höhe von 0,48 Mio. t. Die in Deutschland genutzte HVO-Menge wird zudem vollständig importiert, im Jahr 2017 in Höhe von etwa 0,03 Mio. t. Der EU-Außenhandel von Biokraftstoffen ist in den vergangenen Jahren sehr stark zurückgegangen, jedoch in 2017/2018 wieder signifikant gestiegen. Die weltweit wichtigsten Exportländer für Bioethanol sind weiterhin die USA und Brasilien. Während die Biodiesel-Importe der EU bis 2015 stetig abnahmen, stiegen diese bis 2018 wieder deutlich an (ca. 2 Mio. t), wenngleich die EU auch als Exporteur auftritt (ca. 0,9 Mio. t). Für Biodiesel (FAME und HVO) sind Argentinien, Malaysia und China Hauptexporteure. Die Importe für Bioethanol sind mit 0,5 Mio. m³ im Vergleich zu Vorjahren deutlich geringer. Die USA und Brasilien spielen als Herkunftsländer kaum eine Rolle.

Von entscheidender Bedeutung für Vertrieb und Nutzung von Biokraftstoffen sind genormte Kraftstoffqualitäten und die Festlegung von Qualitätsparametern und entsprechenden Prüfverfahren. Kraftstoffnormen sind eine wesentliche Grundvoraussetzung für die Markteinführung und Verbreitung von Biokraftstoffen in verschiedenen Verkehrssektoren und Antriebstechnologien. In Deutschland kommen inzwischen v. a. fossile Kraftstoffe mit einem biogenen Blendanteil zum Einsatz. Auch auf europäischer

oder internationaler Ebene (beispielsweise Flugkraftstoffe) wurden entsprechende Anforderungsnormen festgelegt.

Infolge der mittlerweile vernachlässigbaren Nutzung von Reinkraftstoffen ist deren Tankstelleninfrastruktur ebenfalls massiv reduziert worden. Tankinfrastruktur für alternative Kraftstoffe, wie beispielsweise Erdgas (CNG) und teils Wasserstoff, die perspektivisch mit einem hohen erneuerbaren Anteil eingesetzt werden sollen, bedarf eines weiteren Ausbaus.

Die Nutzung von Biokraftstoffen hat sich in Summe in den vergangenen Jahren in Deutschland und in der Europäischen Union nicht signifikant verändert, ist in manchen Jahren sogar leicht rückläufig. Auch der erneuerbare Anteil im Verkehrssektor ist, gemessen am gesamten Energiebedarf (welcher seit 2014 wieder deutlich gestiegen ist), rückläufig. Perspektivisch sind zahlreiche erneuerbare Energieträger für die Nutzung im Verkehrssektor geeignet. Ihre Potenziale sind jedoch begrenzt und ihre Verwendung als Kraft- oder Treibstoff konkurriert sowohl mit einer potenziellen Nutzung in anderen Sektoren (z. B. Strom- und Wärmebereitstellung), als auch innerhalb des Verkehrssektors zwischen den verschiedenen Verkehrsträgern (Straße, Schiene, Wasser, Luft). Eine hinsichtlich Bereitstellung und Nutzung optimierte Verteilung dieser Potenziale auf die Verkehrsträger ist daher die zentrale Herausforderung zu entwickelnder Strategien und entsprechender Maßnahmen.

Schließlich werden ökonomische (Preise und Gestehungskosten, Kapitel 8) und ökologische Aspekte (Treibhausgasbilanzen und direkte Nutzungsemissionen, Kapitel 9) ausgewählter Kraftstoffoptionen vergleichend gegenüber gestellt. Neben den Emissionen, die aus der Bereitstellung der Kraftstoffe resultieren, werden auch die direkten Emissionen am Fahrzeug vielfach diskutiert. Mit Bezug auf die begrenzten CO₂-Flottenemissionen im Pkw-Sektor unterscheiden sich die unterschiedlichen fossilen und erneuerbaren Kraftstoffoptionen hinsichtlich ihrer Effizienz.

Auch elektrischer Strom und strombasierte Kraftstoffe sollen perspektivisch einen zunehmenden Anteil als regenerative Energieträger im Verkehrssektor einnehmen. Im abschließenden Teil dieser Veröffentlichung werden daher einige Bereitstellungs- und Nutzungskriterien für wesentliche alternative Kraftstoffe und Energieträger sowie eine Einteilung in passende Verkehrssektoren in einer Matrix zusammenfassend dargestellt.

2 Abstract

This 4th edition of the DBFZ report no. 11 addresses the monitoring of the development of the biofuel sector in context of changing frame conditions. As an introduction, basic political targets and current legal framework for biofuels were summarized and presented. The further structure of this report follows the steps of the supply chain for biofuels:

- Raw materials and conversion technologies: supply of biogenic and other renewable energy sources,
- Biofuel production: development of production capacity and volumes,
- Biofuel distribution: trading, markets and infrastructure,
- Biofuel use: transport sectors and engine technologies.

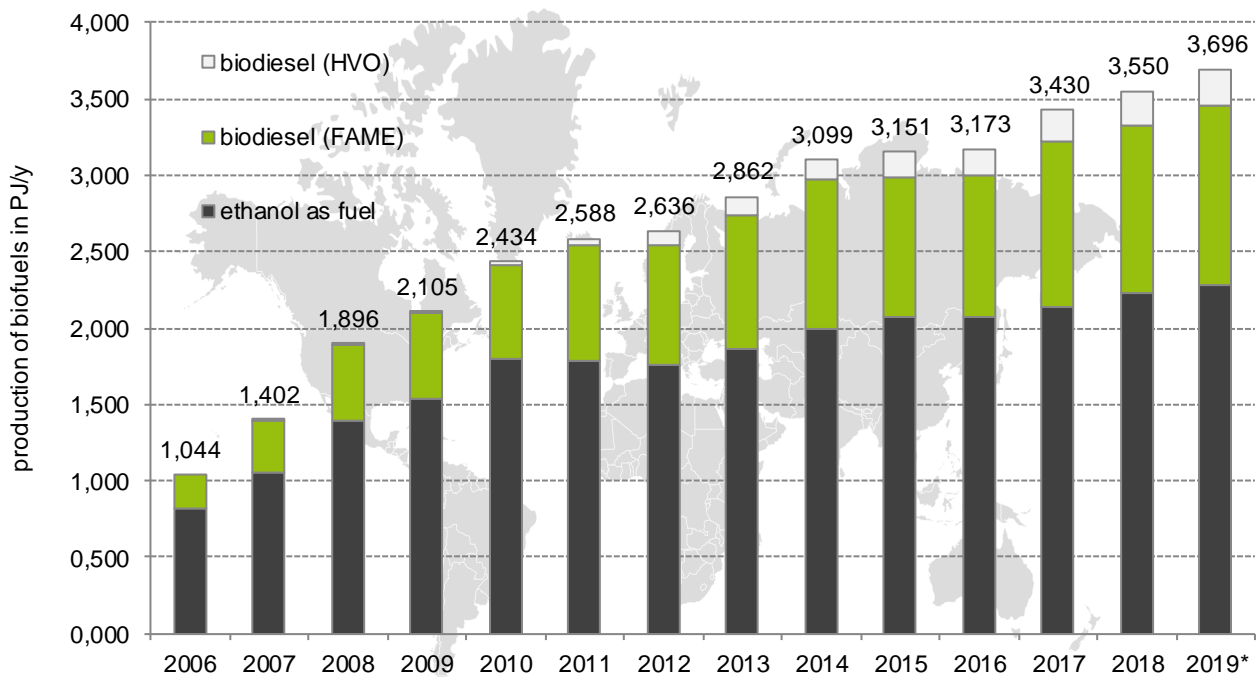
Political and regulative frameworks have a fundamental impact on each single step of the supply chain. For example, biofuel production from selected raw materials (or conversion technologies) can be directly promoted, criteria for material composition (fuel qualities) defined or targeted use in sectors of stationary or mobile use governed. This report will be examining the political key aims and accordingly the key points of the legal framework.

On a national level, the quota for reducing greenhouse gas (GHG) emissions, governed by the BImSchG (Federal Immission Control Act), is of vital importance. Since it came into force in 2015, it has brought about a significant improvement in the specific GHG avoidance of sustainable biofuels used in Germany. For 2030 Germany has set a target of 40 to 42% reduction of CO₂ emissions in transport compared to 1990. In addition, the recently amended *Renewable Energy Directive* (RED II) sets the frame until 2030 on EU level, including a limit for the share of conventional biofuels with increasing shares on advanced biofuels.

On the international level, numerous countries have set obligatory aims for the enhancement of biofuel quotas in the transportation sector. Beside the European Union, North-, South America, and also South-East Asia are the leading regions.

The raw material basis, both in the national and international biofuel production has not changed significantly in the past few years. Actually, around two-third of bioethanol is produced from grain (including corn) and one-third from sugar cane. In Germany, around one-fourth of bioethanol is produced from sugar beet, which internationally does not play a significant role. The current development in production capacity for bioethanol from lignocellulosic feedstock (e.g. straw) is expected to increase this percentage in the medium term. Biodiesel (FAME) is produced worldwide from rape, soy and palm oil as well from used cooking oil (UCO) in nearly equal parts. The percentage of UCO biodiesel strongly increased over the past years, while the proportion of rapeseed oil has decreased.

International biofuel production volumes have risen sharply, especially in the years up to 2010. After years of widespread stagnation, 2017/2018 showed stronger growth; most recently about 3.7 EJ (Abbildung 2-1) were produced, which corresponds to about 3 % of the total energy demand in the transport sector.



source: F.O.Lichts World Ethanol and Biofuels Report

© DBFZ11//2018

Abbildung 2-1 Global production of biofuels 2006–2019 in PJ/a (own diagram based on (* estimated, own figure based on F.O. Licht 2018a, © DBFZ)

Also in the European Union, the production volume of biofuels has hardly risen over the last years. Currently, the production volume reached about 10.8 million t/a for biodiesel (FAME) and 7.7 million m³/a bioethanol. The strongest growth regarding production capacities and volumes shows HVO with 2.6 million t/a. In Germany, the production volumes of biodiesel (FAME) and bioethanol are on a comparable level with slightly decreasing for bioethanol. Furthermore, biomethane based on biogas plays a role although at a relatively low level.

With regard to biofuel distribution, trading plays a major role. The net balance for Germany shows for 2017 a net export of biodiesel (FAME) of about 0.82 million t and a net import of bioethanol of about 0.48 million m³. The volume of HVO used in Germany is being completely imported, for 2017 in a quantity of about 0.03 million t. External trade of biofuels by the EU showed a sharp fall in the past years. While biodiesel imports declined steadily until 2015, they rose significantly again until 2018 (approx. 2 million t); although the EU also exports about 0.9 million t. The most important exporting countries for bioethanol are still the USA and Brazil. South East Asia and Argentina are the main exporters for biodiesel (FAME and HVO) main exporting countries are Argentina, Malaysia and China. At 0.5 million m³, imports of bioethanol are significantly lower than in previous years. USA and Brazil just play a very minor role as exporters to the EU.

Standardized fuel qualities and the definition of quality parameters and corresponding test methods are of decisive importance for the distribution and use of biofuels. Fuel standards are essential basic requirements for market implementation of biofuels in different areas of transportation and engine technologies. Fossil fuels with a biogenic blend and in an explicit lesser amount pure biofuels are mainly applied by now in Germany. Also at European and international level, appropriate fuels standards have been established (for example aviation fuels).

Due to a strong decrease in use of pure biofuels, their service infrastructure is also strongly decreasing. Service infrastructure for alternative fuels like compressed natural gas (CNG), which should be used prospectively with a higher renewable blend, needs further expansion.

The use of biofuels in Germany and the European Union in total has not changed significantly over the last years, and in some years has even declined slightly. Also, the renewable percentage in the transportation sector measured at the total energy demand is decreasing. Due to lower fuel prices, the total energy demand clearly increased since 2014. A wide range of renewable energy carriers is prospectively suitable for the use in the transportation sector. However, their potentials are limited and their use as fuel competes with a potential use in other sectors like power and heat supply and within the transport sector between different modes (road, rail, water, air). An optimized arrangement of the potentials with regard to appropriation and use between the different modes of transport is the key challenge of developing strategies and their corresponding actions.

Finally, economic (prices, costs for production, Chapter 8) and environmental aspects (GHG balances and direct emission from use, Chapter 9) of selected options are compared. Beside the resulting emissions from production and distribution, the direct emission at the vehicle are also often discussed. With regard to the limits for the CO₂ fleet emissions in the passenger car sector, the different fossil and renewable fuel options differ in their efficiency.

Electricity and electrical based fuels shall prospectively take a larger percentage as renewable energy carrier in the transportation sector. Therefore, in the final part of this paper, some deployment and usage criteria for major alternative fuels and energy sources as well as transport sectors are summarized in a matrix.

3 Politische Rahmenbedingungen

Der Biokraftstoffmarkt ist stark abhängig von politischen Zielsetzungen und daraus resultierenden rechtlichen Rahmenbedingungen. Diese haben sich im Laufe der vergangenen Jahre stark verändert. Neben Zielsetzungen für den Anteil erneuerbarer Energien und die Treibhausgasvermeidung im Verkehr und den daraus resultierenden Strategien sind vor allem die europäischen Richtlinien und nationalen Gesetzgebungen von entscheidender Bedeutung.

3.1 Politischer Rahmen Deutschland

3.1.1 Historische Entwicklung Deutschland

3.1.1.1 Biokraftstoffquotengesetz (2006)

Zur Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor und der EU-Richtlinie 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom wurde 2006 das Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BIOKRAFTQUG) erlassen. Dadurch wurden erstmals im § 37a BImSchG Mindestanteile von Biokraftstoffen in Benzin und Diesel vorgeschrieben. Zusätzlich zu den Mindestquoten für die Beimischung wurde eine Gesamtquote für Biokraftstoffe festgelegt die bis 2015 auf 8 % steigen sollte. Außerdem wurde durch das BIOKRAFTQUG der § 50 im Energiesteuer-Gesetz (EnergieStG 2006; COM(2016) 767/2 2016) und damit die Steuerentlastung für Biokraftstoffe neu geregelt. Für Biodiesel und reines Pflanzenöl wurden bis 2012 jährlich sinkende Steuerentlastungen festgelegt.

3.1.1.2 Integriertes Energie- und Klimaprogramm

Der weitere Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energien in Form von Biokraftstoffen wurde durch das *Integrierte Energie und Klimaprogramm* (IEKP) 2007 bestätigt. Um zum Erreichen der klimapolitischen Ziele beizutragen, soll ab 2015 die Nutzung von Biokraftstoffen stärker auf die THG-Minderungspotenziale ausgerichtet werden. Außerdem sollten in einer entsprechenden Verordnung Regelungen für eine nachhaltige Erzeugung von Biomasse geschaffen werden. (BMU 2007)

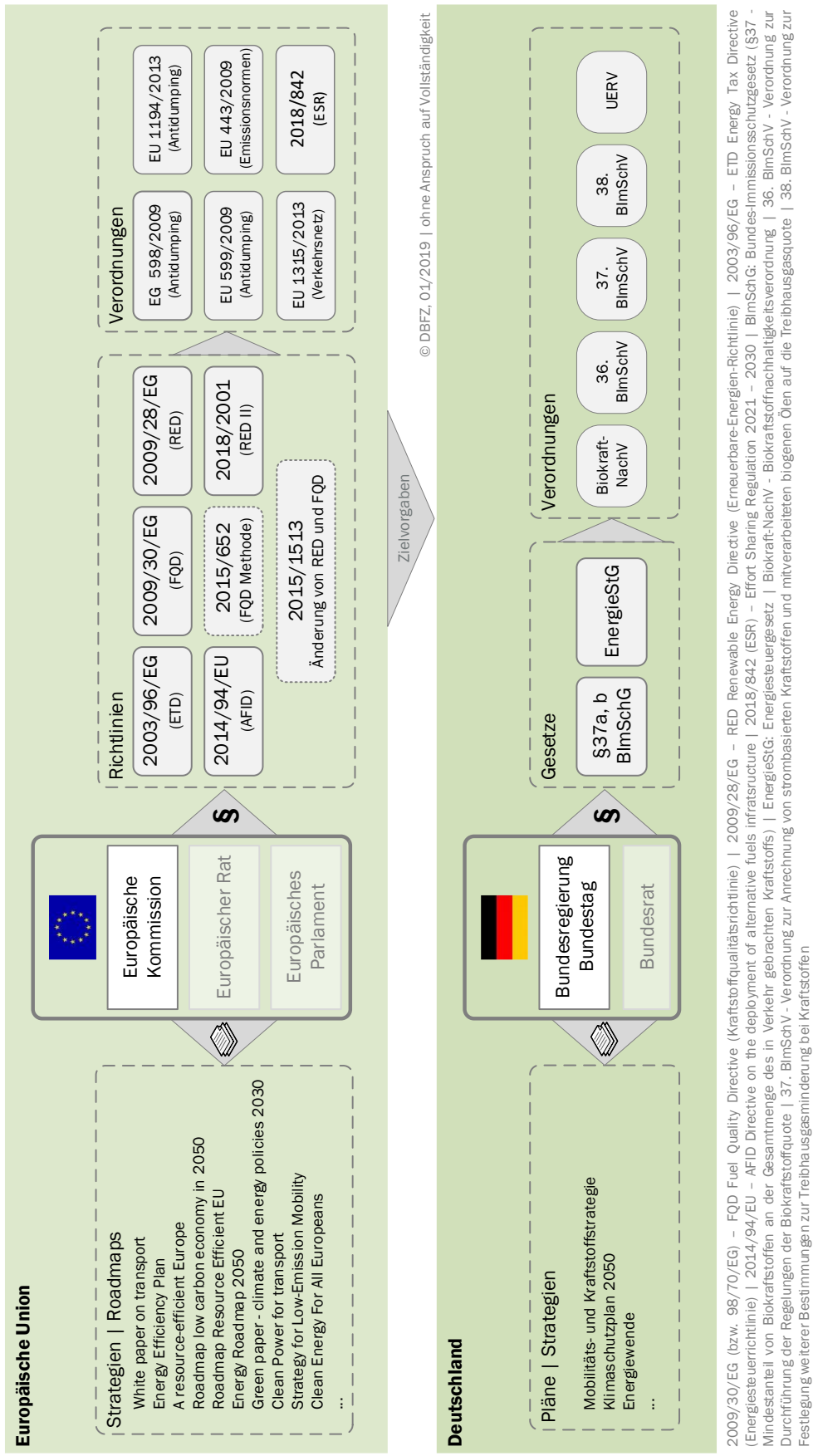


Abbildung 3-1 Politische Ziele und rechtliche Vorgaben für Biokraftstoffe in der Europäischen Union und in Deutschland (© DBFZ)

3.1.1.3 Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland (2009)

Im *Nationalen Biomasseaktionsplan für Deutschland (2009)* wurde festgelegt, die Förderung von Biokraftstoffen von einer energetischen Quote auf ihren Netto-Beitrag zum Klimaschutz umzustellen. Bis 2020 soll der Biokraftstoffanteil am Gesamtkraftstoffverbrauch eine Netto-THG-Minderung von 7 % erreichen. (BMU und BMELV 2010) Um subventionierte Importe zu unterbinden, sollen Biokraftstoffe, die bereits im Ausland gefördert wurden und für die keine Ausgleichs- oder Antidumpingzölle erhoben wurden, künftig von der Quote und von Steuervergünstigungen ausgenommen werden. Gleichzeitig sollen international anerkannte Mindeststandards für die Qualität von Biokraftstoffen geschaffen werden. Um die EU-Kraftstofflinie umzusetzen, müssen auch in Deutschland zukünftig Ottokraftstoffe mit einer Beimischung von 10 % Bioethanol zugelassen werden. Die Forschung auf dem Gebiet von Biokraftstoffen der zukünftigen Generation soll ausgebaut werden. Biokraftstoffe sollen zukünftig nur noch gefördert werden, wenn ihre Treibhausgasreduzierung gegenüber fossilen Kraftstoffen

- für Neuanlagen mindestens 35 % (gilt für Bestandsanlagen die bis zum Januar 2008 in Betrieb waren erst ab April 2013),
- mindestens 50 % ab 2017, sowie
- mindestens 60 % für Anlagen, die ab 2017 in Betrieb gehen,

beträgt. (KOM(2005) 628) Anstelle des energetischen Anteils sollen Biokraftstoffe ab 2015 entsprechend ihrer THG-Minderung auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden. Außerdem soll der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff gefördert werden und zukünftig auf die Quote anrechenbar sein, ebenso wie hydrierte Pflanzenöle (auf 3 Volumenprozent begrenzt). (BMU und BMELV 2010)

3.1.1.4 Energiesteuergesetz (2006)

§ 2 Steuertarif

Nach Absatz 1 und 2 beträgt die Steuer für Gaskraftstoffe.:

- | | | |
|--|--|------------|
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ für 1 MWh Erdgas und 1 MWh gasförmige Kohlenwasserstoffe | bis zum 31. Dezember 2023 | 13,90 EUR, |
| | vom 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024 | 18,38 EUR, |
| | vom 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2025 | 22,85 EUR, |
| | vom 1. Januar 2026 bis zum 31. Dezember 2026 | 27,33 EUR, |
| | ab 1. Januar 2027 | 31,80 EUR. |

■ für 1.000 kg Flüssiggase, unvermischt	bis zum 31. Dezember 2018	180,32 EUR,
	vom 1. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2019	226,06 EUR,
	vom 1. Januar 2020 bis zum 31. Dezember 2020	271,79 EUR,
	vom 1. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2021	317,53 EUR,
	vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022	363,94 EUR,
	ab 1. Januar 2023	409,00 EUR.

Diese Steuertarife gelten analog sowohl für fossile Gaskraftstoffe wie CNG und LNG sowie LPG als auch deren biogene Substitute wie beispielsweise Biomethan.

§ 50 Steuerentlastung für Biokraft- und Bioheizstoffe

In § 50 Absatz 3 wurde die zuvor geltende Steuerentlastung für Biokraftstoffe ab 01.01.2008 schrittweise reduziert. In der seit vom 01.01.2010 bis 31.12.2017 gültigen Fassung beträgt die Steuerentlastungen auf den Steuersatz in Höhe von 470,40 EUR entsprechend § 2 Absatz 1 Nr. 4b für 1.000 l unvermischte Pflanzenöle und Biodiesel (FAME):

■ für Fettsäuremethylester (FAME):	bis 31. Dezember 2007	399,40 EUR,	
	vom 1. Januar 2008 bis 31. Dezember 2008	336,40 EUR,	
	vom 1. Januar 2009 bis 31. Dezember 2012	303,40 EUR,	
	vom 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2017	21,40 EUR,	
	■ für Pflanzenöl:	bis 31. Dezember 2007	470,40 EUR,
		vom 1. Januar 2008 bis 31. Dezember 2008	388,90 EUR,
vom 1. Januar 2009 bis 31. Dezember 2012		304,90 EUR,	
vom 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2017		21,40 EUR.	

Seit dem 01.01.2018 werden Biokraftstoffe analog zu fossilen Kraftstoffen besteuert. Da sich der Steuersatz auf das Volumen bezieht, werden derzeit flüssige Biokraftstoffe bezogen auf ihren Energiegehalt höher besteuert als das jeweilige fossile Pendant. Einzige Ausnahme ist hierbei HVO, da es im Gegensatz zu FAME oder Bioethanol einen leicht höheren Heizwert hat als fossiler Kraftstoff.

Weiterhin waren bis 31.12.2017 besonders förderungswürdige Biokraftstoffe definiert, die vollständig von der Energiesteuer befreit waren:

- „synthetische Kohlenwasserstoffe oder synthetische Kohlenwasserstoffgemische, die durch thermochemische Umwandlung von Biomasse gewonnen werden“ (Fischer-Tropsch-Diesel),
- „Alkohole, die durch biotechnologische Verfahren zum Aufschluss von Zellulose gewonnen werden“ sowie
- „Energieerzeugnisse, die einen Bioethanolanteil von mindestens 70 Volumenprozent enthalten“.

Kraftstoffgemische die einen geringeren Bioethanolanteil enthielten, wurden voll besteuert.

Bis 01.04.2011 galten die Regelungen auch für Bioheizstoffe, d.h. in stationären Anlagen eingesetzte Biokraftstoffe zur Strom- und Wärmebereitstellung. (EnergieStG 2006)

§ 57 Steuerentlastung für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft

In § 57 ist die Steuerentlastung für Energieerzeugnisse, die in Betrieben der Land- und Forstwirtschaft eingesetzt werden, geregelt. Diese beträgt entsprechend Absatz 5 ab 01.01.2013 für 1.000 Liter:

1. Gasöle (Diesel):		214,80 EUR
2. Biokraftstoffe nach § 50 Absatz 3 Satz 3:	Biodiesel (FAME):	450,33 EUR
	Pflanzenöl:	450,00 EUR.

Ebenso wie bei § 50 wird die Steuerentlastung rückwirkend auf Antrag für (zunächst voll versteuerte) Kraftstoffe gewährt. (EnergieStG 2015)

3.1.1.5 Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (2009)

Durch das *Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen* vom 15.07.2009 wurde die Quote für Biokraftstoffe im BLMschG verringert. Für das Jahr 2009 war demnach eine energiebezogene Gesamtquote von 5,25 % zu erfüllen. Von 2010 bis 2014 ist die Biokraftstoffquote auf 6,25 % festgelegt. Die Mindestquote für den Anteil Biokraftstoffe an Ottokraftstoffen liegt statt wie bisher bei 3,6 % nun bei 2,8 %. Die Mindestquote Biodiesel bleibt konstant bei 4,4 %. Zudem ist es zukünftig möglich, die Quote für als Kraftstoff genutztes Erdgas mit Biomethan zu erfüllen.

Ab 2015 soll durch die Beimischung von Biokraftstoffen zu Otto- und Dieselmotorkraftstoff eine THG-Minderung für den Kraftstoffsektor um 3 % erreicht werden. Diese THG-Minderung soll ab 2017 4,5 % und ab 2020 7 % betragen. (BioKraftFändG 2009) Mit dem Anstieg der THG-Quote steigt auch der Biokraftstoffbedarf entsprechend an. Durch die steigende spezifisch erforderliche THG-Vermeidung bei Biokraftstoff in 2018 (von 35 % auf 50 %) wiederum, nimmt der absolute Bedarf an Biokraftstoffen trotz gleichbleibender Quote ab.

In der ab dem 21.07.2009 geltenden Fassung des § 37b (Begriffsbestimmung, Anforderungen an Biokraftstoffe) BLMschG wird erstmals festgelegt, dass Biokraftstoffe, die bereits zuvor eine anderweitige direkte staatliche Förderung erhalten haben oder für die eine Steuerentlastung gewährt wurde, nicht auf die Erfüllung der Quotenverpflichtung angerechnet werden. Bei einer Übertragung der Quotenverpflichtung auf Dritte entsprechend § 37a Absatz 4 können grundsätzlich keine Biokraftstoffe verwendet werden, für die eine Entlastung von der Energiesteuer gewährt wurde, d.h. diese Kraftstoffe müssen ggf. nachversteuert werden. Die Übertragung auf nicht quotenverpflichtete Dritte betraf zunächst vor allem reine Kraftstoffe (Biodiesel, Pflanzenöl), inzwischen vor allem Biomethan.

3.1.1.6 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – BOKRAFT-NACHV, 2009)

Um die Vorgaben der EU-Richtlinien 2009/30/EG und 2009/28/EG zu erfüllen, ist seit dem 30.09.2009 eine entsprechende Nachhaltigkeitsverordnung auf nationaler Ebene in Kraft. Biokraftstoffe, die auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden, müssen die in der Verordnung enthaltenen Kriterien (Tabelle 3-8) erfüllen. Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt nach der in der Verordnung festgelegten Methodik. Der Nachweis über die Einhaltung dieser Anforderungen erfolgt über dafür installierte Zertifizierungssysteme. (Biokraft-NachV 2009)

Seit Januar 2011 müssen alle in Deutschland auf die Quote angerechneten Biokraftstoffe entsprechend den Anforderungen der BOKRAFT-NACHV zertifiziert sein. Der Nachweis über die Erfüllung der Anforderungen erfolgt über Zertifizierungssysteme, welche auf nationaler Ebene durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) bzw. auf europäischer Ebene durch die Europäische Kommission zugelassen sein müssen.

3.1.1.7 Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote (36. BIMSCHV)

Nach dem Inkrafttreten des Biokraftstoffquotengesetzes ist am 29.01.2007 die Verordnung mit entsprechenden Regelungen, v.a. hinsichtlich Mitteilungs- und Nachweispflichten, erlassen worden.

Mit einem Beschluss der Bundesregierung vom 06.06.2011 ist rückwirkend zum 01.01.2011 die *Erste Verordnung zur Änderung der Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote* in Kraft getreten. Unter anderem wurden im § 7 Regelungen zur doppelten Gewichtung bestimmter Biokraftstoffe bei der Anrechnung auf die energetische Biokraftstoffquote (bis 2014) getroffen, womit ein weiterer Aspekt der EU-Richtlinie 2009/28/EG in nationales Recht überführt wurde. Demzufolge konnten ab 2011 Biokraftstoffe doppelt auf die Quote angerechnet werden, wenn sie aus

- Abfällen,
- Reststoffen (Rohglycerin, Tallölpech, Gülle und Stallmist, Stroh),
- zellulosehaltigem Non-Food-Material oder
- lignocellulosehaltigem Material

hergestellt worden sind.

Die absoluten Biokraftstoffmengen zur Erfüllung der energetischen Quote verringerten sich entsprechend der Menge eingesetzter Biokraftstoffe, die doppelt angerechnet werden konnten.

Mit der Änderung der Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote vom 26.11.2012 (Geltung ab 01.12.2012) wurden wesentliche Teile dieser Verordnung geändert. Dies betraf vor allem Regelungen zur Umsetzung der Doppelgewichtung von Biokraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen und den damit verbundenen Nachweispflichten im Rahmen der Zertifizierung. Vor allem erfolgte die eindeutige und wörtliche Definition von Alt Speisefetten und -ölen als Reststoff im Sinne der Verordnung.

3.1.2 Aktueller Stand Deutschland

3.1.2.1 Bundes-Immissionsschutzgesetz | Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen

Das Zwölfte Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes trat kurz vor der Umstellung des Quotensystems am 20.11.2014 in Kraft. Die Änderung umfasste vor allem:

- Regelungen zur Quotenübertragung vom Jahr 2014 auf die Treibhausgasquote im Jahr 2015,
- Regelungen zur Berechnung der Ausgleichsabgabe (sogenannte Pönale) infolge von Fehlmengen, hier wird ein fester Faktor definiert: 0,47 EUR/kg CO₂-Äq. und
- Anpassung der Quotenschritte: für die Jahre 2015 und 2016 die Anhebung von zuvor 3 % auf 3,5 %, ab dem Jahr 2017 die Absenkung von zuvor 4,5 auf 4,0 % und ab dem Jahr 2020 die Absenkung von zuvor 7,0 % auf nun 6,0 %.

Aus der geänderten Quotenhöhe ergibt sich je nach durchschnittlicher spezifischer THG-Vermeidung der eingesetzten Biokraftstoffe eine variierende Biokraftstoffmenge.

Zudem wurden im 12. Änderungsgesetz zahlreiche Ermächtigungsgrundlagen implementiert. Deren Ziel ist die zügige und effektive Umsetzung von erwarteten europarechtlichen Vorgaben in nationales Recht im Rahmen eines vereinfachten Verfahrens. Diese betreffen u. a.:

- Änderung des fossilen Basiswertes (83,8 Kilogramm Kohlenstoffdioxid-Äquivalent pro Gigajoule),
- Begrenzung der Anrechenbarkeit bestimmter Biokraftstoffe,
- Festlegung eines Mindestanteils bestimmter Biokraftstoffe sowie Regelung des Nachweisverfahrens,
- Änderung des Berechnungsverfahrens für die Treibhausgasemissionen von fossilen Otto- und fossilen Dieselmotorkraftstoffen sowie Regelung des Nachweisverfahrens,
- Änderung des Berechnungsverfahrens für die Treibhausgasemissionen von Biokraftstoffen sowie Regelung des Nachweisverfahrens,
- Regelung zur Anrechenbarkeit von elektrischem Strom zur Verwendung in Straßenfahrzeugen, Festlegung des Berechnungsverfahrens für die Treibhausgasemissionen der eingesetzten Mengen elektrischen Stroms sowie Regelung des Nachweisverfahrens,
- Erweiterung des Anwendungsbereiches auf weitere Kraftstoffe, Festlegung des Berechnungsverfahrens für die Treibhausgasemissionen sowie Regelung des Nachweisverfahrens,
- Erweiterung des Anwendungsbereiches um weitere Maßnahmen zur Treibhausgasminderung (z. B. im sogenannten Upstream-Bereich), Festlegung des Berechnungsverfahrens für die Treibhausgasemissionen sowie Regelung des Nachweisverfahrens.

3.1.2.2 Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote (36. BImSchV)

Im Rahmen der *Verordnung zur Bereinigung quotenrechtlicher Vorschriften und zur Umsetzung europarechtlicher Vorgaben zur Treibhausgas-Minderung von Biokraftstoffen* (mit Geltung ab dem 09.04.2016) wurden die letzten Anpassungen in die Regelungen der Verordnung übertragen. Wesentliche Punkte der geänderten Verordnung sind:

- Regelungen zur doppelten Gewichtung definierter Biokraftstoffe auf die energetische Quote entfallen,
- weiterhin keine Anrechnung von Biokraftstoffen aus tierischen Fetten und Ölen auf die Quotenerfüllung, ausgenommen:
 - a) „nicht zu vermeidende unwesentliche Verunreinigungen“,
 - b) Frittierfette und -öle,
 - c) für Biomethan: Abfälle nach definierten Abfallschlüsseln (§ 9).

3.1.2.3 Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV)

Die *Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes* mit Geltung ab dem 01.01.2018 definiert und regelt im Wesentlichen (37. BImSchV 2017):

- die Anrechenbarkeit von Strom (Elektromobilität), strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf THG-Quote,
- die Anpassungsfaktoren für die Antriebseffizienz: Verbrennungsmotor: 1, Brennstoffzelle: 0,4 sowie
- die spezifischen Treibhausgasemissionen (in kg CO₂-Äq./GJ) für

a) komprimiertes synthetisches Methan	3,3
b) komprimierten Wasserstoff in einer Brennstoffzelle	
aus erneuerbarem Strom	9,1
aus Kohle-Strom	234,4
Kohle-Strom + CO ₂ -Abtrennung	52,7.

3.1.2.4 Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen (38. BImSchV)

Die Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes mit Geltung ab dem 14.12.2017 definiert und regelt Wesentliches bezüglich (38. BImSchV):

- der Berechnung der Treibhausgasemissionen und weitere Optionen zur Erfüllung der Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen:
 - a) Anpassung des Basiswertes auf 94,1 kg CO₂-Äq./GJ,
 - b) Anrechnung und Nachweis von in Straßenfahrzeugen mit Elektroantrieb genutztem elektrischem Strom,
 - c) Treibhausgasemissionen von fossilen Kraftstoffen in kg CO₂-Äq./GJ:

Fossile Ottokraftstoffe	93,3
Fossile Dieselmotorkraftstoffe	95,1
Fossile Flüssiggaskraftstoffe (LPG)	73,6
Komprimiertes Erdgas (CNG)	69,3
Verflüssigtes Erdgas (LNG)	74,5
Komprimierter Wasserstoff in Brennstoffzelle	
aus Erdgas mit Dampfreformierung	104,3
aus Kohle	234,4
Kohle mit CO ₂ -Abscheidung und Speicherung	52,7
Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoff	
aus Altkunststoff aus fossilen Rohstoffen	86,0
 - d) Anrechenbarkeit von biogenen Flüssiggasen,
 - e) Anpassungsfaktoren für die Antriebseffizienz: Verbrennungsmotor: 1, batteriegestützter Elektroantrieb: 0,4 sowie Brennstoffzelle: 0,4,
- Indirekter Landnutzungsänderungen:
 - a) Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse in Höhe von 6,5 % energetischer Anteil,
 - b) Mindestanteil fortschrittlicher Kraftstoffe in Höhe von a) 0,05 % ab dem Jahr 2020, b) 0,1 % ab dem Jahr 2021, c) 0,2 % ab dem Jahr 2023 und 0,5 % ab dem Jahr 2025 (energetischer Anteil).

3.1.2.5 Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote (UERV)

Die *Upstream-Emissionsminderungs-Verordnung* mit Geltung ab dem 30.01.2018 regelt die Anrechnung und Ermittlung von Upstream-Emissionsminderungen sowie deren Nachweisführung.

Upstream-Emissionen sind sämtliche Treibhausgasemissionen die entstehen, bevor der Raffinerierohstoff in die Raffinerie oder Verarbeitungsanlage gelangt. Auf Basis der UERV können bis zu 1,2 % Treibhausgasvermeidung durch die Reduktion der Emissionen dieser Vorkette auf das Treibhausgasminderungsziel nach § 37a BImSchG angerechnet werden. (UERV)

3.1.2.6 Bundesfernstraßenmautgesetz (BFStrMG)

Derzeit ist die Maut für mit Gas betriebene Fahrzeuge reduziert, was einen, wenn auch nicht unmittelbaren, Einfluss auf die Nutzung von Gaskraftstoffen im Verkehr und damit auch potenziell deren biogenen Substituten zur Folge haben kann.

Laut § 1 des BFStrMG ist für die Benutzung der Bundesautobahnen und der Bundesstraßen eine Gebühr für die Benutzung bestimmter Verkehrswege durch schwere Nutzfahrzeuge zu entrichten (Maut). Dies gilt für Kraftfahrzeuge oder Fahrzeugkombinationen, die für den Güterkraftverkehr bestimmt sind oder verwendet werden und deren zulässiges Gesamtgewicht mindestens 7,5 Tonnen beträgt.

Neben weiteren Ausnahmen ist diese Maut nicht zu entrichten bei der Verwendung von mit Erdgas betriebenen Fahrzeugen im Zeitraum vom 1. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2020. Ab dem 1. Januar 2021 sind für mit Erdgas betriebene Fahrzeuge die Mautteilsätze für die Infrastrukturkosten nach § 3 Absatz 1 Nummer 1 und die verursachten Lärmbelastungskosten nach § 3 Absatz 1 Nummer 3 zu entrichten.

Entsprechend § 3 besteht die Maut aus Mautteilsätzen für:

- | | |
|---|-------------------------|
| 1. die Infrastrukturkosten, in Abhängigkeit vom zulässigen Gesamtgewicht und der Anzahl der Achsen, | 0,08 bis 0,174 EUR/km, |
| 2. die verursachten Luftverschmutzungskosten, in Abhängigkeit von der Kategorie, | 0,011 bis 0,085 EUR/km, |
| 3. die verursachten Lärmbelastungskosten | 0,002 EUR/km. |

Für einige Betreiber mit einer ausreichend hohen Fahrleistung kann dieser Anreiz im Falle einer anstehenden Neuanschaffung ausreichend sein, was eine deutliche Trendwende beim derzeit sinkenden CNG Absatz im Verkehrssektor in den kommenden Jahren zur Folge haben kann.

3.1.3 Ausblick | Zielerreichung 2020 Deutschland

Die kurzfristigen europäischen Ziele (RED und FQD) sowie entsprechende verbindliche nationale Ziele in Deutschland adressieren die THG-Vermeidung bzw. den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor bis zum Jahr 2020. Hinsichtlich der europäischen Ziele hat die Bundesregierung entsprechende Berichts- und Erfüllungspflichten gegenüber der Europäischen Union. Die nationale Quote zur THG-Quote ist für die Verpflichteten direkt rechtlich bindend und bei nicht Erfüllung mit Strafzahlungen verbunden.

Tabelle 3-1 Nachhaltigkeitsziele der EU und Deutschlands im Verkehrssektor 2020 (Richtlinie 2009/28/EG; Richtlinie 2009/30/EG; BImSchG 2019; 36. BImSchV; 37. BImSchV 2017; 38. BImSchV; UERV; Richtlinie 98/70/EG 2018)

Kriterium	Europäische Union		Deutschland
	RED	FQD	
Zielgröße (Zähler)	Anteil erneuerbare Energien in allen Verkehrssektoren	THG-Vermeidung in allen Verkehrssektoren außer Seeschifffahrt und Schienenverkehr	THG-Vermeidung in allen landgebundene Ver- kehrssektoren außer strom- gebundenem Schienenver- kehr
Bezugsgröße (Nenner)	Otto- und Dieselmotorkraftstoff sowie im Straßen- und Schie- nenverkehr verbrauchte Bi- okraftstoffe und Elektrizität (direkt und über stromba- sierte Kraftstoffe)	Kraftstoffe und Energieträger, eingesetzt in Straßenkraft- fahrzeugen, Binnenschiffen und -sportbooten sowie mobi- len Maschinen und Geräten und land- und forstwirtschaftli- chen Zugmaschinen (fossile Vergleichsgröße: letzter verfügbarer tatsächli- cher Durchschnitt der Emis- sionen aus fossilem Otto- und Dieselmotorkraftstoffverbrauch der EU, sonst 83,8 g CO ₂ -Äq./MJ)	Gesamtmenge Otto-, Diesel- und Biokraftstoff (Basiswert: 94,1 g CO ₂ -Äq./MJ)
Erfüllungsoptio- nen	Biokraftstoffe, EE-Strom, strombasierte Kraftstoffe	Biokraftstoffe, EE-Strom im Straßenverkehr, UER	Biokraftstoffe, fossile Kraft- stoffe, EE-Strom im Stra- ßenverkehr, strombasierte Kraftstoffe, UER
Ziel	10 %	6 %	6 %

EE-Strom = Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen

3.1.3.1 Treibhausgasquote bis 2020 | THG-Vermeidung gemäß BImSchG in Deutschland

Die in Deutschland genutzte Biokraftstoffmenge ist in den Jahren bis 2007 stark gestiegen und anschließend wieder deutlich zurückgegangen. Auch die Anteile der eingesetzten Biokraftstoffoptionen sowie die für deren Produktion eingesetzten Rohstoffe haben sich verändert. Einen wesentlichen Grund für diesen Wandel stellen die in diesem Kapitel dargestellten politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen dar. In ist die Historie der jährlich in Deutschland genutzten Biokraftstoffmenge seit 1995 aufgezeigt sowie eine Hochrechnung der zur Quotenerfüllung bis 2020 erforderlichen jährlichen Biokraftstoffmenge in Abhängigkeit von der durchschnittlichen spezifischen THG-Vermeidung. Die durchschnittliche spezifische THG-Vermeidung der in Deutschland eingesetzten Biokraftstoffe lag 2017 bei 81,2 % (2016: 76,9 %, 2014: 51,4 %). (BLE 2018, 2015a) Die Standardwerte der RED bzw. der BIOKRAFT-NACHV finden im Rahmen der Nachhaltigkeitszertifizierung inzwischen nahezu keine Anwendung mehr.

Je nach Entwicklung der Gesamtmenge des in Verkehr gebrachten Otto- und Diesekraftstoffe (in 2018 entgegen der Vorjahre erstmals rückläufig, siehe BAFA 2019), der durchschnittlichen spezifischen THG-Vermeidung der Biokraftstoffe, der Menge der fossilen Kraftstoffe zur THG-Minderung (v.a. LPG und CNG) sowie der Erfüllung der bis zu 1,2 % Treibhausgasvermeidung durch Upstream-Emissionsminderungen (Upstream-Emission-Reduction UER) wird die absolute Biokraftstoffmenge bis 2019 maximal konstant bleiben bzw. in 2020 lediglich geringfügig steigen.

Die Kraftstoffnormen für Diesel- (DIN EN 590) und Ottokraftstoff (DIN EN 228) definieren Beimischungsgrenzen für Biokraftstoffe, welche derzeit bei einem Volumenanteil von 7 % Biodiesel (FAME) im Diesekraftstoff (sogenannter B7) sowie 5 % bzw. 10 % Ethanol im Ottokraftstoff (sogenanntes E5 bzw. E10) liegen. Der Anteil von beigemischt HVO ist nicht direkt begrenzt. Um die Kraftstoffeigenschaften für normgerechten Kraftstoff zu erreichen, können jedoch, je nach Menge des beigemischten FAME, maximal 20 bis 26 % HVO dem Diesekraftstoff beigemischt werden.

Reine Biokraftstoffe (B100, Pflanzenöl) oder höhere Kraftstoffmische (E85) werden kaum noch eingesetzt.

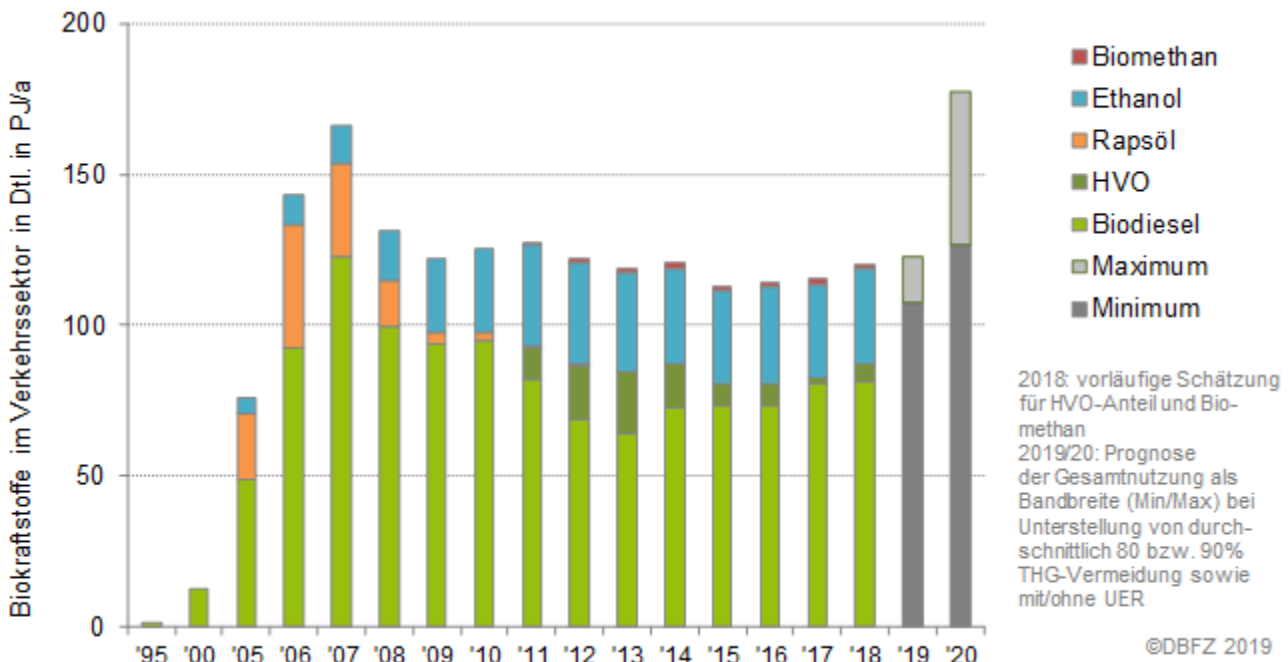


Abbildung 3-2 Biokraftstoffnutzung in Deutschland 2000–2015 sowie Bedarf bis 2020 (eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von BAFA 2019; BImSchG 2019; BLE 2013, 2014, 2015a, 2018; Radke 2014, © DBFZ)

Im Zuge der Änderung u. a. der 38. BImSchV (Geltung ab 14.12.2017) wird eine neue Berechnungsmethode bei der Zieldefinition des BImSchG zur Treibhausgasminderung im Verkehr etabliert.

Verpflichtete bleiben die Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und deren Substituten. Die Berechnung der Zielerreichung bzw. Quotenerfüllung ist allerdings ungleich komplexer. Aufgrund eines angepassten Basiswertes ist die spezifische THG-Vermeidung alternativer Kraftstoffe bei gleichbleibender THG-Bilanz nun höher. Andererseits bestimmt auch der fossile Kraftstoffmix aufgrund spezifischer Emissionsfaktoren für alle fossilen Flüssig- und Gaskraftstoffoptionen die Höhe erforderlicher Treibhausgasvermeidungen. So erfordern der derzeit relativ hohe Anteil von Dieselmotorkraftstoff und die relativ geringen Anteile von Gaskraftstoffen faktisch eine höhere THG-Vermeidung als nur die vorgegebenen 4 %. In Abbildung 3-3 ist dies schematisch sowie mit entsprechenden Formeln kurz dargestellt.

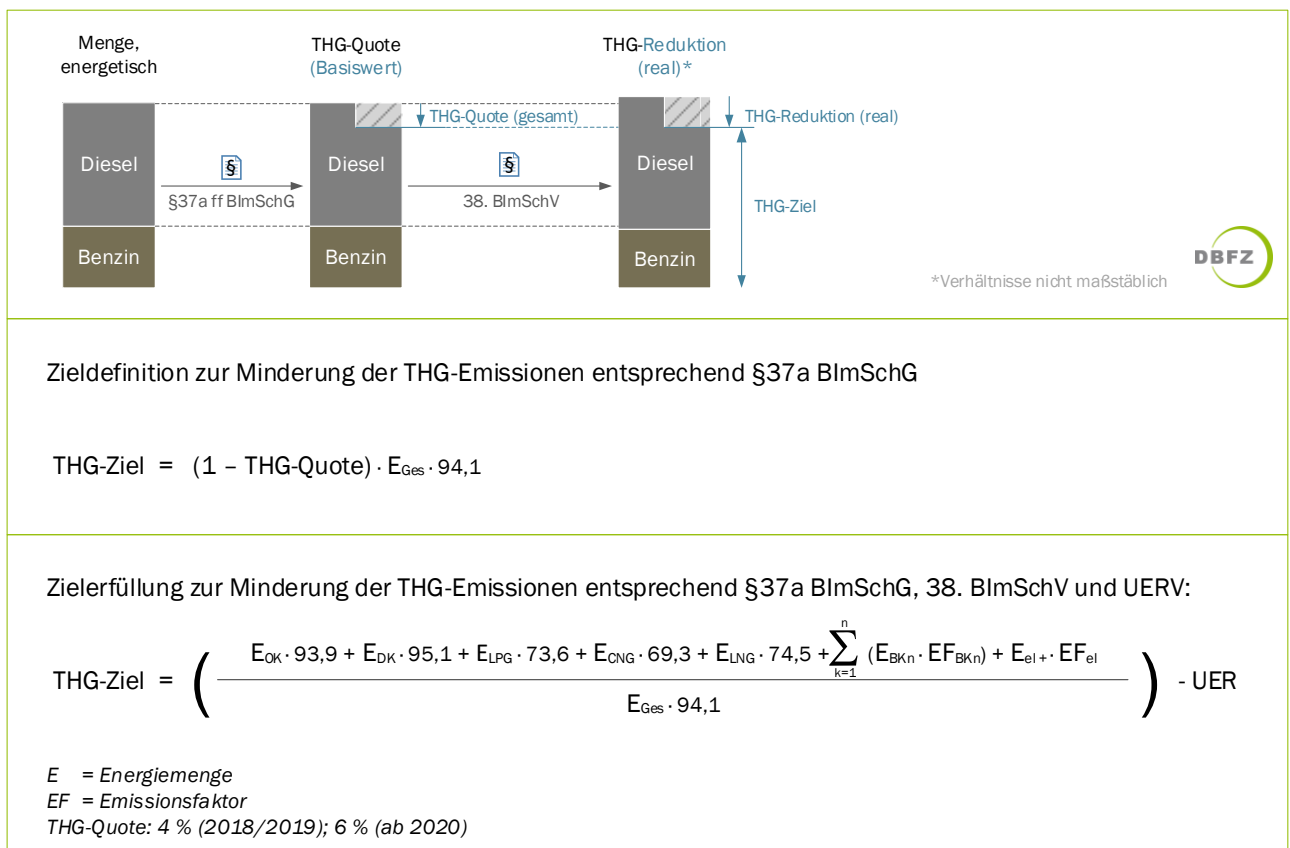


Abbildung 3-3 Zieldefinition und Zielerfüllung der THG-Quote, © DBFZ

In Tabelle 3-2 sind die rechnerische Zielerreichung innerhalb der deutschen THG-Quote von 2015-2018 sowie eine mögliche Zielerreichung für die Jahre 2019 und 2020 dargestellt. Bei einem höheren Gesamtkraftstoffbedarf müssten auch entsprechend höhere absolute Mengen der erneuerbaren Optionen bereitgestellt werden.

Tabelle 3-2 Zielerreichung zur THG-Vermeidung im Verkehrssektor (THG-Quote): eigene Berechnung bis 2018, *möglicher Korridor bis 2020 (Darstellung auf Basis von (BAFA 2019; BLE 2018; Stücke und Egidius 2018))

		2015	2016	2017	2018	2019*	2020*
Mengen in PJ	fossile Flüssigkraftstoffe	2.277	2.290	2.325	2.245	2.164	2.083 - 2.115
	biogene Flüssigkraftstoffe	113	112	111	118	115	133-165
	fossile Gaskraftstoffe	20	19	12	12	14	14
	Biomethan	1	1	2	2	2	5
	Strom im Straßenverkehr	> 0	> 0	> 0	1	1	1
THG- Quote	Ziel	3,5 %	3,5 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %	6,0 %
	Erfüllung	3,3 %	3,6 %	3,8 %	3,9 %	4,0 %	6,0 %

Annahmen/Anmerkungen: Erfüllung THG-Quote: ohne Berücksichtigung evtl. Quotenübertragung | fossile Gaskraftstoffe: LPG und CNG | LPG 2018-2020 analog 2017 | CNG 2018 analog 2017, 2019: + 50% | Biokraftstoffe: durchschnittliche spezifische THG-Emissionen bis 2020 analog 2017: 15,75 g CO₂-Äq./MJ | Bandbreite 2020: mit/ohne UER | Gesamtkraftstoffbedarf rückläufig, Trendfortschreibung entsprechend 2017 auf 2018

Die Zieldefinition des BImSchG von 6 % THG-Vermeidung im Verkehrssektor entstammt der Europäischen Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD). Deren Zielerreichung wäre mit den in Tabelle 3-2 dargestellten Mengen somit ebenfalls realisiert, vorausgesetzt die fossile Vergleichsgröße in 2020 liegt nicht über dem Basiswert der deutschen THG-Quote von 94,1 g CO₂-Äq./MJ. Eine Fortschreibung der FQD für die Jahre ab 2021 ist nach derzeitigem Stand nicht abzusehen, ihre Wirkung endet 2020.

Die Bundesregierung ist verpflichtet, neben der Erreichung des THG-Vermeidungsziels der FQD für 2020 auch das Erreichen des Ziels der RED für einen Mindestanteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor in Jahr 2020 gegenüber der Europäischen Union nachzuweisen. In Tabelle 3-3 sind analog zu den Mengen der Tabelle 3-2 zur Erreichung der nationalen THG-Quote die damit einhergehende schrittweise Zielerreichung der RED bis 2020 abgeleitet. Es zeigt sich, dass unter den gesetzten Annahmen und bei voller Ausschöpfung der 1,2 % THG-Vermeidung durch Maßnahmen zur Upstream Emission Reduction das Ziel der RED im Jahr 2020 in Deutschland knapp verfehlt wird. Durch eine Anpassung der Annahmen wie beispielsweise einem etwas höheren Anteil 2fach anrechenbarer Biokraftstoffe oder einem höheren Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen im deutschen Strommix wäre das Ziel auch mit 1,2 % UER möglich. Wie auch bei der THG-Quote und der FQD wären bei einem höheren Gesamtkraftstoffbedarf auch entsprechend höhere absolute Mengen der erneuerbaren Optionen erforderlich.

Tabelle 3-3 Anteil Erneuerbarer Energien (entsprechend RED) im Verkehrssektor, eigene Berechnung bis 2018, *möglicher Korridor bis 2020 (Daten auf Basis von BAFA 2019; BLE 2018; AGEB 2019)

		2015	2016	2017	2018	2019*	2020*
Mengen in PJ	fossile Flüssigkraftstoffe	2.277	2.290	2.325	2.245	2.164	2.083 - 2.115
	biogene Flüssigkraftstoffe, 1fache Anrechnung	92	79	80	86	83	101 - 133
	biogene Flüssigkraftstoffe, 2fache Anrechnung	21	33	32	32	32	32
	Biomethan, 2fache Anrechnung	1	1	2	2	2	5
	Strom im Straßenverkehr, 5fache Anrechnung	> 0	> 0	> 0	1	1	1
	Strom im Schienenverkehr, 2,5fache Anrechnung	41	42	42	42	42	42
Erneuerbarer Anteil im Strommix		30 %	29 %	33 %	35 %	37 %	40 %
Anteil EE	real	5,2 %	5,1 %	5,1 %	5,6 %	5,8 %	6,8 – 8,2 %
	entsprechend RED	6,9 %	7,3 %	7,4 %	8,0 %	8,3 %	9,5 – 10,9 %

Annahmen/Anmerkungen: Mengengerüst analog Tabelle 3-2 zur THG-Quote | Menge doppelt anrechenbarer Biokraftstoffe 2018-2020 analog 2017 | Menge Schienenstrom 2018-2020 analog 2017 | Menge Straßenstrom 2019-2020: relatives Wachstum analog 2018 zu 2019 | Bandbreite 2020: mit/ohne UER | Biokraftstoffe und Biomethan aus Abfall- und Reststoffen: 2fache Anrechnung | EE-Anteil im Strommix 2019 & 2020: +7,5 %/Jahr

Zusammenfassung | Nationale Erreichung der EU-2020-Ziele aus FQD und RED

Die Nationalstaaten der Europäischen Union sind im Rahmen europäischer Richtlinien zur Erfüllung darin definierter Ziele verpflichtet. Die zu erwartende Zielerreichung von Deutschland für das Jahr 2020 stellt sich wie folgt dar:

1. Richtlinie zur Kraftstoffqualität (FQD, Kapitel 3.2.2.1)

Zentrales Ziel dieser Richtlinie ist die Minderung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit des im Verkehr eingesetzten Kraftstoffs bis 2020 um bis zu 10 % (Artikel 7a). Diese Minderung ist wie folgt aufgeteilt:

- 6 % durch die Verwendung entsprechender erneuerbarer Energieträger, dies entspricht dem deutschen Ziel zur Vermeidung von Treibhausgasen in § 37a BImSchG, inklusive der Anrechnung von bis zu 1,2 % Upstream-Emissionsminderungen, in Deutschland werden zudem fossile Kraftstoffe (z. B. CNG und LPG) angerechnet, aufgrund der geringen Mengen ist der Effekt allerdings derzeit von untergeordneter Bedeutung,

⇒ **eine Zielerreichung von Deutschland ist eher unkritisch, vorbehaltlich der Erfüllung der THG-Quote**

- weitere 2 % (Richtwert) durch die Bereitstellung von Energie für den Verkehr (Straßen-, Off-Road- und Binnenschiffsverkehr sowie mobile Geräte und Maschinen) oder durch Minderung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen der Kraftstoffe/Energieträger einschließlich CO₂-Abscheidung und -Speicherung (kurz CCS), welche Maßnahmen hier gemeint sein könnten ist nicht klar, ggf. fällt die Anrechnung fossiler Kraftstoffe mit gegenüber der Referenz vorteilhaften Lebenszyklustreibhausgasemissionen darunter (s. o., beispielsweise LPG, CNG und LNG),

⇒ **relevante Mechanismen zur Unterstützung dieser Zielerreichung sind nicht bekannt.**

- weitere 2 % (Richtwert) durch die Verwendung von CO₂-Gutschriften (Emissionshandel EU ETS),

⇒ **konkrete Mechanismen zur Unterstützung dieser Zielerreichung sind nicht bekannt.**

2. Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED, Kapitel 3.2.2.2)

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie mit Stand vom 09.09.2015 hat für das Jahr 2020 das Ziel von 10 % erneuerbaren Energien im Verkehrssektor gesetzt. Ausgehend von

- einem weiterhin leicht sinkenden Bedarf an Otto- und Dieselmotorkraftstoffen,
- durchschnittlichen spezifischen THG-Emissionen der Biokraftstoffe analog 2017,
- einer gleichbleibenden Menge an Biokraftstoffen aus Rest- und Abfallstoffen,
- einem leicht steigenden Anteil von Gaskraftstoffen und
- einem leicht steigenden Strombedarf im Straßenverkehr

im Jahr 2020, ist für die nationale Zielerfüllung eine zusätzliche Menge an konventionellen Biokraftstoffen in Höhe von etwa 15 bis 47 PJ erforderlich (gegenüber 2018). Die Zusammensetzung der potenziellen Zielerreichung in 2015 bis 2020 ist in Tabelle 3-3 zusammenfassend dargestellt.

⇒ **die Zielerreichung für die RED 2020 im Verkehrssektor in Deutschland ist machbar,**

⇒ **unter den definierten Rahmenbedingungen und bei vollständiger Realisierung der 1,2 % Reduktion durch UER wird das Ziel jedoch verfehlt.**

3.1.3.2 Klimaschutzplan 2050

Die Regierungskoalition verständigte sich 2013 auf die Ausarbeitung eines Klimaschutzplans. Im Rahmen eines breiten Dialogprozesses sollen weitere Reduktionsschritte bis zum Zielwert von 80 bis 95 % Minderung im Jahr 2050 gegenüber 1990 festgeschrieben und mit entsprechenden Maßnahmen unterlegt werden. Der Auftakt dieses Vorhabens erfolgte im Rahmen einer Konferenz im Juni 2015 und der zeitgleichen Veröffentlichung eines Impulspapiers durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Die anschließende Beteiligung erfolgte im Rahmen mehrstufiger Dialogforen für Bundesländer, Kommunen und Verbände, Delegierten der Stakeholder und Bürgerdialogen. Im Anschluss an den Beteiligungsprozess erfolgte seit April 2016 die Erarbeitung eines Hausentwurfs für den Klimaschutzplan 2050 durch das federführende BMUB. Der schließlich im November 2016 beschlossene Klimaschutzplan 2050 beinhaltet klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Zudem wurde das langfristige Ziel einer weitestgehend CO₂-freien Wirtschaft bis 2050 mit mittelfristigen Zwischenzielen für die einzelnen Sektoren bzw. Handlungsfelder für das 2030 festgeschrieben. Diese sind zusammenfassend in Tabelle 3-4 aufgeführt. (BMUB 2016)

Tabelle 3-4 Klimaschutzplan 2050 – Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder (BMUB 2016)

Handlungsfeld	1990 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2014 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2030 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2030 (Minderung in % gegenüber 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175–183	62–61 %
Gebäude	209	119	70–72	67–66 %
Verkehr	163	160	95–98	42–40 %
Industrie	283	181	140–143	51–49 %
Landwirtschaft	88	72	58–61	34–31 %
Teilsumme	1.209	890	538–557	56–54 %
Sonstige	39	12	5	87 %
Gesamtsumme	1.248	902	543–562	56–55 %

Um das Klimaziel 2030 von mindestens 40 % Treibhausgasreduktion im Verkehrssektor zu erreichen, wurden im Klimaschutzplan Meilensteine definiert, u. a.:

Straßenverkehr

- THG-Minderung durch die Kombination aus Effizienzsteigerung der Fahrzeuge und verstärktem Einsatz THG-neutraler Energie
- Pkw-Verkehr: Reduktion der direkten THG-Emissionen ohne Nutzungseinschränkungen gegenüber bisherigem Fahrzeugbestand durch Plug-in-Hybridantriebe, reine Elektrofahrzeuge mit höherer Reichweite sowie Brennstoffzellenantriebe; ambitionierte Fortentwicklung der CO₂-Zielwerte für die Pkw-Neuwagenflotte in entsprechender EU-Verordnung 2017
- Leichte Nutzfahrzeuge: Leichtbautechnologien zur Steigerung der Nutzlast und zur Ausweitung der Reichweite im Bereich der E-Mobilität

- Schwere Nutzfahrzeuge: weitere Effizienzsteigerung der Verbrennungsmotoren und Getriebe, Hybridisierung, Verbesserung der Aerodynamik, Einsatz rollwiderstandoptimierter Reifen, Anpassungen der Fahrzeuglänge sowie Verwendung von Wasserstoff und Flüssigerdgas (LNG) beziehungsweise EE-Methan in optimierten Gasmotoren, elektrische Antriebe
- Digitalisierung: dient u. a. effizienterer Nutzung der Verkehrsinfrastruktur

Schienerverkehr

- Zielgerichtete Investitionen in das Schienennetz (einschließlich Elektrifizierung von Schienenwegen) sowie die Setzung zielgerichteter Rahmenbedingungen zur Verlagerung von der Straße auf die Schiene
- Effektive Verbesserung der intermodalen Wettbewerbsbedingungen für den klimafreundlichen Schienenverkehr

Radverkehr

- Attraktive Radverkehrsinfrastruktur im Stadt-Umland-Bereich
- Bessere Verknüpfung an den Schnittstellen zum Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV)
- Größere Verbreitung von Lastenfahrrädern
- Verkehrsverringern durch regionale Produktions- und Konsumstrukturen

Fußverkehr

- Attraktive Straßenräume
- Berücksichtigung klimafreundlicher Verkehrsoptionen im Planungsprozess

Luft- und Seeverkehr

- Emissionsminderungen durch alternative Antriebstechnologien und konstruktionstechnische Anpassungen
- Prüfung der Möglichkeiten zur Beimischung biogener und EE-strombasierter Kraftstoffe

Allgemein

- Förderung des Einsatzes und der Nutzung von treibhausgasarmen oder treibhausgasneutralen Verkehrsmitteln (nicht motorisierter Verkehr oder motorisierter Verkehr auf Basis erneuerbarer Energien)
- Prüfung der schrittweisen und aufkommensneutralen Umgestaltung der den Verkehr betreffenden Abgaben und Umlagen um spürbaren finanziellen Vorteil aus möglichst treibhausgasarmes Verkehrsverhalten zu generieren.

Im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 sind kurzfristige maßnahmenbezogene Ziele zur Treibhausgasreduktion genauer definiert. (BMUB 2014)

Im Folgenden wird kurz auf die **Berechnungsmethodik** eingegangen, die den Zielen des Klimaschutzplans zugrunde liegt.

Die im Klimaschutzplan sektorspezifisch definierten Ziele umfassen jeweils deren direkte Emissionen. Der Ausbau der Elektromobilität und die Emissionen aus der damit verbundenen Energiebereitstellung werden daher im Sektor Energiewirtschaft bilanziert. Auch die mit der Bereitstellung der Kraftstoffe verbundenen Emissionen (Vorkette) werden hier nicht berücksichtigt, sondern im jeweiligen Industriesektor. Die direkten Treibhausgasemissionen im Verkehr der Land- und Forstwirtschaft werden in diesen Sektoren und nicht im Verkehrssektor bilanziert. Im Verkehrssektor sind weiterhin nicht erfasst die Treibhausgasemissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs. (BMUB 2019)

Gemäß 2006 IPCC Guidelines werden für die Klimaberichterstattung, d. h. für den nationalen Inventarbericht, die Emissionen als Produkt aus den verbrauchten Kraft- und Brennstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren berechnet. Die für Kraftstoffe verwendeten Emissionsfaktoren werden jährlich angepasst und unterscheiden sich von denen nach 38. BImSchV bzw. Biokraft-NchV (THG-Quote in Deutschland), wie Tabelle 3-5 zeigt.

Tabelle 3-5 Emissionsfaktoren für Kraftstoffe im Straßenverkehr in g/MJ für Deutschland 2015 gemäß (UBA 2018a; 38. BImSchV; Biokraft-NachV 2009)

		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ -Äq.	CO ₂ -Äq. gemäß THG-Quote
Fossile Kraftstoffe	Diesel	74,0	0,2	3,3	77,5	95,1
	Benzin	75,3	6,9	0,6	82,8	93,3
	CNG	55,9	6,5	0,9	63,3	69,3
	LPG	66,3	1,9	1,3	69,5	73,6
Biokraftstoffe	Biodiesel	70,8	*	*	3,5 (74,3)	≤ 68
	Bioethanol	71,6	*	*	7,5 (79,1)	≤ 70
	Biomethan	90,6	*	*	3,2 (93,8)	≤ 23
Summe Verkehr	in Mio. t CO ₂ -Äq.	161,095	0,146	1,571	162,8	

* für Biokraftstoffe analog fossilem Substitut

Bei der Berechnung der Gesamttreibhausgasemissionen werden die CO₂-Anteile der verwendeten Biokraftstoffe nicht berücksichtigt. Verbesserte Vorkettenemissionen bei der Bereitstellung von Biokraftstoffen wirken sich demnach zwar deutlich auf die THG-Quote des BImSchG aus, allerdings nicht direkt auf den Nationalen Inventarbericht und damit formal auch nicht auf die Erreichung des Klimaziels. Entscheidend sind hierbei im Wesentlichen die eingesetzten Kraftstoffmengen, sowohl fossil als auch erneuerbar.

In Tabelle 3-6 sind die Gesamttreibhausgasemissionen 1990 bis 2035 (ab 2020 szenarienbasiert) sowie bis 2016 der damit einhergehende Endenergiebedarf im Verkehrssektor gegenübergestellt.

Tabelle 3-6 Entwicklung der gesamten Treibhausgase 1990 bis 2035 im Verkehrssektor in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten, tatsächliche Emissionen und Projektionen (BMU 2018b)

	1990	2015	2016	2020	2025	2030	2035
Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)	163	162	166	158	151	149	148
		-1 %	+2 %	-3 %	-7 %	-8 %	-9 %
Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario (MWMS)	163	162	166	157	148	138	126
		-1 %	+2 %	-4 %	-9 %	-15 %	-23 %
Endenergiebedarf in PJ ¹	2.153	2.246	2.259				

¹ Endenergiebedarf im Straßen-, Schienen- und Binnenschiffverkehr sowie Inlandsflüge, ohne Elektrizität

3.1.3.3 Klimaschutzgesetz 2019

Die genannten, bisher noch recht weichen Meilensteine im Klimaschutzplan, sollen zeitnah genauer quantifiziert werden. Mit einem neuen Gesetz will das Umweltministerium im Jahr 2019 verbindliche Ziele beim Klimaschutz festlegen. In diesem sogenannten Klimaschutzgesetz sollen die Ziele aus dem Klimaschutzplan für 2030 verankert werden.

Der Energiebedarf im Verkehrssektor ist seit 1990 deutlich gestiegen (2017: + 32 %; Radke 2018). Das Zielszenario GreenEe der Studie *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050* (Günther et al. 2017) legt den Schwerpunkt auf einen ambitionierten und energetisch effizienten Transformationspfad hin zur Treibhausgasneutralität 2050. Die Reduktion des Energiebedarfes im Verkehr (etwa wieder auf das Niveau 1990) erfolgt im Personen- wie auch im Güterverkehr durch Vermeidung, Verlagerung und Verbesserung der Energieeffizienz. Die Verkehrsinfrastruktur ändert sich dabei v. a. bezüglich einer ausgeprägten Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und dem Netzausbau für Oberleitungshybrid-LKW.

Die historischen sowie die aus dem GreenEe-Szenario für 2030 resultierenden Energiebedarfe im Verkehr sind in Tabelle 3-7 den historischen THG-Emissionen sowie deren Ziel für 2030 gegenübergestellt. Dabei wird deutlich, dass trotz deutlicher Reduktion des Energiebedarfes gegenüber heute, die Reduktion der THG-Emissionen um 40 % im Wesentlichen aus klimafreundlicheren Energieträgern resultieren muss

Tabelle 3-7 Endenergiebedarf und THG-Emissionen im Verkehrssektor 1990–2030

	1990	2010	2014	2030
Energiebedarf Verkehr insgesamt in PJ ^a	2.091	2.559	2.616	2.100 ^b
THG-Emissionen in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq. ^c	163		160	95–98

^a (Radke 2018). ^b (Günther et al. 2017). ^c (BMUB 2016).

3.1.3.4 Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“

Am 19.09.2018 wurde mit Zustimmung durch einen Kabinettsbeschluss der Grundstein für die Nationale Plattform *Zukunft der Mobilität* (NPM) gelegt. In insgesamt sechs Arbeitsgruppen setzen sich hier Experten verschiedenster Fachbereiche mit den zentralen Entwicklungen im Verkehrsbereich auseinander. Diese Entwicklungen sind:

- die Anforderungen zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung,
- die Potenziale und Herausforderungen im Bereich der Elektromobilität sowie alternativer Antriebe und Kraftstoffe,
- die Digitalisierung des Verkehrssektors,
- die Sicherung des Mobilitäts- und Produktionsstandortes Deutschland,
- die Verknüpfung des Verkehrssektors mit dem Energiesystem und
- die Standardisierung technologischer Komponenten im Verkehrsbereich.

Die übergeordneten Ziele der NPM sind:

- Entwicklung von verkehrsträgerübergreifenden und -verknüpfenden Lösungen für ein weitgehend treibhausgasneutrales und umweltfreundliches Verkehrssystem,
- Sicherstellung einer wettbewerbsfähigen Automobilindustrie und Förderung des Beschäftigungsstandortes Deutschlands,
- Ermöglichung einer effizienten, hochwertigen, flexiblen, sicheren und bezahlbaren Mobilität.

3.2 Politischer Rahmen EU

3.2.1 Historische Entwicklung EU

3.2.1.1 Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (2003)

In dem *Vorschlag für eine Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen* (KOM(2001) 547) wurde eine Mindestquote von 2 % Biokraftstoffanteil empfohlen. Dies sollte einen stabilen Markt für die Produzenten schaffen. Da bei diesem Anteil nicht mit einer signifikanten Verringerung der THG-Emissionen im Verkehrsbereich ausgegangen wurde, sollte der Anteil auf über 5 % erhöht und ein Beimischungszwang eingeführt werden.

Ausgehend davon trat am 08.05.2003 die *Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor* in Kraft. Darin wurden die europäischen Mitgliedsstaaten aufgefordert, im Jahr 2005 2 % der benötigten Kraftstoffe im Verkehrssektor mit Biokraftstoffen zu decken. Bis 2010 sollte dieser Anteil auf 5,75 % erhöht werden. (Richtlinie 2003/30/EG)

3.2.1.2 Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischen Strom (2003)

Um die Nutzung von Biokraftstoffen auszuweiten, wurde mit der Richtlinie 2003/96/EG vom 27.10.2003 den Mitgliedstaaten der EU erlaubt, Steuerbefreiungen und -ermäßigungen zugunsten von Biokraftstoffen zu erlassen. Dadurch sollte die Nutzung von Biokraftstoffen gefördert und Rechtssicherheit für die Erzeuger geschaffen werden. Die steuerlichen Vergünstigungen sollten sich entsprechend der Entwicklung der Rohstoffpreise anpassen. (Richtlinie 2003/96/EG)

3.2.1.3 Aktionsplan für Biomasse (2005)

Wie im *Aktionsplan Biomasse* vermutet, wurde der Anteil von 2,0 % Biokraftstoff am Verbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2005 nicht erreicht, da das Umsetzen der weniger ambitionierten Ziele der Einzelstaaten lediglich einen gesamteuropäischen Biokraftstoffanteil von ca. 1,4 % zur Folge hatte. Die Einhaltung von Mindestnormen für die nachhaltige Erzeugung von Biokraftstoffen wurde ebenfalls empfohlen. Außerdem wurde festgestellt, dass Biokraftstoffe den höchsten Nutzen in Bezug auf Versorgungssicherheit haben. (KOM(2005) 628 2005)

3.2.1.4 EU-Strategie für Biokraftstoffe (2006)

In Ergänzung der Ziele des 2005 verabschiedeten *Aktionsplans Biomasse* wurden in der Mitteilung der Kommission KOM (2006) 34 die Biokraftstoffziele konkreter gefasst. Biokraftstoffe sollten in der EU und in Entwicklungsländern stärker gefördert werden. Weiterhin soll die Wettbewerbsfähigkeit durch optimierten Rohstoffanbau, Forschung zu Biokraftstoffen der „zweiten Generation“, Förderung von Demonstrationsprojekten und Beseitigung von nichttechnischen Hindernissen erhöht werden. (KOM(2006) 34 2006)

3.2.1.5 Fahrplan für erneuerbare Energien (2007)

Im Fahrplan für erneuerbare Energien *Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft* wurde festgestellt, dass die Ausbauziele der erneuerbaren Energien von den Mitgliedstaaten nur unzureichend erfüllt wurden. Statt des angestrebten Biokraftstoffanteils von 2 % in 2005 wurde nur ein Anteil von 1 % erreicht. Für 2020 wurde unter der Annahme der Verfügbarkeit von nachhaltig

erzeugten Rohstoffen das Ziel festgelegt, 10 % des Gesamtverbrauchs von Benzin und Diesel im Verkehrssektor mit Biokraftstoffen zu ersetzen. (KOM(2006) 848 2007)

3.2.2 Aktueller Stand EU

3.2.2.1 FQD-Richtlinie zur Kraftstoffqualität 2009/30/EG

Die Richtlinie 2009/30/EG ändert die *Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen* und regelt u.a. Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe. Sie wird auch kurz *Kraftstoffqualitätsrichtlinie* (engl.: *Fuel Quality Directive – FQD*) genannt. Mit der Richtlinie 2009/30/EG sollen die Lebenszyklustreibhausgasemissionen von Kraftstoffen kontrolliert und verringert werden. Zu diesem Zweck wird ein System eingeführt, das die Kraftstoffanbieter dazu verpflichtet, die Treibhausgasemissionen für die von ihnen gelieferten Kraftstoffe mitzuteilen und diese Emissionen ab 2011 zu senken. (Richtlinie 2009/30/EG)

Zentrales Ziel der Richtlinie in Artikel 7a ist die Minderung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit des im Verkehr eingesetzten Kraftstoffs bis 2020 um bis zu 10 %. Diese Minderung ist folgendermaßen aufgeschlüsselt:

- a) 6 % durch die Verwendung entsprechender erneuerbarer Energieträger;
- b) weitere 2 % (Richtwert) durch eine oder beide der folgenden Methoden:
 - I. Bereitstellung von Energie für den Verkehr, die zur Verwendung in allen Arten von Straßenfahrzeugen, mobilen Maschinen und Geräten (einschließlich Binnenschiffen), land- und forstwirtschaftlichen Zugmaschinen sowie Sportbooten bestimmt ist;
 - II. Einsatz von Verfahren jeglicher Art (einschließlich der Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid), die eine Minderung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen pro Energieeinheit des Kraftstoffs oder des Energieträgers ermöglichen;
- c) weitere 2 % (Richtwert) durch die Verwendung von Gutschriften, die im Rahmen des Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung des Kyoto-Protokolls erworben werden (EU ETS).

Die Richtlinie wurde zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513 vom 9. September 2015. (Richtlinie (EU) 2015/1513) Wesentliche Punkte der Änderungen der FQD waren u.a.:

- Ermöglichung der Anrechnung von Biokraftstoffen zur Verwendung in der Luftfahrt, auf die Verpflichtung zur Minderung der Lebenszyklustreibhausgasemissionen;
- Erhöhung der Anforderung zur spezifischen Minderung der Treibhausgasemissionen auf mindestens 60 % (für Biokraftstoffe aus Anlagen, die ihren Betrieb nach dem 05.10.2015 aufnehmen);
- Befugnis, über delegierte Rechtsakte Standardwerte für Treibhausgasemissionen festzulegen, in Bezug auf:
 - I. im Verkehrssektor eingesetzte erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs;
 - II. Abscheidung und Nutzung von CO₂ für Verkehrszwecke.

3.2.2.2 RED-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG

Die Richtlinie 2003/30/EG wurde im April 2009 durch die Richtlinie 2009/28/EG ersetzt. In der derzeit gültigen Richtlinie 2009/28/EG ist das gemeinsame Ziel der EU von 10 % erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 definiert. Sie wird auch kurz *Erneuerbare Energien Richtlinie* (engl.: *Renewable Energy Directive*) genannt.

wable *Energy Directive* – RED) genannt. Biokraftstoffe müssen, um auf die zu erreichende Biokraftstoffquote anrechenbar zu sein, verschiedene Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen. Die entsprechenden Kriterien sind ebenfalls in der Richtlinie 2009/28/EG enthalten.

Biokraftstoffe müssen demnach ein THG-Minderungspotenzial von mindestens 35 % gegenüber fossilen Kraftstoffen aufweisen. Diese erforderliche Mindesteinsparung an THG-Emissionen gegenüber der fossilen Referenz erhöhte sich auf 50 % ab 2017 bzw. 60 % ab 2018 für Neuanlagen. Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion dürfen nicht auf Flächen angebaut werden, die bis 2008 den Status von Feuchtgebieten/Sumpfland, Wald oder Dauergrünland hatten. Zum Nachweis des THG-Minderungspotenzials eines Biokraftstoffs enthält die Richtlinie Standardwerte für die typischen Treibhausgasemissionen in g CO₂-Äq./MJ für die verschiedenen Biokraftstoffoptionen. Die Systemgrenze umfasst die gesamte Kette vom Anbau bis zur Nutzung der Kraftstoffe. Zudem soll die Europäische Kommission eine konkrete Methodik entwickeln, um die Treibhausgasemissionen durch indirekte Landnutzungsänderungen zu begrenzen. (Richtlinie 2009/28/EG)

Tabelle 3-8 Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach EU-Richtlinie 2009/28/EG

Nachhaltige Landwirtschaft	Schutz von Lebensräumen	THG-Minderungspotenzial
<ul style="list-style-type: none"> ■ Kriterien zur Einhaltung der guten fachlichen Praxis (z. B. Cross Compliance) ■ keine Verschlechterung von Artenvielfalt und Lebensräumen, Bodenfunktion und Bodenfruchtbarkeit, Gewässerqualität und Wasserangebot ■ umweltgerechter Einsatz von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln ■ keine wesentliche Zunahme von versauernden oder toxischen Stoffen 	<p>Kein Rohstoffanbau auf Flächen, die bis zum Januar 2008 folgenden Status innehatten:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ hoher Kohlenstoffbestand: <ul style="list-style-type: none"> ■ Feuchtgebiete ■ kontinuierlich bewaldete Gebiete ■ hohe Biodiversität: <ul style="list-style-type: none"> ■ Primärwald ■ Naturschutzflächen ■ Grünland ■ Torfmoor 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 35 % ab Inkrafttreten bzw. ■ 50 % ab 2017 bzw. ■ 60 % ab 2018 für Neuinstallationen mit Inbetriebnahme nach 2016 im Vergleich zum fossilen Referenzkraftstoff (Diesel oder Ottokraftstoff) mit 83,8 g CO₂-Äq./MJ

Das Ziel von 10 % erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 sowie die damit verbundenen Randbedingungen, wie z. B. die Nachhaltigkeitsanforderungen, wurden in der *Erneuerbaren-Energien-Richtlinie* 2009/28/EG festgeschrieben.

Die Implementierung der Nachhaltigkeitsanforderungen analog der RED in nationales Recht ist notwendig für die Anerkennung der erreichten Anteile und Treibhausgasminderungen auf EU-Ebene. Der Nachweis der Nachhaltigkeit erfolgt mit Hilfe zugelassener Zertifizierungssysteme, wobei zwischen national und auf EU-Ebene zugelassenen Systemen unterschieden wird.

Die *Erneuerbare Energien Richtlinie* wurde zuletzt geändert durch die Richtlinie (EU) 2015/1513 vom 09. September 2015. Wesentliche Punkte der Änderungen betreffen v. a. die Erreichung des 10 % Ziels im Jahr 2020:

- 7 % Biokraftstoffe (max.) aus Getreide und sonstigen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen und aus als Hauptkulturen vorrangig für die Energiegewinnung auf landwirtschaftlichen Flächen angebauten Pflanzen;
- 0,5 % (min.) und 2fache Anrechnung von erneuerbare nicht-biogene Kraftstoffe und Biokraftstoffen aus Rohstoffen des Anhang IX Teil A (Abfall- und Reststoffe, Algen und Bakterien, PTX, keine Altspeisefette und tierischen Fette);
- 2fache Anrechnung von erneuerbaren und Biokraftstoffen aus Rohstoffen des Anhang IX (Abfall- und Reststoffe, Algen und Bakterien, PTX sowie Altspeisefette und tierischen Fette);
- 2,5fache (Schienenverkehr) bzw. 5fache (Straßenverkehr) Anrechnung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen.

Zur Erreichung der Ziele der RED (wie auch der Ziele der FQD) definieren die Mitgliedsstaaten geeignete Maßnahmen wie beispielsweise Investitionsförderung, Steuervorteile, Quoten oder Strafzahlungen im nationalen Recht. Einen aktuellen Überblick dieser einzelstaatlichen rechtlichen Regelungen innerhalb der Europäischen Union gibt Abbildung 3-4.

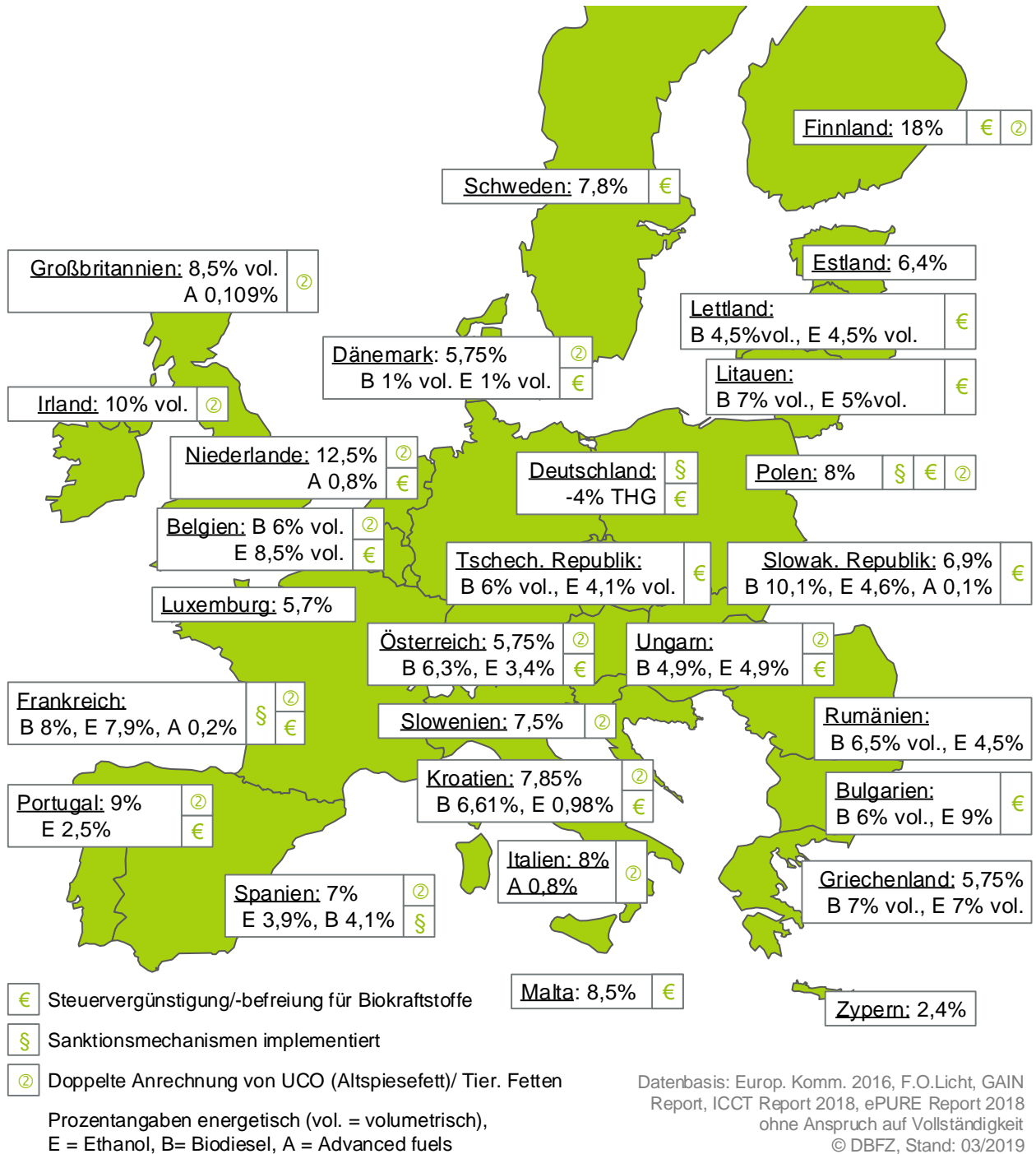


Abbildung 3-4 Nationale Biokraftstoffquoten und -rahmenbedingungen in der EU 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von Europäische Kommission 2016a; Flach et al. 2013; F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

Der im Rahmen dieser Quoten zu realisierende Biokraftstoffanteil kann sowohl über die Verwendung von reinen Biokraftstoffen als auch über deren Beimischung zu fossilen Kraftstoffen erreicht werden. Die Beimischung von Biokraftstoffen wird in Kapitel 7.2.2 thematisiert.

3.2.2.3 AFID-Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe

Die *Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe* wird auch kurz AFID (engl.: *Alternative Fuel Infrastructure Directive*) genannt. Ziel ist es, dass jeder Mitgliedstaat einen nationalen Strategierahmen für die Marktentwicklung bei alternativen Kraftstoffen im Verkehrsbereich und für den Aufbau der entsprechenden Infrastrukturen festlegt. Die betreffenden alternativen Kraftstoffe sind (Richtlinie 2014/94/EU 2014):

- Stromversorgung für den Verkehr (u.a. angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektrofahrzeuge in Ballungsräumen bis Ende 2020 sowie im TEN-V-Kernnetz¹ bis Ende 2025, landseitige Stromversorgung von Binnen- und Seeschiffen im TEN-V-Kernnetz bis Ende 2025);
- Wasserstoffversorgung für den Straßenverkehr (unverbindlich: angemessene Anzahl öffentlich zugänglicher Wasserstofftankstellen);
- Erdgasversorgung für den Verkehr:
 - a) LNG (angemessene Anzahl an LNG-Tankstellen in Seehäfen bis Ende 2025, in Binnenhäfen bis Ende 2030 sowie im TEN-V-Kernnetz für schwere Nutzfahrzeuge bis Ende 2025, angemessenes LNG-Verteilernetz);
 - b) CNG (angemessene Anzahl an öffentlich zugänglichen CNG-Tankstellen in Ballungsräumen bis Ende 2020 sowie im TEN-V-Kernnetz bis Ende 2025).

Neben Anforderungen zu Infrastrukturdichte und -ausgestaltung werden auch technische Spezifikationen und teilweise weitere Anforderungen in der Richtlinie definiert.

3.2.2.4 Richtlinie zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß Kraftstoffqualitätsrichtlinie

Die *Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates vom 20. April 2015 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen* definiert Verfahren zur Berechnung (Richtlinie (EU) 2015/652 2015):

- a) von Kraftstoffen und Energie, mit Ausnahme von Biokraftstoffen, und zur Berichterstattung durch die Anbieter (Treibhausgasintensität gemäß Anhang I);
- b) des Kraftstoffbasiswerts und der Reduktion der Treibhausgasintensität (gemäß Anhang II).

Demnach kann die berechnete Treibhausgasintensität von fossilen Kraftstoffen gemäß *Kraftstoffqualitätsrichtlinie* (FQD) abweichen vom fossilen Referenzwert, der bei der Ermittlung der spezifischen Treibhausgasemission von Biokraftstoffen gemäß Anforderungen der *Erneuerbare Energien Richtlinie* (RED) herangezogen wird. Der Kraftstoffbasiswert gemäß Anhang II der Richtlinie (EU) 2015/652 beträgt 94,1 g CO₂-Äq./MJ für 2010, der fossile Referenzwert der RED demgegenüber 83,8 g CO₂-Äq./MJ.

Die Berichterstattung der Anbieter ist identisch mit der der Mitgliedstaaten. Sie enthält nach Kraftstoffart und -menge aufgeschlüsselte Angaben zur (durchschnittlichen) Treibhausgasintensität sowie der resultierenden Reduktion gegenüber dem Durchschnitt von 2010.

¹ Transeuropäisches Netz Verkehr (TEN-V) | Trans-European transport network (TEN-T) (Europäische Kommission 2016b).

3.2.3 Ausblick EU

3.2.3.1 RED II – Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

Die *Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 11. Dezember 2018 (Neufassung)* wurde am 21.12.2018 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Mit Blick auf die Dekade 2021 bis 2030 führt sie den Regelungsrahmen der RED (Kapitel 3.2.2.2) fort, erweitert diesen und entwickelt die Ziele weiter. Neben weiteren Aspekten der Nutzung von erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmebereich werden auch für den Verkehrssektor Ziele und Rahmenbedingungen bis 2030 definiert:

Ziele:

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Straßen- und Schienenverkehr auf 14% in 2030 (von 10% in 2020)
- Anteil von 0,2% fortschrittlichen Biokraftstoffen in 2022 sowie 1% in 2025 und 3,5% in 2030

Rahmenbedingungen:

- Begrenzung des Anteils von Biokraftstoffen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen auf 7%
- Begrenzung des Anteils von Biokraftstoffen aus gebrauchtem Speiseöl und tierischen Fetten auf 1,7%
- Beendigung der Nutzung von Biokraftstoffen mit hohem iLUC-Risiko (aus Palmöl) bis 2030
- Erhöhung des fossilen Basiswertes auf 94 g CO₂-Äq./MJ
- Mehrfachanrechnungen auf die Ziele:
 - 2fache Anrechnung fortschrittlicher Biokraftstoffe aus definierten Rohstoffen (Anhang IX, A)
 - 2fache Anrechnung von Biokraftstoffen aus gebr. Speiseöl und tierischen Fetten (Anhang IX, B)
 - 4fache Anrechnung von erneuerbarem Strom, genutzt im Straßenverkehr
 - 1,5fache Anrechnung von erneuerbarem Strom, genutzt im Schienenverkehr
 - 1,2fach Anrechnung für erneuerbare Kraftstoffe im Luft- und Seeverkehr.

Aus dem am 23.02.2017 korrigierten Anhang X des *Vorschlags für eine Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen* (COM(2016) 767 2017) geht hervor, wie sich die Europäische Kommission die schrittweise Reduktion der konventionellen Biokraftstoffe sowie die analoge Steigerung des Beitrags fortschrittlicher erneuerbarer Kraftstoffe bis 2030 vorstellt (Abbildung 3-5). Hingegen lassen aktuelle Untersuchungsergebnisse des DBFZ im Rahmen des Vorhabens *Untersuchungen zur Ausgestaltung der Biokraftstoffgesetzgebung* (FNR, FKZ 22401416) darauf schließen, dass sich bei Erreichen der Ziele für eine deutlich stärkere Etablierung der Elektromobilität (6 Mio. PKW) bis 2030 vor allem fortschrittliche Biokraftstoffe durchsetzen und dabei die konventionellen Biokraftstoffe in Abhängigkeit von weiteren Rahmenbedingungen größtenteils bis vollständig verdrängt werden.

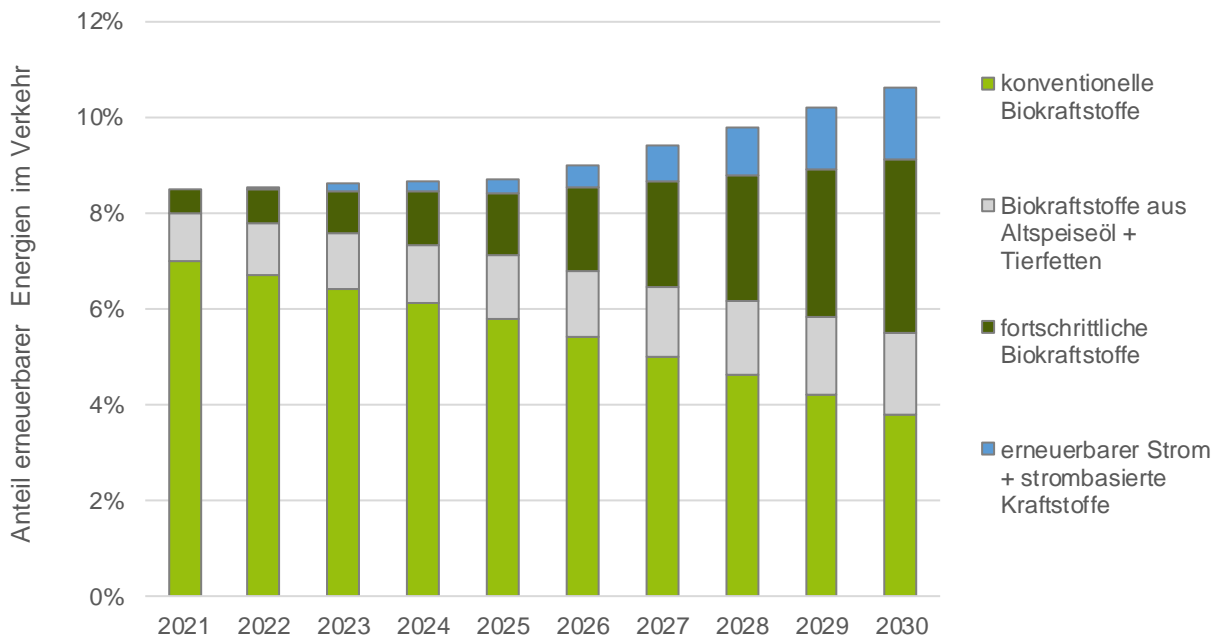


Abbildung 3-5 Anteile erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor 2021–2030 nach (COM(2016) 767 2017), Annex X (geänderte Darstellung auf Basis von COM(2016) 767/2 2016, © DBFZ)

3.2.3.2 EU-Klimaschutzverordnung

Die Verordnung (EU) 2018/842, kurz ESR (Effort sharing regulation), vom 30. Mai 2018 dient der Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013.

Gemäß Artikel 4 und Anhang I der Verordnung muss Deutschland demnach bis 2030 seine Treibhausgasemissionen um 38 % gegenüber 2005 reduzieren. Der Pfad soll linear verlaufen, wobei in Artikel 5 u. a. Grenzen definiert sind, in welchem Umfang Emissionen zwischen den Jahren verschoben werden dürfen.

Zudem können laut Artikel 5 auch Emissionsrechte und Minderungspflichten zwischen den Mitgliedstaaten übertragen werden:

- Übertragung der Emissionszuweisung für ein bestimmtes Jahr an einen anderen Mitgliedstaat: bis zu 5 % für die Jahre 2021 bis 2025, bis zu 10 % für die Jahre 2026 bis 2030.
- Übertragung des überschüssigen Teils der jährlichen Emissionszuweisung für ein bestimmtes Jahr an einen anderen Mitgliedstaat, (volumenfähig) auf Basis geprüfter Treibhausgasemissionen.

Der Empfängermitgliedstaat kann diese Menge jeweils für das betreffende Jahr oder für spätere Jahre des Zeitraums bis 2030 verwenden.

Weitere Punkte, die u. a. in der Verordnung geregelt werden, sind:

- Flexibilitätsmöglichkeit für bestimmte Mitgliedstaaten nach Verringerung von EU-EHS-Zertifikate,
- Zusätzliche Verwendung von bis zu 280 Mio. Einheiten aus dem Nettoabbau von Treibhausgasen aus LULUCF,
- Abhilfemaßnahmen bei unzureichendem Fortschritt bei der Erfüllung der Verpflichtungen.

3.2.3.3 Saubere Energie für alle Europäer | Clean energy for all Europeans

Derzeit aktualisiert die Europäische Union ihren energiepolitischen Rechtsrahmen. Das Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ umfasst zahlreiche neue Regeln, welche in den ersten Monaten des Jahres 2019 vollständig formell verabschiedet sein sollen. Die Umsetzung dieser Änderungen ist ein wichtiger Schritt zur Schaffung der Energieunion und zur Erfüllung der Verpflichtungen der EU aus dem Pariser Abkommen. Die Änderungen des Pakets umfassen im Einzelnen:

- Richtlinie 2018/844 vom 30.05.2018 zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und der Richtlinie 2012/27/EU über Energieeffizienz
- Richtlinie 2018/2001 vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)
- Richtlinie 2018/2002 vom 11.12.2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz
- Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates
- Vorschlag für eine Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)
- Vorschlag für eine Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)
- Vorschlag für eine Verordnung über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG
- Vorschlag für eine Verordnung zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Neufassung)

Der aktuelle politische Rahmen legt zwei neue Ziele für die EU für 2030 fest: Ein verbindliches Ziel für erneuerbare Energien von mindestens 32% und ein Energieeffizienz-Ziel von mindestens 32,5% – mit einer möglichen Aufwärtsrevision im Jahr 2023. Für den Elektrizitätsmarkt wird das Zusammenschaltungsziel für 2030 von 15% bestätigt, welches an das 10%-Ziel für 2020 anschließt.

Durch die vollständige Umsetzung der im Paket verankerten Ziele werden deutliche Emissionsminderungen in der gesamten EU erwartet – bis 2030 etwa 45% gegenüber 1990 (im Vergleich zu dem bestehenden Ziel einer Reduzierung um 40%). (Europäische Kommission 2019) Zudem spielen diese neuen Ziele eine wichtige Rolle bei den Vorbereitungen der Europäischen Kommission für ihre langfristige Vision eines klimaneutralen Europas bis 2050, die am 28.12.2018 veröffentlicht wurde. Dieser Leitfaden für den

Übergang zu einem klimaneutralen Europa ist für den Bereich Verkehr untersetzt mit folgenden Veränderungen (COM(2018) 773 2018):

- Einführung einer kohlenstofffreien, vernetzten und automatisierten Straßenverkehrsmobilität
- Förderung der Multimodalität und der Verlagerung hin zu kohlenstoffarmen Verkehrsträgern wie dem Schienen- und Wasserverkehr
- Umstrukturierung der Verkehrsgebühren und -steuern unter Berücksichtigung der Infrastruktur und der externen Kosten
- Bekämpfung der Emissionen aus dem Luftverkehr und der Schifffahrt unter Einsatz moderner Technologien und Kraftstoffe
- Investitionen in moderne Mobilitätsinfrastrukturen und Anerkennung der Rolle einer besseren Stadtplanung.

3.2.3.4 Europäische Strategie für emissionsarme Mobilität

Die am 20.07.2016 veröffentlichte Strategie (COM(2016) 501 2016) adressiert die Umstellung des europäischen Verkehrssystems und das damit verbundene Handeln aller Akteure und enthält im Wesentlichen folgende Punkte:

- Rechtsrahmen für emissionsarme Mobilität:
 - a) Optimierung des Verkehrssystems und Erhöhung der Effizienz:
 - Digitale Lösungen für die Mobilität
 - Faire und effiziente Preise im Verkehr
 - Förderung der Multimodalität
 - b) Verstärkter Einsatz emissionsarmer alternativer Energieträger im Verkehrssektor:
 - Wirksamer Rahmen für emissionsarme alternative Energie
 - Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
 - Interoperabilität und Normung der Elektromobilität
 - c) Übergang zu emissionsfreien Fahrzeugen:
 - Bessere Fahrzeugprüfungen zur Wiedergewinnung des Kundenvertrauens
 - Strategie für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge nach 2020
 - Strategie für Lkw, Stadtbusse und Fernbusse nach 2020
- Rahmenbedingungen für emissionsarme Mobilität:
 - Energieunion: Verknüpfung der Verkehrs- und Energiesysteme
 - Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit
 - Digitale Technologien
 - Kompetenzen
 - Investitionen
 - Maßnahmen der Städte
 - Globales Handeln im internationalen Verkehr

Neben dem Vorlegen dieser Strategie initiiert die Kommission öffentliche Konsultationen über das Vorgehen bei der Reduzierung der straßenverkehrsbedingten Emissionen (Pkw, leichte Nutzfahrzeuge, Lkw, Stadt- und Fernbusse).

Mit Blick auf erneuerbare, v. a. biobasierte Kraftstoffe enthält die Strategie (COM(2016) 501 2016) folgende Aussagen:

- Der bereits begonnene Umstieg auf emissionsarme alternative Energieträger im Verkehrssektor muss aber in den nächsten zehn Jahren noch weiter beschleunigt werden. Ein wesentliches Ziel dabei ist auch die Reduzierung der Importabhängigkeit von erdölbasierten Energieträgern. Zudem bietet sich für Europa die Chance, bei neuen Produkten, wie beispielsweise fortschrittlichen Biokraftstoffen, eine Führungsrolle zu entwickeln.
- Infolge der Überarbeitung der RED prüft die Kommission derzeit Möglichkeiten, starke Anreize zu setzen, beispielsweise hinsichtlich eines verpflichtenden Anteils an erneuerbaren alternativen Energien, also u. a. fortschrittlichen Biokraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen.
- Die bisherige Ansicht der Kommission, dass aus Nahrungsmittelpflanzen hergestellte Biokraftstoffe nach 2020 nicht mehr öffentlich gefördert werden sollten (COM(2014) 15 2014) wird dahingehend angepasst, dass ein schrittweises Aus dem Verkehr ziehen dieser Kraftstoffe und Ersetzen durch fortschrittlichere Biokraftstoffe angestrebt wird.
- Fortschrittliche Biokraftstoffe werden mittelfristig als besonders wichtig für den Luftverkehr sowie für Lkw und Kraftomnibusse angesehen. Zudem dürfte Erdgas als Alternative zu Schiffskraftstoffen und zu Diesel für Lkw und Kraftomnibusse an Bedeutung zunehmen. Hier wird explizit das deutlich gesteigerte Potenzial durch die Nutzung von Biomethan und synthetischem Methan („Power-to-Gas“-Technologien) benannt.

Zusammenfassung | Europäische und nationale Klimaziele

Tabelle 3-9 Energiepolitische Ziele der EU und Deutschlands im Überblick (Richtlinie 2009/28/EG; Richtlinie 2009/30/EG; BImSchG 2019; BMWi 2010; KOM(2011) 112 2011)

Sektor	Kriterium	Ziele EU				Ziele DE			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Energie in allen Sektoren	Energieverbrauch	- 20 %				- 20 %			- 50 %
	THG-Emissionen (ggü. 1990)	- 25 %	- 40 %	- 60 %	- 80 / - 95 %	- 40 %	- 55 bis -56 %	- 70 %	- 80 / - 95 %
	Anteil EE am Energieverbrauch	20 %				18 %	30 %	45 %	60 %
Energie im Verkehrssektor	Energieverbrauch (ggü. 2005)					- 10 %			- 40 %
	THG-Emissionen	- 6 bis - 10 %				- 6 %	- 42 bis - 40 %		- 95 %
	Anteil EE am Energieverbrauch	10 %	14 %						

Neben quotenartigen Verpflichtungen hat der Gesetzgeber auch die Möglichkeit beispielsweise steuerrechtliche Regelungen, Fördermaßnahmen oder den Emissionshandel einzubinden, um die unterschiedlichen Zielsetzungen zu erreichen. Die Ausschöpfung aller Optionen erscheint für die Zielerreichung unerlässlich. Dies beinhaltet neben alternativen Energien und Kraftstoffen sowie innovativen Antriebstechnologien auch eine massive Umstellung des Verkehrssystems sowie neue Mobilitätskonzepte, um den Energiebedarf im Verkehrssektor deutlich zu reduzieren.

Mit Blick auf die langfristig bis 2050 bzw. mittelfristig bis 2030 formulierten europäischen Ziele von 80–95% bzw. 40% THG-Minderung gegenüber 1990, erscheint das auf europäischer Ebene im Rahmen der RED II verankerte Mandat von 14% erneuerbaren Energien im Verkehr im Jahr 2030 vergleichsweise wenig ambitioniert. Demzufolge müsste der Großteil der für 2030 avisierten THG-Vermeidung durch die Nutzung klimafreundlicherer fossiler Kraftstoffe und vor allem eine sehr deutliche Reduzierung des Gesamtenergieverbrauchs im Verkehrssektor zu erreicht werden.

Für den internationalen Flugverkehr, einem derzeit wachsenden Markt, sind bisher keine verbindlichen politischen Ziele definiert worden.

3.3 Biokraftstoffquoten weltweit

Die globale Energienachfrage des Transportsektors, und damit insbesondere die Nachfrage nach Kraftstoffen, haben in den letzten Jahrzehnten deutlich zugenommen und werden auch zukünftig weiter stark ansteigen, wenn kein signifikanter Politikwechsel vollzogen wird (Kapitel 7.1.2). Wenn auch aus teils unterschiedlicher Motivation (u. a. Versorgungssicherheit/Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern, Stützung der heimischen Landwirtschaft, Klimaschutz und damit die Reduzierung anthropogener Treibhausgase) haben viele Nationen obligatorische Ziele zur Erhöhung des Biokraftstoffanteils im Transportsektor festgelegt. In Abbildung 3-6 sind diese Biokraftstoffquoten/-mandate ausgewählter Länder zusammenfassend dargestellt.

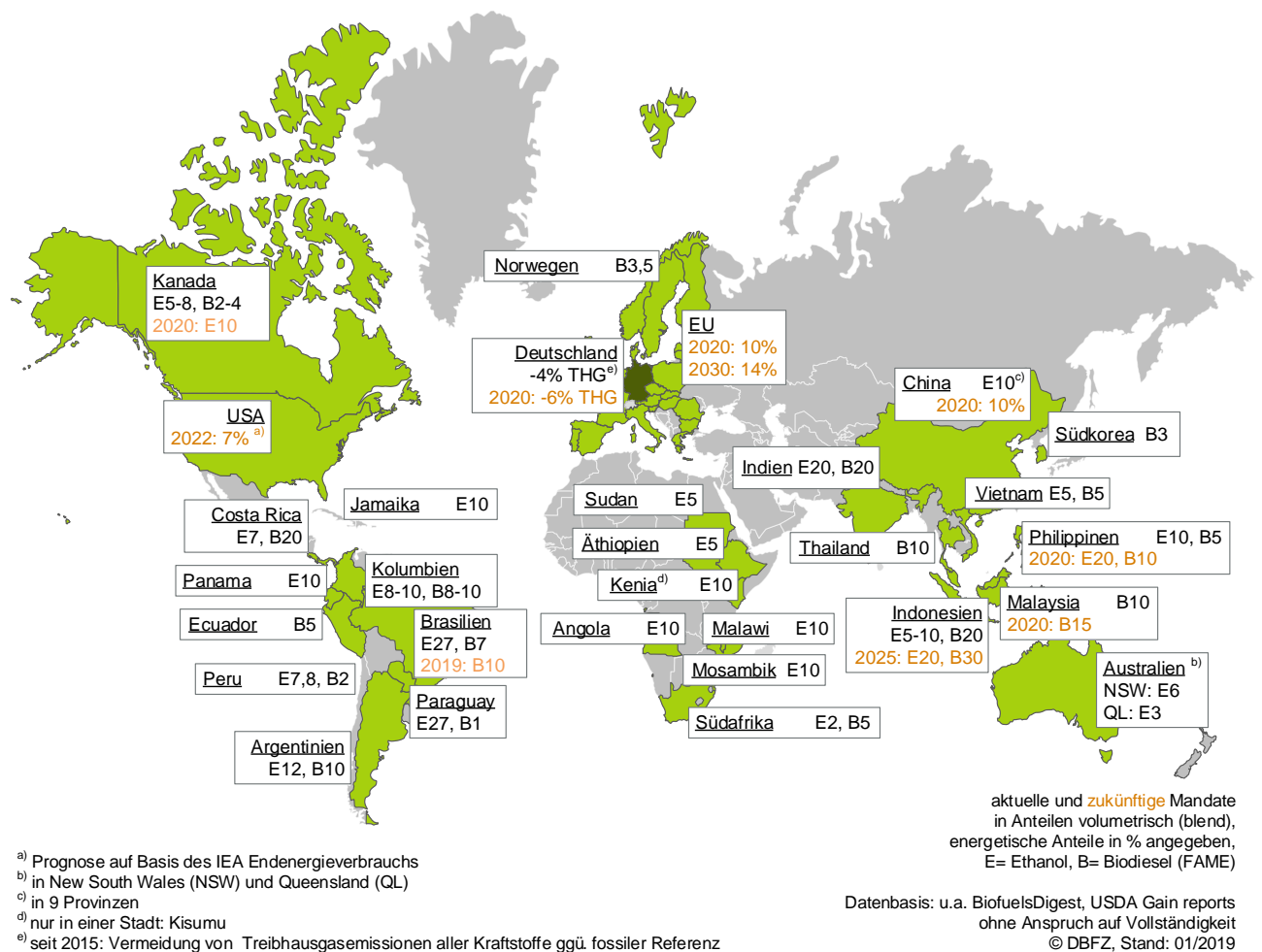


Abbildung 3-6 Ausgewählte aktuelle und zukünftige Biokraftstoffquoten/-mandate weltweit 2018 (eigene Darstellung auf Basis von Lane 2019, © DBFZ)

4 Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion

4.1 Geeignete Rohstoffe für Biokraftstoffe

Die Rohstoffbereitstellung stellt den ersten Schritt der Bereitstellungskette für Biokraftstoffe dar. Traditionell kommen vor allem Pflanzen oder Pflanzenteile zum Einsatz, die landwirtschaftlich angebaut und geerntet sowie international gehandelt werden. Zunehmend werden auch alternative Rohstoffe eingesetzt, die als biogene Nebenprodukte bei der Produktion und Weiterverarbeitung von Biomasse zu Nahrungs- und Futtermitteln oder deren stofflicher Nutzung anfallen. Auch nimmt die Nutzung biogener Abfälle für die Biokraftstoffproduktion zu.

Weiterhin lassen sich Rohstoffe nach ihren Hauptinhaltsstoffen unterscheiden, die wesentlich zu deren nutzbarem Energiegehalt beitragen. Diese Unterteilung ist v. a. für die Eignung als Rohstoff für die unterschiedlichen Produktionsverfahren (Abschnitt 5.1) entscheidend.

In Abbildung 4-1 sind beispielhaft Rohstoffe entsprechend dieser Matrix nach Herkunft und Inhaltsstoffen aufgeführt, wobei die Abbildung keine Gewichtung derzeitiger Anteile enthält.

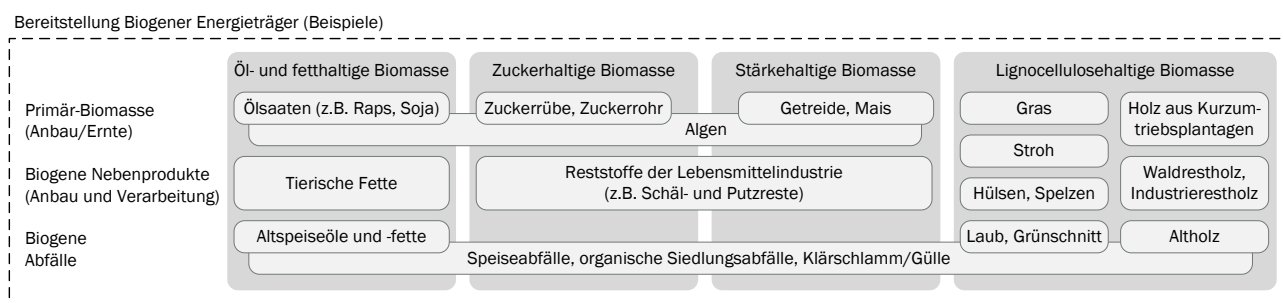


Abbildung 4-1 Beispiele für biogene Rohstoffe zur Kraftstoffproduktion (© DBFZ)

Fortschrittliche Biokraftstoffe: Mittels etablierter oder innovativer Technologien können u. a. aus Abfällen und sogenannten Reststoffen biogene, für den Verkehr nutzbare Energieträger bereitgestellt werden. Die entsprechend Anhang IX der RED definierten Rohstoffe und Energiequellen sowie deren Anrechnung auf die Zielsetzungen der Richtlinie sind in Tabelle 4-1 zusammenfassend aufgeführt.

Auf die entsprechenden Konversionstechnologien, die geeignet sind, aus den definierten biogenen Abfall- und Reststoffen Kraftstoffe zu produzieren, sowie ggf. bereits vorhandene Produktionskapazitäten wird in den Kapiteln 5.1 sowie 5.3.1 näher eingegangen.

Gegenüber der RED (Richtlinie 2009/28/EG) sind in der von 2021 bis 2030 geltenden RED II (Richtlinie (EU) 2018/2001 2018) folgende Energiequellen für fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe nicht mehr in Anhang IX enthalten:

- im Verkehrssektor eingesetzte flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs,
- Abscheidung und Nutzung von CO₂ für Verkehrszwecke, sofern die Energiequelle erneuerbar ist,
- Bakterien, sofern die Energiequelle erneuerbar ist.

Tabelle 4-1 Ausgangsstoffe und Energiequellen alternativer Kraftstoffe entsprechend Anhang IX RED II (Richtlinie (EU) 2018/2001 2018)

Quelle	Ausgangsstoffe und Energiequellen für fortschrittliche Kraftstoffe	Anrechnung auf 2030-Ziel
Abfälle	gebrauchtes Speiseöl	2fache Anrechnung auf das 14 %-Ziel
	tierische Fette der Kategorien 1 und 2	
	Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle, nicht getrennte Haushaltsabfälle (Ziel: Recycling)	
	Bioabfall aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung unterliegt	
	Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, ungeeignet zur Verwendung als Nahrungs- oder Futtermittel	
	Gülle und Klärschlamm	
Reststoffe	Stroh	Anrechnung auf das Unterziel für fortschrittliche Kraftstoffe, 2fache Anrechnung auf das 14 %-Ziel
	Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel	
	Tallölpech	
	Rohglyzerin	
	Bagasse	
	Traubentrester und Weintrub	
	Nussschalen	
	Hülsen	
	entkernte Maiskolben	
	Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien	
	anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material	
	anderes lignocellulosehaltiges Material mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz	
nicht landbasierte Biomasse	Algen, sofern zu Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert	
Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen	im Straßenverkehr eingesetzte Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen	4fache Anrechnung auf das 14 %-Ziel
	im Schienenverkehr eingesetzte Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen	1,5fache Anrechnung auf das 14 %-Ziel

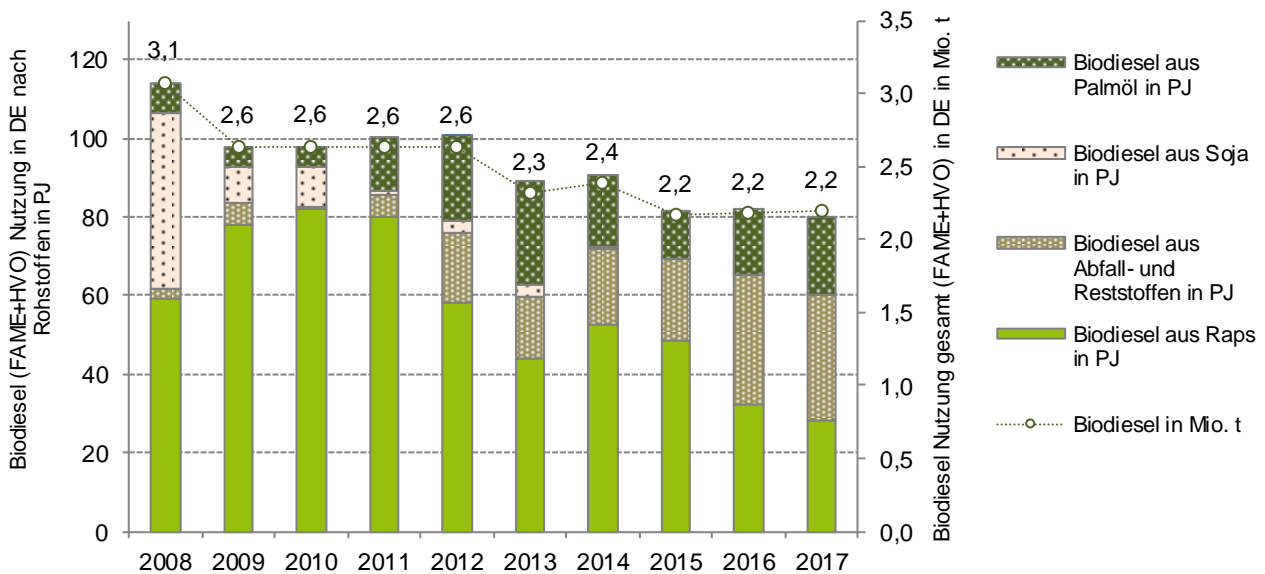
4.2 Aktuelle Rohstoffbasis

4.2.1 Rohstoffbasis Deutschland

Bezüglich der Rohstoffbasis für in Deutschland genutzte Biokraftstoffe existierten lange Zeit kaum valide Datenquellen. Die inzwischen jährlich durch die BLE veröffentlichten Evaluations- und Erfahrungsberichte enthalten kumulierte Daten zu in Deutschland entsprechend BIOKRAFT-NACHV zertifizierten Biokraftstoffen und hierbei u. a. Aussagen zu deren Rohstoffbasis.

In Deutschland eingesetzte biogene Dieselsubstitute nehmen den größten Anteil am Biokraftstoffmarkt ein, wobei neben FAME Biodiesel (2017: 71 % nach Energiegehalt) derzeit HVO (Hydrotreated Pflanzenöle, 2017: 1 %) sowie reines Pflanzenöl (0,02 %) eine untergeordnete Rolle spielen. Der Hauptrohstoff im Jahr 2017 waren Altspeiseöle und -fette, gefolgt von Rapsöl und Palmöl (Abbildung 4-2). Dabei basierten lediglich 4 % (ca. 88,5Tsd. t) des in Deutschland eingesetzten Biodiesels auf Palmöl. Die verbleibende Menge wurde als HVO aus Palmöl eingesetzt (31Tsd.t; 94 % des gesamten HVO in Deutschland), welches im Wesentlichen in Rotterdam produziert und dem deutschen Dieselkraftstoff beigemischt wird. (BLE 2018)

Die in Deutschland produzierte Biodieselmenge (FAME) lag mit etwa 3,1 Mio. t im Jahr 2017 (VDB 2018) deutlich über der im Verkehr genutzten Menge von etwa 2,2 Mio. t. (BLE 2018)



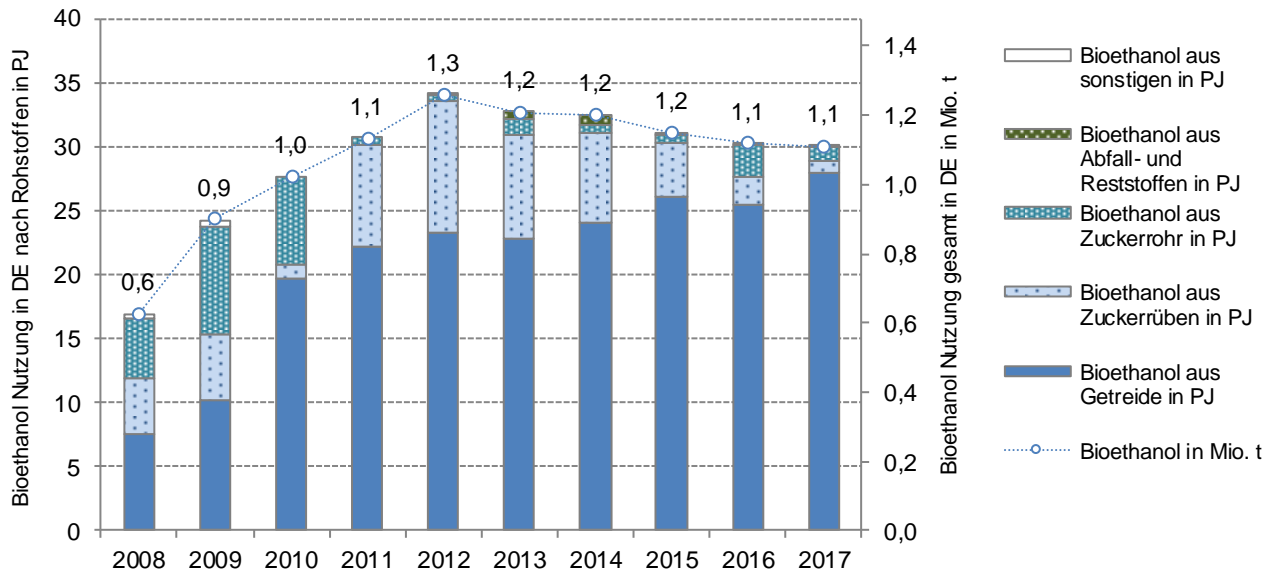
Quelle: eigene Berechnungen auf Basis BMU (Erneuerbare Energien in Zahlen 2009-2010) und BLE (Evaluationsberichte für 2013- 2017)

© DBFZ 12/2018

Abbildung 4-2 Rohstoffbasis für in Deutschland genutzte biogene Dieselsubstitute FAME und HVO (eigene Darstellung auf Basis von AGE-Stat 2018; BAFA 2019; BLE 2014, 2015a; BMU 2018a, © DBFZ)

Laut VDB lag der Anteil von Rapsöl am in Deutschland produzierten Biodiesel im Jahr 2017 bei 56 % (2013: 58 %, 2014: 73 %, 2015: 70 %), der Anteil von Altspeiseölen und -fetten bei 25 % (2013: 18 %, 2015: 22 %), der Anteil von Soja bei 8 % (2013: 8 %, 2015: 2 %), der Anteil von Palmöl bei 7 % (2013: 11 %, 2015: 4 %) sowie gleichbleibend bei 2 % für Biodiesel aus tierischen Fetten, wobei dieser kleinste Anteil nicht anrechenbar ist auf die deutsche Quote und daher exportiert werden muss. (VDB 2018; F.O. Licht 2018b)

Die Rohstoffbasis für Bioethanol zeigt Abbildung 4-3. Das in Deutschland als Kraftstoff eingesetzte Bioethanol basierte im Jahr 2014 vor allem auf Getreide (48 % Mais, 26 % Weizen, 8 % Roggen, jeweils 6 % Triticale und Gerste) sowie Zuckerrüben (3 %), Zuckerrohr (4 %) und Abfall- und Reststoffen (0,2 %). Der Anteil von Bioethanol aus Mais wird vollständig importiert. (BLE 2018)



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis BMU (Erneuerbare Energien in Zahlen 2009-2010) und BLE (Evaluationsberichte für 2013-2017)

© DBFZ 12/2018

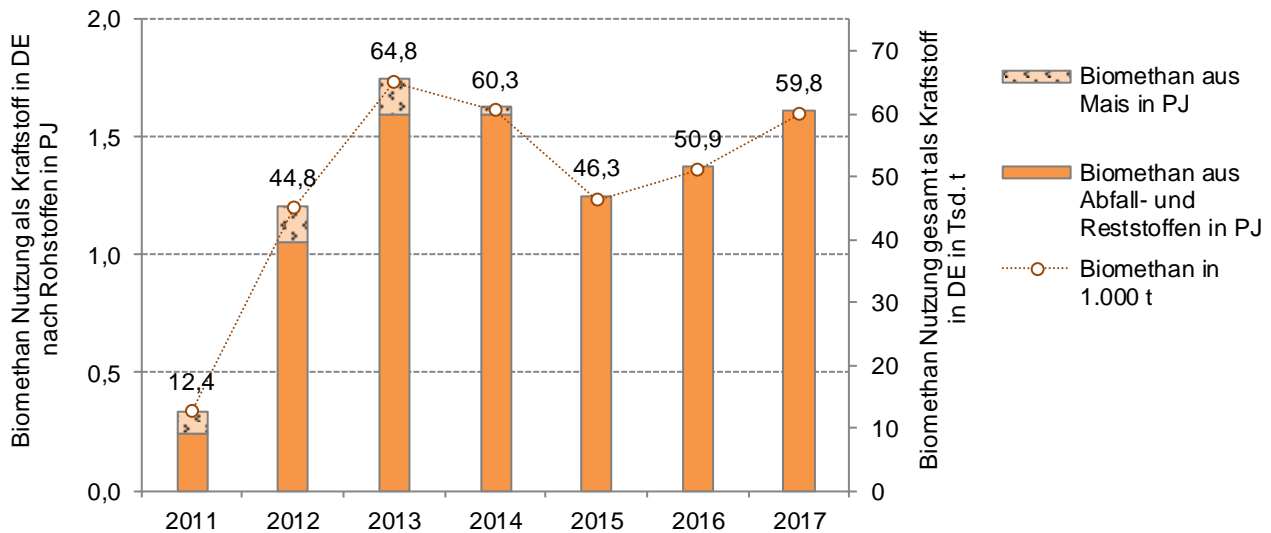
Abbildung 4-3 Rohstoffbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Bioethanol (geänderte Darstellung auf Basis von AGEE-Stat 2018; BAFA 2019; BLE 2014, 2015a; BMU 2018a; © DBFZ)

Die Produktion von Bioethanol erfolgt in Deutschland auf Basis von Futtergetreide und Zuckerrüben. Die aus Getreide produzierte Bioethanolvolumenmenge stieg von 359 Tsd. t im Jahr 2012 auf 535 Tsd. t in 2016 und ging danach leicht auf 523 Tsd. t in 2017 zurück. Der Produktionsanteil von Bioethanol aus Getreide liegt seit 2008 zwischen 60 % (2012 und 2013) und 78 % (2017). Die Produktionsmenge für Bioethanol aus Rüben ist rückläufig und liegt 2017 bei 141 Tsd. t. Sonstige Rohstoffe spielen mit nur eine untergeordnete Rolle. (BDBe 2018)

In Deutschland sind derzeit etwa 216 Biomethan-Anlagen in Betrieb, in denen über eine anaerobe Vergärung von Biomasse Biogas produziert, auf Erdgas-Qualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Dieser Bestand hat eine Einspeisekapazität von über 120 Tsd. m³ (i. N.) pro Stunde Biomethan (CH₄). Der überwiegende Anteil von 82 % (energiebezogen) wird aus nachwachsenden Rohstoffen wie bspw. Maissilage bereitgestellt. Im Übrigen finden Abfall- oder Reststoff als Haupt- oder Co-Substrat Verwendung. (Daniel-Gromke et al. 2017)

Gegenüber dem vergleichsweise geringen Anteil von Abfall- und Reststoffen an der gesamten Biomethan-Produktion in Deutschland, ist die Verteilung der Rohstoffbasis bei dem im Verkehr eingesetzten Biomethan deutlich verschieden. Wie in Abbildung 4-4 ersichtlich, stieg der Anteil von Biomethan aus Abfall- und Reststoffen ab 2011 von etwa 71 % auf 100 % seit 2015. Ein wesentlicher Grund hierfür war die doppelte Anrechnung von Biokraftstoffen aus diesen Rohstoffen auf die Quote. Mit der Umstellung der Quote auf Treibhausgasvermeidung in 2015 bleibt aufgrund ihrer guten Treibhausgasbilanz ein Wettbe-

werbsvorteil für diese Kraftstoffe erhalten. Seit Beginn des Jahres 2018 wird auch CNG als fossiler Kraftstoff mit einer gegenüber dem Basiswert verminderten THG-Bilanz auf die THG-Vermeidungsziele in Deutschland angerechnet, was für die Nutzung von Biomethan im begrenzten Gaskraftstoffmarkt unter Umständen von Nachteil ist.



Datenbasis: BLE (Evaluationsberichte für 2013-2017)

© DBFZ 12/2018

Abbildung 4-4 Rohstoffbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Biomethan/ Bio-CNG (geänderte Darstellung auf Basis von BLE 2014, 2015a; © DBFZ)

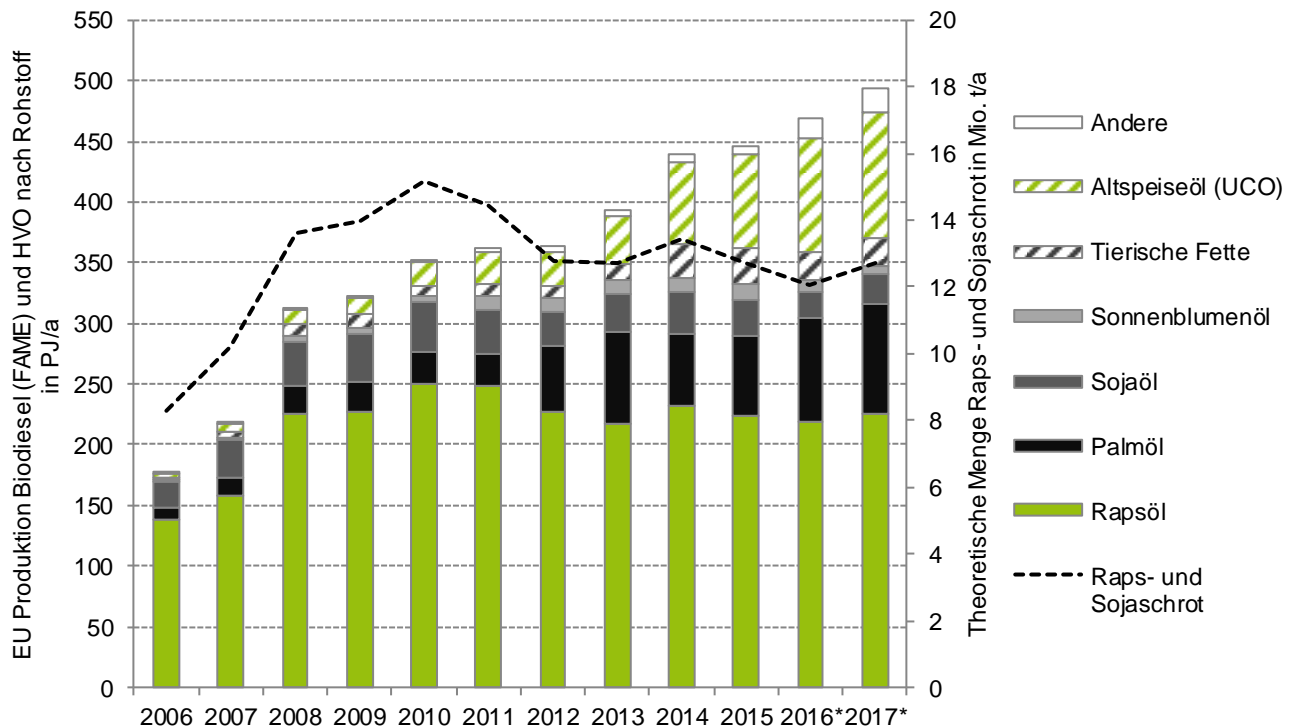
Sowohl national, im Rahmen der Doppelanrechnung bis 2014 und der THG-Quote ab 2015, als auch auf europäischer Ebene (vgl. u. a. Kapitel 3.2.2.2 und 3.3) wird der Fokus auf die verstärkte Nutzung von Biokraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen gelegt. Im Jahr 2016 erreichten sie mit 30 % (bezogen auf den Energiegehalt) von der Gesamtmenge einen signifikanten Anteil. Biodiesel aus Altspeseölen und -fetten (used cooking oil, UCO) macht mit fast 95 % in 2017 den größten Anteil aus (Abbildung 4-5, BLE 2018).

Neben der Verfügbarkeit von Abfall- und Reststoffen ist vor allem deren Eignung zur Produktion von Biokraftstoffen sowie der damit verbundene technologische Aufwand entscheidend. Stoffströme wie beispielsweise Altspesefette, tierische Fette oder Tallöl eignen sich v. a. zur Produktion von Dieselsubstituten, d.h. FAME und HVO. Für die Ethanolproduktion eignen sich einerseits zucker- und stärkehaltige Stoffströme. Diese fallen zumeist im Rahmen der Nahrungsmittelproduktion an, können aber neben der alkoholischen Vergärung (aerobe Fermentation) auch anderweitig z. B. in einer Biogasanlage verwertet werden. Andererseits ist die Ethanolproduktion aus Lignocellulose, v. a. Stroh, eine vielversprechende Option. Kommerzielle Produktionskapazitäten befinden sich derzeit im Aufbau, allerdings ist dieser Kraftstoff noch nicht in signifikanten Mengen am Markt verfügbar. Die meisten verfügbaren biogenen Abfall- und Reststoffströme, abgesehen von holzartigen, sind zur Verwertung in einer Biogasanlage (anaerobe Fermentation) geeignet. Neben dem etablierten Markt für Biodiesel aus Altspesefetten ist kurz- bis mittelfristig auch ein steigender Markt für Biomethan und Bioethanol aus Abfall- und Reststoffen zu erwarten, nicht zuletzt aufgrund der Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe (siehe Kapitel 3.1.2.4 und 3.2.3.1)

4.2.2 Rohstoffbasis EU

Die Produktion von Biodiesel erfolgte bis 2010 in Europa größtenteils aus Rapsöl, gefolgt von Soja- und Palmöl. Die absolute Menge des aus Pflanzenöl produzierten Biodiesels bleibt in der EU seit 2010 nahezu konstant bei 320–340 PJ/a, was 8,3 bis 8,7 Mio. t entspricht. Auch die Menge des aus tierischen Fetten produzierten Biodiesels war von 2008 bis 2013 nahezu konstant, hat sich jedoch in 2014 auf 0,7 Mio. t mehr als verdoppelt. Vor allem die Menge des aus Altspeiseölen und –fetten produzierten Biodiesels nimmt seit 2008 kontinuierlich zu und ist inzwischen auf über 2,7 Mio. t (2017) gestiegen. In Abbildung 4-6 ist die Entwicklung der Rohstoffbasis für die Produktion von Biodiesel (FAME) und HVO in Europa seit 2006 dargestellt. Zudem ist die parallel theoretisch anfallende Menge Raps- und Sojaschrot aufgezeichnet, welche als Eiweißfuttermittel eingesetzt werden. Theoretisch fallen bei der derzeitigen Produktion von Biodiesel in der EU (2017) ca. 13 Mio. t/a Raps- und Sojaschrot an. (Flach et al. 2013; Flach et al. 2016))

Die in 2012 und 2013 steigende Menge des eingesetzten Palmöls resultiert u. a. aus der Inbetriebnahme von Europas größter HVO-Anlage in Rotterdam.



Datenbasis: GAIN reports "EU biofuels annual", * Prognose

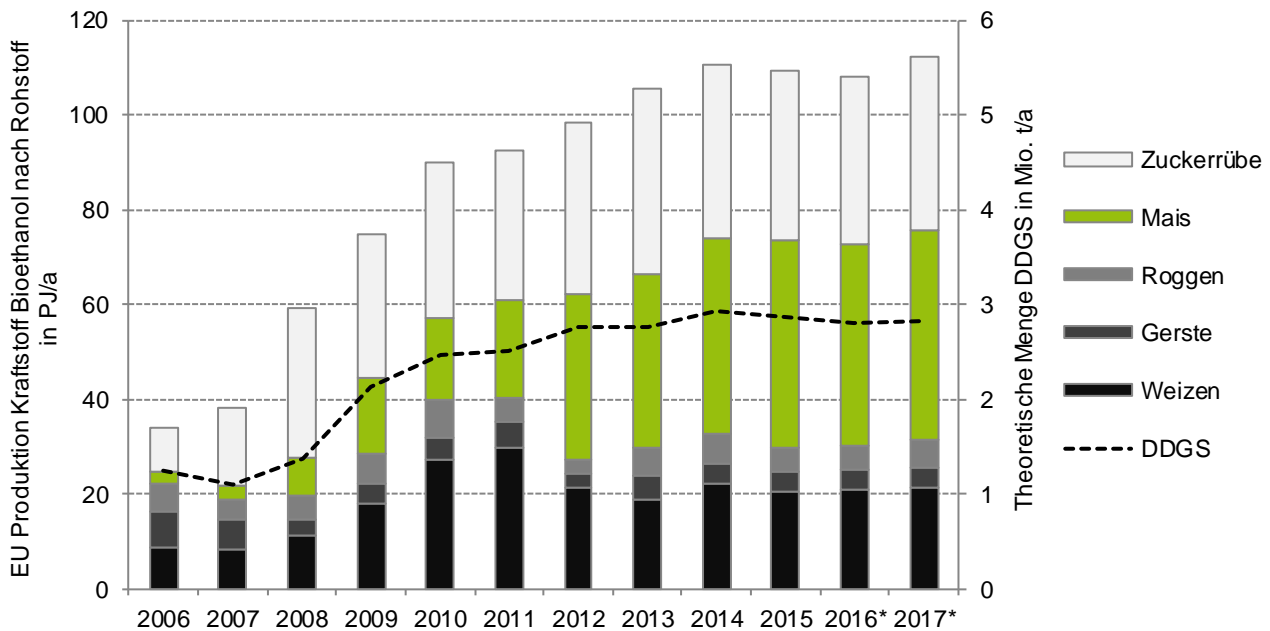
© DBFZ 11/2018

Abbildung 4-5 Produktion von Biodiesel (FAME) und HVO in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis Flach et al. 2013; Flach et al. 2016, © DBFZ)

Die wesentliche Rohstoffbasis für die Herstellung von Bioethanol als Kraftstoff in der Europäischen Union bilden Getreide, Zuckerrüben und Mais. Während in 2006 noch der überwiegende Anteil getreidebasiert bereitgestellt wurde, verschob sich der Schwerpunkt bis 2008 deutlich hin zu Zuckerrüben (Abbildung 4-6). Parallel nahm der Anteil von Mais deutlich zu. Seit 2013 bleibt die absolute Menge der in der EU aus Getreide bereitgestellten Bioethanol-Menge bei konstant etwa 1,1–1,2 Mio. t/a. (30–32 PJ/a)

sowie aus Zuckerrüben bereitgestellte Menge bei 1,3–1,4 Mio. t/a. Das stetige Wachstum der Gesamtmenge auf 4,2 Mio. t im Jahr 2017 wird nahezu ausschließlich über den Rohstoff Mais realisiert (1,7 Mio. t bzw. 44 PJ in 2017).

In Abhängigkeit vom Rohstoff fallen bei der Herstellung von Ethanol Koppelprodukte an, die vor allem als Futtermittel (z.B. DDGS²) eingesetzt werden, aber auch in einem zweiten Konversionsschritt über anaerobe Vergärung zu Biogas und damit einem weiteren Energieträger verarbeitet werden können. Theoretisch fallen bei der derzeitigen Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU (2017) ca. 2,8 Mio. t/a DDGS an.



Datenbasis: EC, Eurostat, Global Trade Atlas, ePURE, EU FAS Posts, * Prognose

© DBFZ 11/2018

Abbildung 4-6 Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis Flach et al. 2013; Flach et al. 2016, © DBFZ)

4.2.3 Rohstoffbasis weltweit

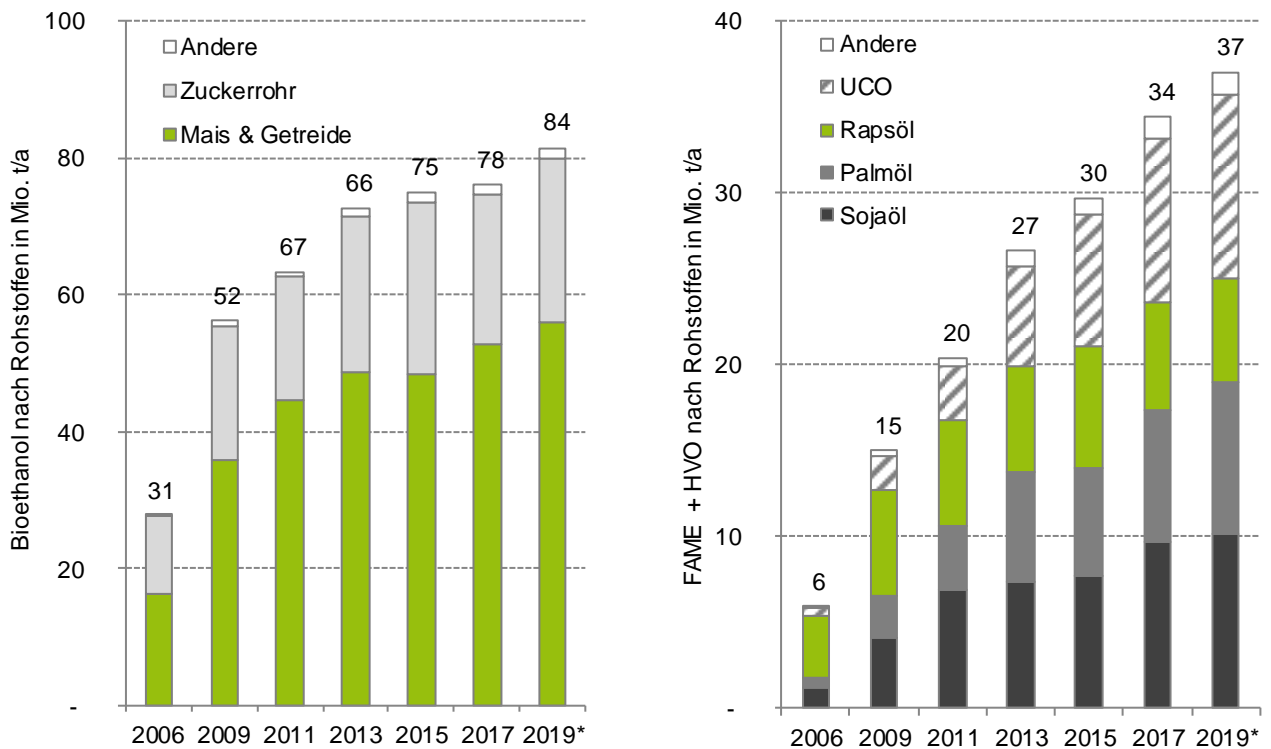
Während in Brasilien Bioethanol aus Zuckerrohr hergestellt wird, kommt in den USA vor allem Maisstärke zum Einsatz. Entsprechend ihrer politischen Ziele möchte die USA zukünftige Produktionssteigerungen jedoch über Bioethanol aus Lignocellulose (v.a. Stroh) realisieren. (US Public Law 110-234 2008)

Die Rohstoffbasis für die weltweite Produktion von Biodiesel hat sich vergleichsweise stark verändert. In 2006 wurden etwa 60 % aus Rapsöl produziert. Die absolute Menge Rapsölbiodiesel hat sich bis 2011 fast verdoppelt, ist allerdings wieder rückläufig und liegt 2018 bei 5,7 Mio. t. Demgegenüber sind die Anteile von Biodiesel aus Soja- und Palmöl sowie Altspeiseöle stark gestiegen. Im Jahr 2013 lag eine nahezu gleichmäßige Verteilung auf die Hauptrohstoffe Rapsöl, Sojaöl, Palmöl sowie Altspeiseöl (UCO) vor. In den vergangenen Jahren ging der absolute und relative Anteil von Rapsöl zugunsten von Altspeisefetten zurück. (F.O. Licht 2018b)

² DDGS (engl. *Dried Distillers Grains with Solubles*, dt. Schlempepellets)

In Europa wird hauptsächlich Rapsöl zur Biodieselproduktion eingesetzt während in Nord- und Südamerika Sojaöl die Basis bildet. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion (FAME) auf Palmölbasis liegt in Südostasien. Vor allem in Indonesien und Malaysia. Allerdings wird auch in Europa Biodiesel, sowohl FAME als auch HVO, auf Basis von importierten Ölen und Fetten produziert.

In Abbildung 4-7 sind die weltweite Rohstoffbasis für Bioethanol, Biodiesel (FAME) und HVO von 2006 bis 2019 zusammenfassend dargestellt.



Quelle: eigene Berechnungen auf Basis F.O.Licht, * Prognose

© DBFZ 11/2018

Abbildung 4-7 Weltweite Produktionsmengen Biokraftstoffe nach Rohstoffbasis 2006–2016 (eigene Berechnungen auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

Mehrere große Hersteller von HVO haben bereits Vorbehandlungseinheit und Lager für abfallbasierte Rohstoffe in ihre Werke aufgenommen, um ihre Input-Palette entsprechend erweitern zu können. Dies hat sowohl gesellschaftspolitische (Meinungsbild zu Palmöl) als auch ökonomische (produktseitiger Vorteil der THG-Bilanz und damit Wettbewerbsvorteil) Gründe, wobei die weltweiten Potenziale dieser Rohstoffe begrenzt sind. (Greenea 2017)

5 Biokraftstoffproduktion

5.1 Konversionstechnologien für Biokraftstoffe

Als Biokraftstoffe der heutigen Generation gelten Biokraftstoffe, die bereits in bedeutenden Mengen am Markt verfügbar sind. Die wichtigsten Biokraftstoffe sind Bioethanol, Biodiesel sowie in zunehmendem Maß HVO bzw. HEFA, also mit Wasserstoff (hydro-) behandelte biogene Öle sowie Ester und Fettsäuren. In Deutschland spielt zudem reines Pflanzenöl als Kraftstoff eine wenn auch derzeit stark abnehmende Rolle. Die Produktionstechniken für Biokraftstoffe der heutigen Generation sind ausgereift und etabliert. Bei der Produktion von Biokraftstoffen der heutigen Generation auf pflanzlicher Basis fallen Koppelprodukte an, die als Tierfutter, in der chemischen Industrie, als Düngemittel oder zur weiteren Energieerzeugung dienen können.

Als Biokraftstoffe der zukünftigen Generation werden Biokraftstoffe bezeichnet, deren Technologie zur Herstellung zwar theoretisch verfügbar ist, die aufgrund unterschiedlicher Randbedingungen (z. B. ökonomische Bedingungen) allerdings noch nicht kommerziell produziert werden. Außerdem gehören zu den Biokraftstoffen der zukünftigen Generation Kraftstoffe, deren Technologie zur Herstellung noch nicht ausgereift ist und weiterentwickelt wird.

Die geeignete und bereitgestellte Biomasse wird zunächst aufbereitet. Die Umwandlung der Ausgangsrohstoffe zu Biokraftstoffen kann anschließend über drei verschiedene Konversionsrouten erfolgen:

1. *Physikalisch-chemische Konversion*: Bereitstellung flüssiger Biokraftstoffe anhand physikalischer Verfahren sowie chemischer Reaktionen unter milden Bedingungen.
2. *Biochemische Konversion*: Umwandlung biogener Energieträger über den gezielten Einsatz von Mikroorganismen.
3. *Thermochemische Konversion*: Umwandlung biogener Energieträger unter dem Einfluss von Wärme in gasförmige und/oder flüssige Sekundärenergieträger.

Abhängig vom zu erzeugenden Biokraftstoff und der eingesetzten Biomasse gibt es generell mehrere Produktionsrouten, die z.T. verschiedene Konversionspfade beinhalten. In Abbildung 5-1 sind die Mehrzahl der möglichen Konversionsrouten mit den entsprechenden Biokraftstoffoptionen als Hauptprodukt vereinfacht dargestellt.

Grundsätzlich steht eine Vielzahl von Konversionsverfahren mit unterschiedlichem Entwicklungsstand zur Verfügung. Die Rohstoffe und Zwischenprodukte können mittels verschiedener Konversionsrouten in unterschiedliche Biokraftstoffe umgewandelt werden. Die einzelnen Biokraftstoffoptionen sind daher sowohl nach dem/den gewählten Produktionsverfahren sowie den eingesetzten Rohstoffen zu unterscheiden.

Das Entwicklungsstadium einer Technologie bzw. Verfahren kann anhand des *Technology Readiness Level* (TRL) generell eingeordnet werden. Entlang der Innovationskette Grundlagenforschung, angewandte Forschung, technische Entwicklung und Marktaufnahme lassen sich die grundsätzlich fließend ineinander übergehenden Technologiestadien *Labor*, *Technikum*, *Pilot* und *Demonstration* bis hin zum *industriellen Maßstab* voneinander abgrenzen. Die damit verbundenen Kriterien sind z. B. Leistungsklasse, Anlagengröße, typische Akteure oder typische Realisierungszeiträume bis zur Markteinführung. Darüber hinaus kann eine Kategorisierung entlang der gesamten Verfahrenskette vom Rohstoff bis zum fertigen

Kraftstoff entsprechend dem *Fuel Readiness Level* (FRL) erfolgen. Hier sind zusätzlich typische Bewertungskriterien die verfügbare Kraftstoffmenge und die Kraftstoffzertifizierung. Eine detaillierte Beschreibung von TRL und FRL sind ab S. 27 Zech et al. Zu entnehmen.

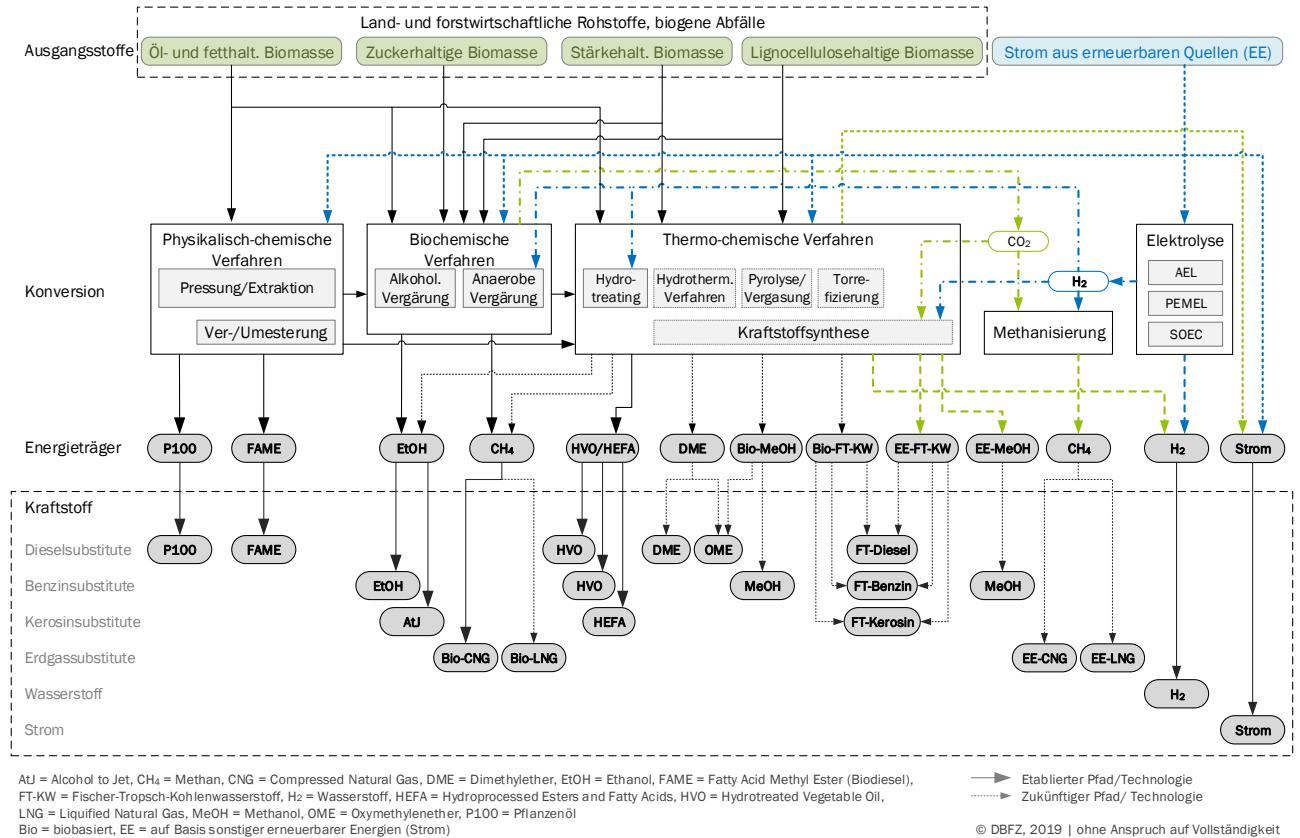


Abbildung 5-1 Konversionspfade für die Biokraftstoffproduktion sowie Synergien zwischen bio- und strombasierter Kraftstoffe (© DBFZ)

Nachfolgend sind die wesentlichen derzeitigen und potenziell zukünftigen Biokraftstoffoptionen nach Rohstoffen und Produktionsverfahren in kurzen Steckbriefen dargestellt. Dabei wird nicht die gesamte Palette der möglichen Konversionsrouten und -produkte, sondern lediglich eine Auswahl genauer dargestellt:

- ölbasierte Biokraftstoffoptionen: Pflanzenöl, Biodiesel/FAME, HVO/HEFA;
- Bioethanol aus zucker-, stärke- sowie lignocellulosehaltiger Biomasse;
- Biomethan (aus Biogas);
- synthetische Biokraftstoffe/BTL: Methanol und FT-Kraftstoff.

Die Steckbriefe beinhalten neben den wesentlichen Konversionsschritten und anfallenden Nebenprodukten auch Kennzahlen wie beispielsweise Stoffströme, Treibhausgasemissionen (inkl. Standardwerte der RED II) und z.T. Kosten sowie die Kompatibilität des Kraftstoffs mit der bisherigen Nutzungsinfrastruktur.

Eine detaillierte Analyse der THG-Emissionen sowie Bereitstellungskosten ausgewählter Biokraftstoffe ist zudem in den Kapiteln 8 und 9 enthalten.

Tabelle 5-1 Steckbrief Kraftstoff Pflanzenöl

Pflanzenöl (P100)		
Rohstoffbasis	Rapssaat, Sonnenblumensaat	
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	dezentral	zentral
	mechanische Pressung, 2stufige Filtration	mechanische Pressung und Lösungsmittlextraktion, mehrstufige Raffination
Produkte	Kraftstoff Pflanzenöl: 340 kg/t _{Rapssaat} Presskuchen (Futtermittel): 660 kg/t _{Rapssaat}	Kraftstoff Pflanzenöl: 400 kg/t _{Rapssaat} Extraktionsschrot (Futtermittel): 540 kg/t _{Rapssaat}
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion, stark abnehmende Bedeutung seit Wegfall der Steuervorteile für Pflanzenöl als Kraftstoff in Deutschland	
	Technology Readiness Level (TRL): 9	
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	v. a. im Rahmen der motorischen Verwendung, z. B. Entwicklung geeigneter Abgasnachbehandlungssysteme	
THG-Emissionen	Raps: 25,1–40 g CO ₂ -Äq./MJ, Standardwert: 40 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)	
Kosten	Raps: 17,3–21,8 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)	
Umweltwirkungen	keine Ökotoxizität (nicht wassergefährdend, schnell biologisch abbaubar)	
Kraftstoffspezifikation	DIN 51605: Rapsölkraftstoff DIN 51623: Pflanzenölkraftstoff	
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Keine besonderen Anforderungen an die Infrastruktur; Nutzung v. a. in Landmaschinen und BHKWs mit expliziter Herstellerfreigabe, motorische Anpassungen nötig	
Anlagenkapazitäten	bis zu 3 Tsd. t _{Rapsöl} /a (114 TJ/a)	bis zu 1,1 Mio. t _{Rapsöl} /a (41,8 Mio. GJ/a)
Anlagenbestand (Deutschland)	585 Anlagen in 2007, davon 241 in 2013 in Betrieb (Haas und Remmele 2013), Tendenz abnehmend	10 Anlagen (OVID 2019a)

Tabelle 5-2 Steckbrief Kraftstoff Biodiesel / FAME (fatty acid methyl ester)

Biodiesel (FAME)							
Rohstoffbasis	öl- und fetthaltige Anbaubiomasse sowie Abfall- und Reststoffe (z. B. Ölsaaten wie Raps (RME), Soja (SME), Palmfrucht (PME) sowie Altspeiseöle und -fette (UCOME) und tierische Fette); Methanol: ca. 120 kg/t _{Biodiesel (Raps)}						
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Ölmühle, Rohölraffination, Umesterung, Glycerinabscheidung und -aufbereitung, Methylesterwäsche, Methylestertrocknung						
Produkte	<table border="0"> <tr> <td>Kraftstoff Biodiesel (RME): 410 kg/t_{Rapssaat}</td> <td>Kraftstoff Biodiesel (SME): 190 kg/t_{Sojasaat}</td> </tr> <tr> <td>Rapsschrot (Futtermittel): 580 kg/t_{Rapssaat}</td> <td>Sojaschrot (Futtermittel): 800 kg/t_{Sojasaat}</td> </tr> <tr> <td>Rohglycerin: 50 kg/t_{Rapssaat}</td> <td>Rohglycerin: 25 kg/t_{Sojasaat}</td> </tr> </table>	Kraftstoff Biodiesel (RME): 410 kg/t _{Rapssaat}	Kraftstoff Biodiesel (SME): 190 kg/t _{Sojasaat}	Rapsschrot (Futtermittel): 580 kg/t _{Rapssaat}	Sojaschrot (Futtermittel): 800 kg/t _{Sojasaat}	Rohglycerin: 50 kg/t _{Rapssaat}	Rohglycerin: 25 kg/t _{Sojasaat}
Kraftstoff Biodiesel (RME): 410 kg/t _{Rapssaat}	Kraftstoff Biodiesel (SME): 190 kg/t _{Sojasaat}						
Rapsschrot (Futtermittel): 580 kg/t _{Rapssaat}	Sojaschrot (Futtermittel): 800 kg/t _{Sojasaat}						
Rohglycerin: 50 kg/t _{Rapssaat}	Rohglycerin: 25 kg/t _{Sojasaat}						
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	<p>kommerzielle Produktion sowohl in zentralen als auch dezentralen Anlagen, Laboranlagen für nicht katalysierte überkritische Prozessführung</p> <p>Technology Readiness Level (TRL): 9</p>						
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Entwicklung Multifeedstock-Anlagen, Optimierung Katalysatoreinsatz, Verbesserung der Trennverfahren von Produkt und Koppelprodukt						
THG-Emissionen	<p>Raps: 8,4–55,1 g CO₂-Äq./MJ, <i>Standardwert: 50,1 g CO₂-Äq./MJ</i></p> <p>Soja: 25,1–54,5 g CO₂-Äq./MJ, <i>Standardwert: 47 g CO₂-Äq./MJ</i></p> <p>Palmöl: 8,4–75,7 g CO₂-Äq./MJ, <i>Standardwert: 51,6–75,7 g CO₂-Äq./MJ</i></p> <p>Altspeiseöl (UCO): 4,2–33,5 g CO₂-Äq./MJ, <i>Standardwert: 14,9 g CO₂-Äq./MJ</i> (siehe Abbildung 9-1)</p>						
Kosten	<p>Raps: 16,2–35,2 EUR/GJ</p> <p>Soja: 13,3–31,6 EUR/GJ</p> <p>Palmöl: 9,3–22,2 EUR/GJ</p> <p>Altspeiseöl (UCO): 17,0–28,8 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)</p>						
Kraftstoffspezifikation	<p>EN 14214: Biodiesel als Reinkraftstoff</p> <p>EN 590: Biodiesel als Beimischkraftstoff bis 7 %</p> <p>EN 16734: Biodiesel als Beimischkraftstoff bis 10 %</p> <p>EN 16709: Biodiesel als Beimischkraftstoff bis 20 und 30 %</p>						
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Kompatibel mit vorhandener Infrastruktur; Reinkraftstoff (B100) v. a. im Nutzfahrzeugbereich (Herstellerefreigabe bzw. motorische Anpassungen erforderlich), als Beimischkomponente (B7) im fossilen Kraftstoff						
Anlagenkapazitäten	500 t/a bzw. 18,500 TJ/a (Kleinanlagen) bis zu 650 Tsd. t/a bzw. 24 PJ/a (Industrieanlagen)						
Anlagenbestand	Deutschland ca. 30 Anlagen, weltweit etwa 900 Anlagen (siehe Kapitel 5.3.3.2)						

Tabelle 5-3 Steckbrief Kraftstoff HVO/HEFA (hydrotreated vegetable oils / esters and fatty acids)

HVO/HEFA	
Rohstoffbasis	<p>analog Biodiesel / FAME; zudem teils Tallöl, perspektivisch ggf. auch Algenöl, Bio- rohöl aus z. B. Pyrolyse und hydrothermalen Prozessen</p> <p>Wasserstoff abhängig vom verwendeten Rohstoff bei ca. 28–42 kg/t_{HVO}</p>
Verfahren zur Kraftstoff- produktion	<p>Ölgewinnung (analog Biodiesel / FAME) und -raffination, unter Einsatz von extern bereitgestelltem oder intern erzeugtem Wasserstoff Hydrotreating, Isomerisierung, Rektifikation; Stand-Alone-Anlagen oder Co-Processing in bestehenden Raffinerien möglich;</p> <p>Je nach Prozessbedingung Produktportfolio mit unterschiedlichen Anteilen an Die- sel, Kerosin und Propan/Butan</p>
Produkte	<p>Kraftstoff HVO-Diesel: 840 kg/t_{PÖl, raff.} oder 347 kg/t_{Rapssaat} Rapsschrot (Futtermittel): 579 kg/t_{Rapssaat} Brenngas (Propan/Butan): 61 kg/t_{PÖl, raff.} oder 25 kg/t_{Rapssaat} flüssige Nebenprod. (Benzin/Naphtha/Jet Fuel): 21 kg/t_{PÖl, raff.} oder 9 kg/t_{Rapssaat}</p>
Stand der Technik	<p>kommerzielle Anlagen in Betrieb; teilweise Anlagen im Pilot-/Demonstrationsmaß- stab</p> <p>Technology Readiness Level (TRL): 9 für Rohstoffe analog FAME, 8 für Tallöl, 3–4 für Biorohöle und Algenöle</p>
Forschungs- und Entwick- lungsbedarf	<p>Erweiterung der Rohstoffbasis (z. B. Tallöl, Algenöl, Pyrolyseöl), Prozessoptimierung hinsichtlich Netto-Wasserstoffverbrauch</p>
THG-Emissionen	<p>Pflanzenöl: 5–149 g CO₂-Äq./MJ, <i>Standardwert: 43,6–73,3 g CO₂-Äq./MJ</i> Altspeiseöl (UCO): 2,2–16,0 g CO₂-Äq./MJ, <i>Standardwert: 16,0 g CO₂-Äq./MJ</i> (siehe Abbildung 9-1)</p>
Kosten	<p>Palmöl: 14,2–52,1 EUR/GJ Altspeiseöl (UCO): 19,0–29,0 EUR/GJ Algen: 17,4–188,4 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)</p>
Kraftstoffspezifikation	<p>EN 15940: Paraffinische Dieselmotorkraftstoffe ASTM D7566 (Annex 2): max. Blendrate 50 Vol.-% zu JET A/A-1</p>
Motoreignung, Kompatibili- tät Infrastruktur	<p>kompatibel zu vorhandener Infrastruktur, Nutzung ohne weitere motorische Anpas- sungen (ggf. Softwareanpassung des Steuergerätes notwendig)</p>
Anlagenkapazitäten	<p>Von 170 Tsd.t/a. bis 800 Tsd.t/a Gesamtprodukte</p>
Anlagenbestand	<p>weltweit ca. 20 Anlagen (siehe Kapitel 5.3.3.2)</p>

Tabelle 5-4 Steckbrief Kraftstoff Bioethanol (konventionell)

Bioethanol (konventionell)		
Rohstoffbasis	zuckerhaltige Anbaubiomasse (z. B. Zuckerrübe, Zuckerrohr) sowie Abfall- und Reststoffe (z. B. Melasse)	stärkehaltige Anbaubiomasse (z. B. Weizen, Roggen, Mais) sowie Abfall- und Reststoffe (z. B. Reststoffe der Lebensmittelproduktion)
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Zerkleinerung, Vergärung mittels Hefen, Destillation, Schlempeverwertung (z. B. Trocknung zu DDGS, Vergärung zu Biogas)	analog, zuzüglich enzymatische Verzuckerung vor Vergärung
Produkte	Kraftstoff Bioethanol: 85 kg/t _{Zuckerrübe} Vinasse (65 % TS, Futtermittel): 45 kg/t _{Zuckerrübe} Rübenschnitzel (90 % TS): 50 kg/t _{Zuckerrübe}	Kraftstoff Bioethanol: 300 kg/t _{Getreide} DDGS (Futtermittel): 370 kg/t _{Getreide} ggf. Biogas/Biomethan, CO ₂
	Bioethanol: 80 l/t _{Zuckerrohr} Bagasse: 290 kg/t _{Zuckerrohr} Vinasse: 850 l/t _{Zuckerrohr} Ggf. CO ₂ zu weiteren Verwertung	
Stand der Technik	kommerzielle Anlagen in Betrieb Technology Readiness Level (TRL): 9	
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierungen möglich bei: Prozessintegration, Energiebilanz, Schlempeverwertung, Nutzung des anfallenden CO ₂ (z. B. für Produktsynthesen)	
THG-Emissionen	Zuckerrübe: 8,4–41,9 g CO ₂ -Äq./MJ, Standardwert: 22,5–38,2 g CO ₂ -Äq./MJ Zuckerrohr: 8,4–28,6 g CO ₂ -Äq./MJ, Standardwert: 28,6 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)	Getreide: 0–58,5 g CO ₂ -Äq./MJ, Standardwert: 31,4–71,7 g CO ₂ -Äq./MJ Mais: 4,2–56,8 g CO ₂ -Äq./MJ Standardwert: 30,3–67,8 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)
Kosten	Zuckerrübe: 19,9–33,5 EUR/GJ Zuckerrohr: 7,9–18,8 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)	Getreide: 19,0–39,5 EUR/GJ Mais: 18,8–25,3 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5.)
Kraftstoffspezifikation	EN 51625: Ethanolkraftstoff (E85) EN 15376: Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe (E5 und E10)	
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	bis mind. E10 (10 Vol.-%) weitgehend kompatibel mit bestehender Infrastruktur; Einsatz in Ottomotoren als Beimischung (bis 85 Vol.-%=E85) zu Benzin, bei >20 Vol.-% Ethanol werden motorische Anpassungen notwendig; Einsatz in Dieselmotoren möglich aber ungebräuchlich	
Anlagenkapazitäten	von 40 Tsd. t/a bis 480 Tsd. t/a Ethanol	
Anlagenbestand	Deutschland: 5 große Anlagen, weltweit ca. 1.800 Anlagen (siehe Kapitel 5.3.3.2)	

Tabelle 5-5 Steckbrief Kraftstoff Bioethanol (Lignocellulose)

Bioethanol (Lignocellulose)		
Rohstoffbasis	Weizenstroh (insb. EU), Maisstroh (insb. USA) sowie weitere Arten Getreidestroh; Bagasse, Holz, leere Palmenfruchtbündel, Garten- und Haushaltsabfälle möglich	
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	mechanische und hydrothermale Vorbehandlung zur Aufspaltung der Lignocellulose, enzymatische Hydrolyse der Zellulose zu sechswertigen Zuckern (Hexosen), Vergärung der Hexosen zu Bioethanol (Vergärung der Pentosen aus Hemicellulose möglich), Destillation und Absolutierung	
Produkte	Kraftstoff Bioethanol: 150–220 kg/t _{Weizenstroh} Ligninpellets (Brennstoff): ca. 350 kg/t _{Weizenstroh} Melasse (Futtermittelzusatz), Biogas (Brennstoff) Ggf. CO ₂ zu weiteren Verwertung	
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Funktionsfähigkeit der Technologie wurde in Demonstrationsanlagen nachgewiesen; kommerzielle Anlagen sind in Bau/Planung Technology Readiness Level (TRL): 7–9	
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Upscaling von Rohstoffaufschluss; Pentosennutzung: Vergärung zu Ethanol oder anderweitige Verwendung; Ligninnutzung: Alternativen zur Verbrennung; Enzymentwicklung für Verzuckerung, Weiterentwicklung Schlempe-/CO ₂ -Nutzung	
THG-Emissionen	0–77 g CO ₂ -Äq./MJ, Standardwert: 15,7 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)	
Kosten	20,1–49,5 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)	
Kraftstoffspezifikation	analog Ethanol (konventionell)	
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	analog Ethanol (konventionell)	
Anlagenkapazitäten	bis zu 4,3 Tsd. t/a (0,1 GJ/a) als Demonstrationsanlage	bis zu 60 Tsd. t/a (1,6 Mio.GJ/a) als kommerzielle Anlage
Anlagenbestand	weltweit ca. 58 Demonstrations- und erste kommerzielle Anlagen mit 38 PJ Gesamtkapazität (teils nicht mehr in Betrieb), ca. 35 weitere Anlagen in Bau/Planung (siehe Kapitel 5.3.3.2)	

Tabelle 5-6 Steckbrief Kraftstoff Biomethan (Biogas)

Biomethan (Biogas)	
Rohstoffbasis	tierische Exkremente (z. B. Gülle, Festmist); zucker- (maßgeblich Zuckerrübe) und stärkehaltige Pflanzen/-teile (z. B. Mais, Getreide); Abfälle aus der Lebensmittel- und -verarbeitenden Industrie; kommunale Abfälle, zunehmend auch Stroh
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Silierung (bei Energiepflanzen), Hydrolyse (optional), anaerobe Fermentation, Schwefelrohabtrennung, Rohgastrocknung, Schwefelfeinabtrennung, CO ₂ -Abtrennung, Trocknung, Gaskonditionierung (Zugabe von Propan, Butan), Verdichtung; ggf. Verflüssigung zu Bio-LNG
Produkte	Gärrest (Düngemittel): 0,08 t/ m ³ _{Biomethan} , Strom: ca. 40 % der eingesetzten Energie (bei KWK-Wärmebereitstellung) Ggf. CO ₂ zur weiteren Verwertung
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	kommerzielle Anlagen in Betrieb Technology Readiness Level (TRL): 9
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierung für Lignocellulosebiomasse als Co-Substrat, Optimierung Verweilzeit und Methanausbeute, Optimierung CO ₂ -Abtrennung (z. B. über Einbindung von Synthesen)
THG-Emissionen	Mais: 8,9–78,1 g CO ₂ -Äq./MJ, <i>Standardwert</i> : 34,6–77,6 g CO ₂ -Äq./MJ Abfälle: 4,2–75,3 g CO ₂ -Äq./MJ, <i>Standardwert</i> : 18,6–75,6 g CO ₂ -Äq./MJ Gülle <i>Standardwert</i> : -95,4–26,6 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)
Kosten	Mais: 26,2–43,0 EUR/GJ Abfälle: 11,1–35,7 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)
Kraftstoffspezifikation	DIN EN 16723-2: Kraftstoffnorm für Erdgas; Beimischung bis zu 100 Vol.-% möglich
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Verteilung und Nutzung über vorhandene Erdgasinfrastruktur/-motoren
Anlagenkapazitäten	Deutschland: 2 bis 24 Mio. m ³ (i.N.)/a
Anlagenbestand (Beispiele)	umfangreiche Anlagenkapazitäten in Deutschland (überwiegend auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen) sowie USA (Deponiegas), weiterhin u. a. in Schweden und der Schweiz (Klärschlamm, Bioabfall), wobei anteilige Nutzung als Kraftstoff variiert (siehe Kapitel 5.3.3.2 und 7.1) <i>Hinweis: Nutzung des Biomethan nicht zwingend als Kraftstoff</i>

Tabelle 5-7 Steckbrief Kraftstoff Biomethan (SNG, synthetic natural gas)

Biomethan (SNG)	
Rohstoffbasis	lignocellulosehaltige Biomasse (maßgeblich Holz)
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Vergasung, Gasreinigung und -konditionierung, Methanisierung, CO ₂ -Abtrennung, Trocknung, Gaskonditionierung (Zugabe von Propan, Butan), Verdichtung; ggf. Verflüssigung zu Bio-LNG
Nebenprodukte	Ggf. Wärme
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Pilot- & Demonstrationsmaßstab Technology Readiness Level (TRL): 6–7
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Biomassevorbehandlung; Gasreinigung/-konditionierung; Bio-SNG-Produktion im kleinen und mittleren Maßstab; Synergien mit PTX (z. B. Methanisierung zur Aufbereitung von Biogas, flexible Anlagenfahrweise, Wärmespeicher)
THG-Emissionen	2–40 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)
Kosten	13,4–36,7 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)
Kraftstoffspezifikation	analog Biomethan (Biogas)
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	analog Biomethan (Biogas)
Anlagenkapazität	Erwartung für kommerzielle Bio-SNG-Anlagen: 20 bis 200 MW
Anlagenbestand (Beispiele)	Anlagen im Pilot- und Demomaßstab: 1 MW Güssing (Österreich), 4 MW Alkmaar (Niederlande), 20 MW Göteborg (Schweden) (teilweise nicht in Betrieb) <i>Hinweis: Nutzung des Biomethan nicht zwingend als Kraftstoff</i>

Tabelle 5-8 Steckbrief Kraftstoff BTL/Methanol

BTL/Methanol	
Rohstoffbasis	Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP); Halmgut (z. B. Reststroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus); Schwarzlauge auf Holzbasis
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Biomassevorbehandlung oder Filterung der Schwarzlauge, Vergasung und Gasaufbereitung analog FT, Synthesereaktion, Gasreinigung, Destillation; ggf. Weiterverarbeitung über Methanol-to-Gasoline-Prozess Methanolerzeugung ist über direkte Oxidation von Methan aus Biogas möglich
Nebenprodukte	Strom und Wärme, Kleinstmengen an Dimethylether und Ethanol
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab (kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle) Technology Readiness Level (TRL): 3–5 auf Basis von Biomasse (9 auf Basis von Kohle oder Erdgas)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	höhere Synthese-Umsatzraten; Katalysatorweiterentwicklung; Adaption existierender Methanol-Syntheseanlagen bzgl. Biomasseeinsatz
THG-Emissionen	2–58 g CO ₂ -Äq./MJ; <i>Standardwert: 10,4–16,2 g CO₂-Äq./MJ</i> (siehe Abbildung 9-1)
Kosten	11,1–47,4 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)
Kraftstoffspezifikation	EN 228: max. 3 Vol.-% Beimischung von Methanol
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Distributionsinfrastruktur vorhanden (Methanol wird bereits aus fossilen Rohstoffen erzeugt), motorische Nutzung v. a. als Additiv (MTBE) im Ottokraftstoff, perspektivisch direkt in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen
Anlagenbestand (Beispiele)	Anlagen im Pilot- und Demonstrationsmaßstab: Range Fuels (USA), Southern Research Institute (USA) Kommerzielle Anlage basierend auf Abfall: Enerkem (Kanada) <i>Hinweis: Nutzung des produzierten Methanols nicht zwingend als Kraftstoff</i>

Tabelle 5-9 Steckbrief Kraftstoff BTL/FT-Kraftstoff (Fischer-Tropsch)

BTL/FT-Kraftstoff	
Rohstoffbasis	analog BTL/Methanol
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	mechanische Behandlung (z. B. Mahlen, Zerkleinerung), thermische Vorbehandlung (z. B. Pyrolyse, Trocknung, Verschwelung), Vergasung, Gasreinigung und -aufbereitung (z. B. Wäscher, Filter, Adsorption, Reformierung, Shift-Reaktion), Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung (z. B. Hydrocracken, Destillation, Isomerisierung, Additivierung)
Nebenprodukte	Strom und Wärme, Naphtha
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab (kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle) Technology Readiness Level (TRL): 3 - 5 auf Basis von Biomasse (9 auf Basis von Kohle oder Erdgas)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Ausbeutesteigerung der Fischer-Tropsch-Synthese (z. B. Katalysatorforschung); Optimierung der Abstimmung der einzelnen Prozessschritte im Gesamtprozess; Diversifizierung des Biomasseinputs
THG-Emissionen	3,9–99,8 g CO ₂ -Äq./MJ, <i>Standardwert: 10,2–16,7 g CO₂-Äq./MJ</i> (siehe Abbildung 9-1)
Kosten	16,7–73,1 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)
Kraftstoffspezifikation	EN 15940: Paraffinische Dieselkraftstoffe ASTM D7566 (Annex A1): max. Blendrate 50 Vol.-% zu JET A/A-1
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	kompatibel zu vorhandener Infrastruktur, Nutzung ohne weitere motorische Anpassungen (ggf. Softwareanpassung des Steuergeräts notwendig)
Anlagenkapazitäten	von 30 Tsd. t/a bis 200 Tsd. t/a (angestrebt)
Anlagenbestand (Beispiele)	Pilotanlagen: Repotec (Österreich), Gas Technology Institute GTI (USA), Cotec (Deutschland) Demonstrationsanlagen: Choren Freiberg (Deutschland, kein Betrieb), Neste Oil & Stora Enso JV (Finnland, Testphase) in Planung: Flambeau River Biofuels Inc., Fulcrum (USA), Lurgi & Petro SA (Frankreich)

Tabelle 5-10 Steckbrief Kraftstoff BTL / DME (Dimethylether)

BTL/DME	
Rohstoffbasis	analog BTL/Methanol
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Teilschritte analog Methanol (Tabelle 5-8), im weiteren Dehydratisierung von Methanol an sauren Katalysatoren oder über direkte DME-Synthese
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab (kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle) Technology Readiness Level (TRL): 3–5 auf Basis von Biomasse (9 auf Basis von Kohle)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Katalysatorweiterentwicklung; Ausbeutesteigerung durch alternative Synthese Prozesse
THG-Emissionen	1–73 g CO ₂ -Äq./MJ, Standardwert: 10,4–16,2 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)
Kosten	12,5–49,0 EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)
Kraftstoffspezifikation	ISO 16861:2015-05: Kraftstoffspezifikation DME
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Nutzung nach Anpassung der Motoren (u. a. Tank und Einspritzsystem)
Anlagenkapazitäten	20 Tsd. t/a (geplant)
Anlagenbestand (Beispiele)	Pilotanlage: Chemrec AB (Schweden) Demonstrationsanlage: KIT Karlsruhe (Deutschland) <i>Hinweis: Nutzung des DME nicht zwingend als Kraftstoff</i>

Tabelle 5-11 Steckbrief Kraftstoff BTL/OME (Oxymethylenether)

BTL/OME	
Rohstoffbasis	analog BTL/Methanol
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Teilschritte analog Methanol (Tabelle 5-8), Synthese von OME aus Methanol und Formaldehyd, Formaldehyd-Produktion durch Katalytische Oxidation von Methanol
Nebenprodukte	Methylformiat
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	auf Basis von Biomasse im Labor- bzw. Pilotmaßstab (kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle) Technology Readiness Level (TRL): 3-4 auf Basis von Biomasse (9 auf Basis von Kohle)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Katalysatorweiterentwicklung; Ausbeutesteigerung durch Verbesserung des Syntheseprozesses
THG-Emissionen	13,4–27,0 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)
Kosten	23,0–53,8EUR/GJ (siehe Abbildung 8-5)
Kraftstoffspezifikation	Normierung noch ausstehend
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	nicht kompatibel zu vorhandener Infrastruktur und etablierter Motortechnik
Anlagenkapazitäten	–
Anlagenbestand (Beispiele)	Demonstrationsanlage: KIT Karlsruhe (Deutschland), in Planung <i>Hinweis: Nutzung des OME nicht zwingend als Kraftstoff</i>

Tabelle 5-12 Steckbrief Kraftstoff Biowasserstoff

Biowasserstoff	
Rohstoffbasis	<p>Lignocellulose: Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP); Halmgut (z. B. Reststroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus);</p> <p>Biomasse: tierische Exkremente (z. B. Gülle, Festmist); zucker- (maßgeblich Zuckerrübe) und stärkehaltige Pflanzen / -teile (z. B. Mais)</p>
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	<p>Thermochemische Konversion von Lignocellulose: mechanische Behandlung (z. B. Mahlen, Zerkleinerung), thermische Vorbehandlung (z. B. Pyrolyse, Trocknung, Verschwelung), Vergasung, Gasreinigung und -aufbereitung (z. B. Wäscher, Filter, Adsorption, Reformierung, Shift-Reaktion)</p> <p>Biochemische Konversion von Biomasse: Herstellung von Wasserstoff aus Biomethan mittels Dampfreformierung, Produktion Biomethan (siehe Tabelle 3-6)</p>
Nebenprodukte	Ggf. Wärme
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	<p>Betrieb von Pilot- und Demonstrationsanlagen sowohl auf Lignocellulose als auch auf Biomasse Basis</p> <p>Technology Readiness Level (TRL): 4–6</p>
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Verbesserung der Gasaufbereitung, Weiterentwicklung der Reformer
THG-Emissionen	19–46 g CO ₂ -Äq./MJ (siehe Abbildung 9-1)
Kosten	22,0–81,1 EUR / GJ (H ₂) auf Basis von Lignocellulose (siehe Abbildung 8-5)
Kraftstoffspezifikation	Norm Entwurf ISO/DIS 14687:2018-06
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	nicht kompatibel zur vorhandenen Infrastruktur und etablierten Motortechnik, nutzbar zum Betrieb von Wasserstoffverbrennungskraftmaschinen sowie von Wasserstoff-Brennstoffzellen
Anlagenkapazitäten	derzeit bis zu 3.500 m ³ (i. N.)/h (Chrisgas)
Anlagenbestand (Beispiele)	<p>Pilotanlage: KIT Karlsruhe (Deutschland), ZSW (Deutschland)</p> <p>Demonstrationsanlage: OMV und TU-Wien (Österreich), Chrisgas (Schweden)</p> <p><i>Hinweis: Nutzung des Wasserstoffs nicht zwingend als Kraftstoff</i></p>

Tabelle 5-13 Steckbrief Kraftstoff PTX

Power-to-X (PTX)	
Rohstoffbasis	Synthesegas, Wasser, Kohlenstoffdioxid
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	<p>Power-to-Gas (PTG) Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse, ggf. anschließende Methanisierung unter Einsatz CO₂ zu erneuerbarem Methan</p> <p>Power-to-Liquid (PTL) Flüssigkraftstoff (z.B. Fischer-Tropsch (FT)-Synthese, Methanolsynthese, OME usw.) aus elektrolytischem Wasserstoff und CO₂</p>
Produkte	Wasserstoff, Methan, Methanol, OME, DME, Kerosin, paraffinische Kohlenwasserstoffe (FT)
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	<p>Kommerzieller Betrieb von Anlagen zur Elektrolyse sowie Methanolsynthese; Methanisierung sowie FT-Synthese im Demonstrationsmaßstab, kommerzieller Betrieb für beide Technologien in Planung</p> <p>Technology Readiness Level (TRL): 6-9 für Elektrolyse 7-8 für Methanisierung 8-9 für FT-Synthese 6-9 für Methanolsynthese (Golling, Christiane, Heuke, Reemt et al.)</p>
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Ausbeutesteigerung durch Prozessoptimierung; Synergien mit BTL/SNG-Optionen (z. B. Integration PTG-Wasserstoff für Synthesen und Kraftstoffaufbereitung, Nutzung CO ₂ aus Bioethanol- und Biomethananlagen); gesamte PTL-Prozesskette darstellen
THG-Emissionen	<p>3,6–141,7 g CO₂-Äq./MJ für Wasserstoff 6,0–55,7 g CO₂-Äq./MJ für Methan 1,0–50,0 g CO₂-Äq./MJ für Methanol 0,0–65,0 g CO₂-Äq./MJ für OME 2,8–145,8 g CO₂-Äq./MJ für Kerosin (FT) (siehe Abbildung 9-1)</p>
Kosten	<p>5,9–135,3 EUR/GJ Wasserstoff 27,8–161,5 EUR/GJ Methan 23,1–141,6 EUR/GJ Methanol 26,8–141,9 EUR/GJ OME 27,8–104,9 EUR/GJ DME 12,4–136,7 EUR/GJ Kerosin (FT) (siehe Abbildung 8-5)</p>
Kraftstoffspezifikation	analog zu BTX-Steckbriefen
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	analog zu BTX-Steckbriefen
Anlagenkapazitäten (Beispiele)	derzeit bis zu 1.300 m ³ (i. N.)/h Wasserstoff (Audi 2017), 1.400 m ³ (i. N.)/h Methan (Store&Go 2019), 5 Mio. l/a Methanol (CRI 2019)
Anlagenbestand (Beispiele)	<p>Pilot-/Demonstrationsanlagen in Deutschland: Audi AG, Sunfire, E.ON Ineratec GmbH, Store&Go, Greenpeace Energy (siehe Kapitel 5.2.2)</p> <p>Kommerzielle Anlagen: Exytron GmbH (Deutschland), Carbon Recycling International (Island), Nordic Blue Crude (Norwegen, in Planung, im ersten Schritt als Demonstrationsanlage)</p> <p><i>Hinweis: Nutzung des PTX nicht zwingend als Kraftstoff</i></p>

5.2 Fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe

5.2.1 Fortschrittliche Biokraftstoffe

Grundsätzlich existieren verschiedene Sichtweisen auf die Unterscheidung konventioneller und fortschrittlicher Biokraftstoffe. Sie kann vorgenommen werden anhand der:

- a) Für die Produktion verwendeten Rohstoffe, d. h.

entsprechend beispielsweise der Unterteilung der RED II sind Rohstoffe mit direkter Nahrungs- und Futtermittelkonkurrenz (food/feed-crops) den konventionellen Biokraftstoffen, vormals 1. Generation zuzuordnen und alle sonstigen Rohstoffe, vor allem Abfall- und Reststoffe sowie forstwirtschaftlich bereitgestellte Biomasse (v. a. Holz) sind den fortschrittlichen Biokraftstoffen (advanced fuels), vormals 2. Generation zuzuordnen. Diese Unterteilung ist grundsätzlich technologie- und produktoffen.

- b) Eigenschaften des produzierten Biokraftstoffs, d. h.

Biokraftstoffe werden entsprechend ihrer Kraftstoffeigenschaften unterteilt in solche, die eine Adaption vorhandener Nutzungsinfrastruktur (v. a. motorensseitig) erfordern, und solche, die direkt (drop-in) in der vorhandenen Nutzungsinfrastruktur eingesetzt werden können. Dabei spielen die verwendeten Rohstoffe oder Energiequellen keine entscheidende Rolle.

Generell sollten beide, sowohl die Bereitstellungs- als auch die Nutzungsseite erneuerbarer Kraftstoffe in einer umfassenden Bewertung und für eine effiziente Integration in das Verkehrssystem Beachtung finden.

Die im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Konversionstechnologien sind grundsätzlich dafür geeignet, neben land- und forstwirtschaftlicher Biomasse auch Abfälle und sogenannte Reststoffe zu verwenden. Der zunehmend verstärkte Fokus auf die Produktion und Nutzung fortschrittlicher Biokraftstoffe, die nicht auf Nahrungsmitteln basieren, wurde bereits in den Abschnitten zu politischen Rahmenbedingungen (Kapitel 3.2.2.2) und Rohstoffen (Kapitel 4.1) thematisiert.

Für zahlreiche der definierten Rohstoffgruppen kommen mehr als eine Technologieoption zur Produktion eines Energieträgers bzw. Kraftstoffes in Frage. Diese unterscheiden sich zunächst in der erzielbaren energetischen Kraftstoffausbeute. Bei der Auswahl der zu favorisierenden Option können jedoch auch weitere Kriterien eine wesentliche Rolle spielen, beispielsweise Bereitstellungskosten und THG-Emissionen, Qualität und Quantität von Koppelprodukten oder die Kompatibilität des Kraftstoffes mit vorhandener Verteil- und Nutzinfrastruktur (ggf. auch in erwünschten Ziel-Sektoren).

Ein weiterer wesentlicher Punkt sind die begrenzten Rohstoff- und bisher auch weitestgehend begrenzten Produktionspotenziale in Form von vorhandener Anlagenkapazität, welche wesentlich vom Technology Readiness Level (TRL) der Konversionstechnologien abhängig sind. Darauf soll an dieser Stelle jedoch nicht näher eingegangen werden.

5.2.2 Erneuerbare nicht-biogene Kraftstoffe

Als fortschrittliche Kraftstoffe gelten neben entsprechenden biogenen Kraftstoffoptionen auch „erneuerbare flüssige oder gasförmige Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“. (COM(2016) 767 2017) Das sind auf Basis von erneuerbarem Strom hergestellte gasförmige (Power-to-Gas, PTG) und flüssige (Power-to-Liquid, PTL) Kraftstoffe wie Wasserstoff, Methan sowie synthetische Otto- und Dieselkraftstoffe inklusive Kerosin. (Siegmond et al. 2017) Diese sogenannten E-Fuels sind für die Erreichung der THG-

Reduktionsziele bzw. für eine weitgehend klimaneutrale Energieversorgung aus heutiger Sicht unverzichtbar. (Bründlinger et al. 2018; Siegmund et al. 2017)

In Tabelle 5-14 ist hergeleitet, dass rund 0,5 PJ PTG in Form von Wasserstoff und Methan derzeit in Deutschland produziert werden können. Im Vergleich zu 2016 ist die gesamte Anlagenkapazität um etwa 20 % angestiegen. Mehrere der benannten Projekte haben eine Nutzung des Produktes als Kraftstoff zum Ziel, einige verfügen über eine geeignete Tankinfrastruktur oder speisen das produzierte Gas in das Erdgasnetz ein.

Tabelle 5-14 Entwicklung der E-Fuels (PTX)-Produktionskapazitäten in Deutschland, ohne Anspruch auf Vollständigkeit

	H ₂ +CH ₄		PTG		PTL	
	2016	2018	2016	2018	2016	2018
Anzahl der Anlagen/Projekte (in Betrieb/im Bau)	25	36	8	10	1	3
Elektrolyseleistung in kW	25.380	30.800	7.580	8.890	150 ^b	1.000 ^c
Verfügbare Produktionskapazitäten in Nm ³ /h	4.950	5.400	381	470	0,007	85 kg CH ₃ OH/h
in Nm ³ /a (~8.500 h/a)	42,1 Mio.	46 Mio.	3,24 Mio.	4 Mio.	56	720 t CH ₃ OH/a
Maximale Produktionskapazitäten in Nm ³ /a	28,4 Mio. ^a	30,5 Mio. ^a	3,2 Mio.	4,0 Mio.	56	720 t CH ₃ OH/a
Maximale Produktionskapazitäten in PJ/a	0,31	0,33	0,12	0,14	>0	>0

^a Ohne die H₂-Kapazität für CH₄. ^b Mit der Herstellung von 3 t des synthetischen Rohöls wurde das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unterstützte Sunfire-Projekt 2017 beendet. ^c Aktuell ist eine Elektrolyseanlage über 2.000 kW in Duisburg installiert (Projekt Carbon2Chem). Angekündigt wurde diese Anlage um u. a. Synthesestufen zu Methanol und Ammoniak zu erweitern. Allerdings wird aktuell unter 1 Liter Methanol pro Tag produziert. (Stephan 2018) Aus diesem Grund wird diese Anlage als H₂ geführt.

Obwohl die Entwicklung des PTL-Pfades als eine No-Regret-Maßnahme angesehen wird (Hobohm et al. 2018) ist in Deutschland bis 2021 kein Aufbau signifikanter PTL-Leistungen zu erwarten. Mitte 2017 hatte die Sunfire GmbH drei Tonnen synthetisches Rohöl („Blue Crude“³) im Dauerbetrieb der Demonstrationsanlage in Dresden erzeugt und die Anlage über mehr als 1.500 Stunden betrieben. (sunfire 2017) Auf Basis des Sunfire-PTL-Verfahrens wird eine erste kommerzielle 20 MW Anlage ab 2020 im norwegischen Industriepark Heroya in Betrieb genommen. Eine Produktion von 8.000 Tonnen synthetischem Rohöl pro Jahr ist geplant. Eine weitere Pilotanlage für synthetischen Diesel ist im grenznahen Laufenburg im Schweizer Kanton Aargau geplant. Die geplante Anlage hat eine Kapazität von rund 400 Tsd. Litern pro Jahr. Das Kohlenstoffdioxid kann aus der Luft oder biogenen Abgasen gewonnen werden. (Audi 2017)

Die Tabelle 5-14 listet nur die zum 01.01.2019 sich in Betrieb oder bereits im Bau befindlichen PTG- bzw. PTL-Anlagen. Mehrere weitere Projekte befinden sich aktuell noch in der Planungsphase. Bis 2021 ist in Deutschland ein Aufbau von über 12 MW PTG-Anlagenkapazitäten zu erwarten (z.B. eFarm, REFHYNE). Ebenfalls wurden einige weitere PTG- bzw. PTL-Vorhaben angekündigt (z.B. KEROSyN100, ALIGN-CCUS).

³ Die Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese können in Raffinerien zu Wachsen sowie Kraftstoffen wie Benzin, Diesel und Kerosin verarbeitet werden.

5.2.3 Synergien der Bereitstellung bio- und strombasierter Kraftstoffe

Bei der Produktion von Biokraftstoffen wird Prozessenergie benötigt. Durch den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Quellen in Konversionsanlagen für Biokraftstoffe sowie Bioraffinerien können die Treibhausgasbilanz dieser Kraftstoffe verbessert, der Energieertrag von Anbaubiomassen erhöht und fossile Ressourcen geschont werden.

Über Elektrolyse kann aus Strom aus erneuerbaren Quellen Wasserstoff H_2 produziert werden. Das so erzeugte Gas kann wiederum bei der Produktion von Biokraftstoffen zum Einsatz kommen:

- a) H_2 (PTG) als Einsatzstoff im Hydrotreatment (HVO/HEFA)

Dabei werden die zwei Verfahrenslinien der HVO-/HEFA-Produktion und der Power-to-Gas/Wasserstoff-Technologie miteinander kombiniert. Für die einzelnen Verfahrenslinien sind bereits Anlagen installiert, eine Kombination beider Konzepte wurde jedoch noch nicht realisiert. Derzeit wird der Wasserstoff für die HVO-/HEFA-Produktion mittels Dampfreformierung von Erdgas bereitgestellt.

- b) H_2 (PTG) als Einsatzstoff für die biologische Methanisierung/hydrogenotrophe Methanogenese

Das bei der Fermentation des Bioethanolprozesses oder bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan anfallende CO_2 kann in Verbindung mit Wasserstoff in einem anaeroben Fermentationsprozess zu Methan umgewandelt werden, auch biologische Methanisierung genannt. Der dafür erforderliche Wasserstoff wird über die Power-to-Gas-Technologie durch Elektrolyse mittels erneuerbaren Stroms gewonnen. Der Wasserstoff wird dann durch die Reduktion von CO_2 in Methan umgewandelt.

Die Bildung von Methan aus CO_2 und H_2 kann neben der biologischen Methanisierung auch chemisch-katalytisch über den Sabatier-Prozess erfolgen.

Kohlenstoffdioxid CO_2 ist neben Wasserstoff der zweite wesentliche Ausgangsstoff für die Methanisierung zu CH_4 oder für die Synthese zu PTL (Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe oder Methanol $MeOH$).

Grundsätzlich sind viele CO_2 -Quellen für den Einsatz in PTG- bzw. PTL-Anlagen geeignet. Es fällt bei biogenen Konversionsprozessen, wie beispielsweise der Ethanolproduktion, der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan oder der Verbrennung von biogenen Rohstoffen, an. Die CO_2 -Abtrennung aus Biogas kann über Druckwasserwäsche, Aminwäsche oder mittels anderer Verfahren erfolgen. Alternativ kann das Rohbiogas (ein Gemisch aus CH_4 und CO_2) anstelle von reinem Kohlenstoffdioxid direkt der Methanisierung zugeführt werden (Direktmethanisierung). Wegen des reduzierten apparativen Aufwandes für die Gasaufbereitung könnte das Verfahren der Direktmethanisierung auch für kleinere Biogasanlagen geeignet sein. Entsprechende Forschungsprojekte finden derzeit im Pilotmaßstab statt.

CO_2 aus Biogasanlagen bietet einige Vorteile (hohe Konzentration, vorhandene Infrastruktur für die Integration von $PtCH_4$). In PTG-Projekten mit einer Methanisierung wird das CO_2 biogener Herkunft zur $PtCH_4$ -Produktion eingesetzt (meist aus benachbarten Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung). Mögliche Synergien mit der Biomethananlage, nämlich eine Steigerung des Wirkungsgrades eines Verbunds einer Biomethan- und PTG-Anlage durch ein spezifisches Wärmemanagement gegenüber einem Einzelbetrieb der beiden Anlagen, sind u. a. ein Schwerpunkt der Forschung.

Durch die Kombination der PTL- und BTL-Technologien ergibt sich die Power-and-Biomass-to-Liquid-Technologie (PBTL). Der Elektrolyse-Wasserstoff und das CO_2 aus der Biomasse werden für die Synthese verwendet. Der Kohlenstoffumsatz ist dabei wesentlich höher als bei einem reinen BTL-Verfahren (König 2016). Das Gleiche gilt für die Kombination von $PtCH_4$ - und Biomethanproduktionstechnologien.

Die möglichen Synergien der bio- und strombasierten Kraftstoffproduktion sind schematisch mit blauen und grünen Pfeilen in Abbildung 5-1 dargestellt.

5.3 Produktion von Biokraftstoffen

5.3.1 Biokraftstoffproduktion Deutschland

Die Produktionskapazitäten für Biodiesel wurden in Deutschland beständig ausgebaut. Sie beliefen sich im Jahr 2000 noch auf ca. 0,35 Mio. t/a. Nach einer mäßigen Wachstumsphase erfolgte durch die Festlegung der Biokraftstoffquote besonders im Jahr 2006 ein starker Zubau, sodass 2007 eine Produktionskapazität von etwa 5 Mio. t/a erreicht wurde. Von den über 50 Biodieselanlagen in Deutschland sind derzeit noch etwa 30 in Betrieb (mit einer Produktionskapazität von etwa 4 Mio. t/a).

Die in Deutschland produzierte Biodieselmenge lag im Jahr 2007 nach einer kontinuierlichen Steigerung bei etwa 3,3 Mio. t und sank anschließend wieder bis auf 2,4 Mio. t im Jahr 2011. Wie in Abbildung 5-2 ersichtlich, stieg anschließend die Produktion wieder und liegt seit 2014 bei etwa 3 Mio. t/a. (VDB 2015; Destatis 2018) Die Auslastung der in Betrieb befindlichen Anlagen lag 2017 bei etwa 80 %.

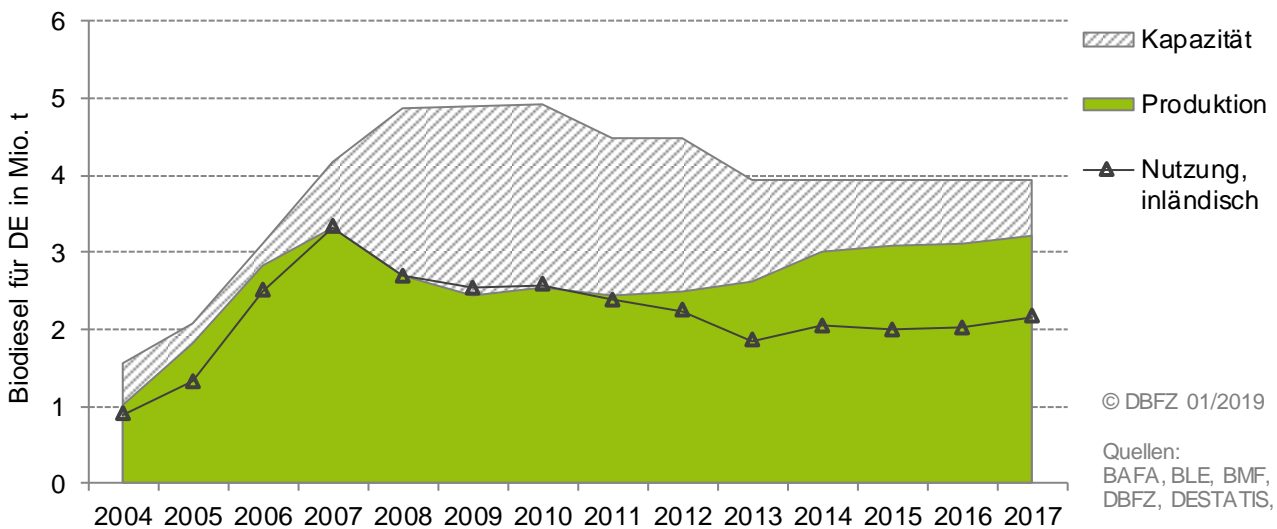


Abbildung 5-2 Produktion, Produktionskapazität und Nutzung von Biodiesel in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von BAFA 2019; BMF 2007; VDB 2015, © DBFZ)

Rapsöl als Reinkraftstoff wurde vor allem in dezentralen Ölmühlen mit geringer Produktionskapazität hergestellt. Hiervon hat ein großer Teil dauerhaft den Betrieb eingestellt. Zudem spielt Rapsöl als Reinkraftstoff keine signifikante Rolle mehr.

Für Bioethanol existieren in Deutschland seit 2005 Produktionskapazitäten im industriellen Maßstab. Diese wurden bis auf etwa 1 Mio. t/a im Jahr 2011 ausgebaut und liegen seit 2012 bei etwa 0,7 Mio. t/a. Die vorhandene Kapazität ist derzeit nahezu vollständig ausgelastet. Bioethanol zur Kraftstoffnutzung wird in Deutschland derzeit in fünf großen Anlagen erzeugt, die zwischen 50.000 t/a und 285.000 t/a produzieren können. Sie verfügen, ähnlich wie die großen Biodieselanlagen und Pflanzenölmühlen, in der Regel über einen Gleis- oder Hafenananschluss. Damit können die logistischen Voraussetzungen für die

benötigten Rohstoffmengen geschaffen und zeitgleich die von den Mineralö Raffinerien geforderten Mindestliefermengen für die Biokraftstoffbeimischung realisiert werden. Zahlreiche kleinere Produzenten produzieren ebenfalls Ethanol, allerdings nicht vorrangig für den Kraftstoffmarkt.

Während bei Biodiesel seit einigen Jahren eine Überproduktion stattfindet und Deutschland somit Netto-Exporteur ist (Abbildung 5-2), liegt der Bedarf an Bioethanol als Kraftstoff weiterhin über der inländischen Produktion. Während im Jahr 2012 etwa die Hälfte des in Deutschland als Kraftstoff eingesetzten Bioethanols durch inländische Produktion bereitgestellt werden konnte, ist dieser Anteil 2015 auf etwa 65 % gestiegen und lag 2017 wieder bei unter 60 % (Abbildung 5-3).

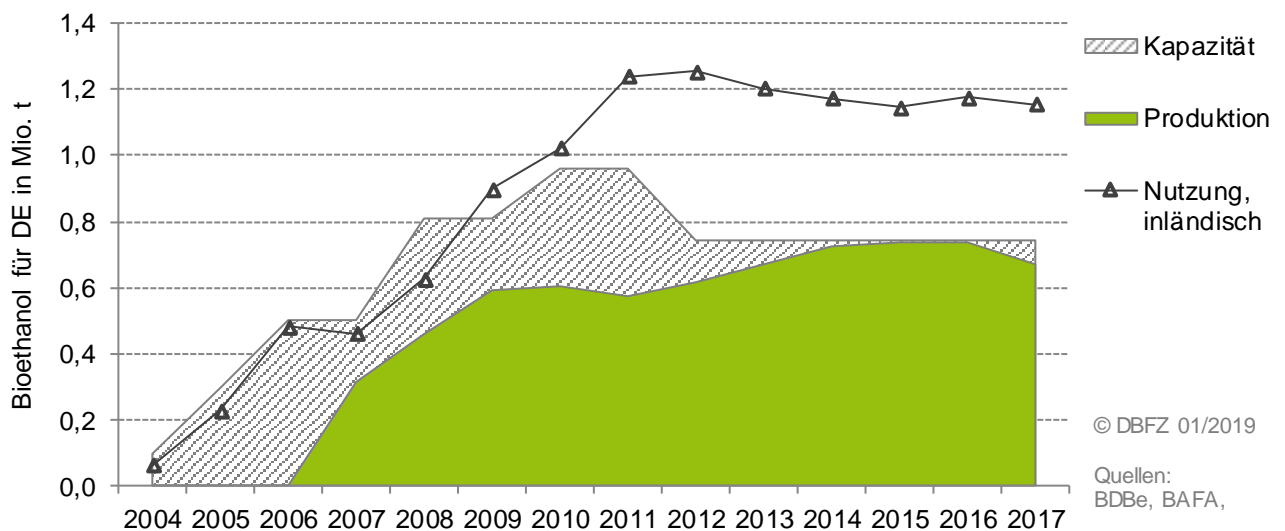


Abbildung 5-3 Produktion, Produktionskapazität und Nutzung von Bioethanol in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von BAFA 2019; BDBe 2016; BMF 2007, © DBFZ)

Im Jahr 2018 sind 216 Biomethan-Anlagen in Betrieb, in denen über eine anaerobe Vergärung von Biomasse Biogas produziert, auf Erdgas-Qualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Biomethan wird bilanziell gehandelt und kann am Ausspeisepunkt als erneuerbarer Energieträger für die Strom- oder Wärmebereitstellung oder als Kraftstoff genutzt werden. Das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) stellt den wesentlichen Treiber für die starke Entwicklung des Anlagenbestandes dar. Das EEG gibt den Anlagenbetreibern für eine Laufzeit von 20 Jahren ab Inbetriebnahme eine gewisse Planungssicherheit. Inwiefern diese Anlagen nach den 20 Jahren wettbewerbsfähig weiterbetrieben werden können oder außer Betrieb gehen müssen, ist derzeit noch nicht absehbar, siehe auslaufende Kapazität in Abbildung 5-4. Der gesamte Bestand hatte in 2018 eine Kapazität von ca. 245 Tsd. m³ (i. N.)/ha Rohbiogas. Die in Deutschland eingespeiste Biomethanmenge betrug im Jahr 2017 etwa 853 Mio. m³ (i. N.), was 33 PJ (unterer Heizwert) entspricht. (BNetzA und BKartA 2019)

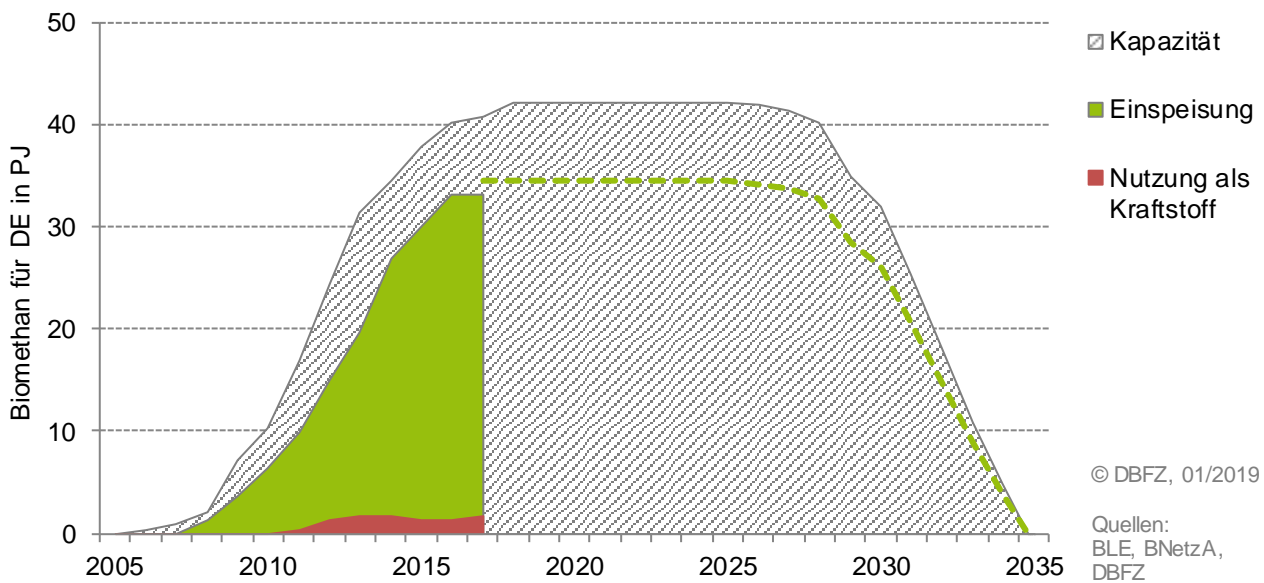


Abbildung 5-4 Produktion, Einspeisekapazität und Nutzung als Kraftstoff von Biomethan in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von BLE 2014, 2018; BNetzA 2011, 2012, 2013, 2014; BNetzA und BKartA 2019, © DBFZ)

5.3.2 Biokraftstoffproduktion EU

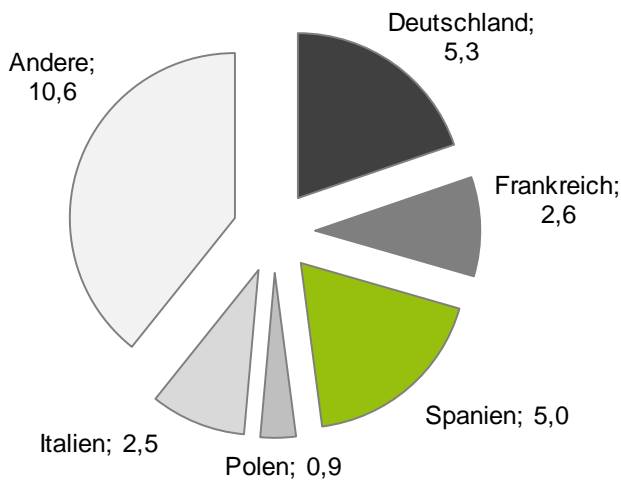
Produktionskapazitäten für Biodiesel werden in der EU derzeit in etwa 200 betriebenen Anlagen (insgesamt ca. 20 Mio. t/a) vorgehalten. Zudem etwa 15 Anlagen zur Produktion von HVO mit einer Kapazität von 4 Mio. t/a.

Die Produktion von Biodiesel (FAME) in der Europäischen Union lag im Jahr 2018 bei etwa 10,8 Mio. t/a, was etwa 400 PJ entspricht. Sie ist gegenüber dem Vorjahr mit etwa 11,4 Mio. t leicht rückläufig. (F.O. Licht 2018b) Über viele Jahre wurde die Produktion von Herstellern in Deutschland und Frankreich dominiert, sie sind weiterhin mit Spanien die einzigen Mitgliedsstaaten mit Produktionsmengen größer als 1,0 Mio. t/a.

Die Produktion von HVO in Europa konzentriert sich bisher vor allem in den Niederlanden und Finnland und lag in 2018 bei insgesamt etwa 2,8 Mio. t/a (F.O. Licht 2018b), was etwa 120 PJ entspricht. Die vorhandene Anlagenkapazität von 3,9 Mio. t/a ist dabei zu durchschnittlich 80 % ausgelastet. (F.O. Licht 2018b). Neben den reinen HVO-Produktionsanlagen wird in vereinzelt Raffinerien auch durch sogenanntes Co-processing (Mitraffination) HVO gemeinsam mit konventionellen (fossilen) Kraftstoffen produziert.

EU Produktionskapazität FAME 2018

26,9 Mio. t (in und außer Betrieb)



EU Produktion FAME 2018

10,8 Mio. Tonnen

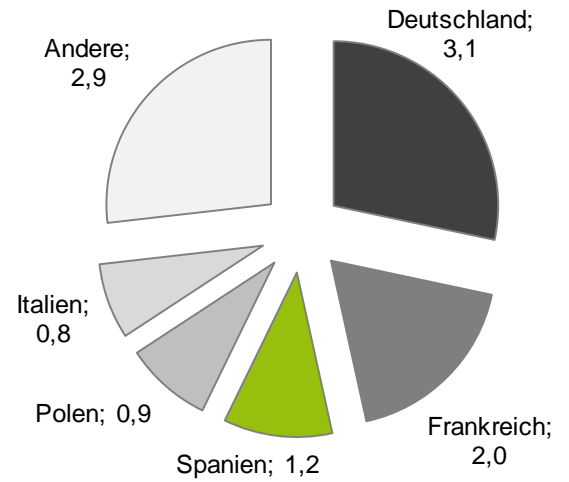
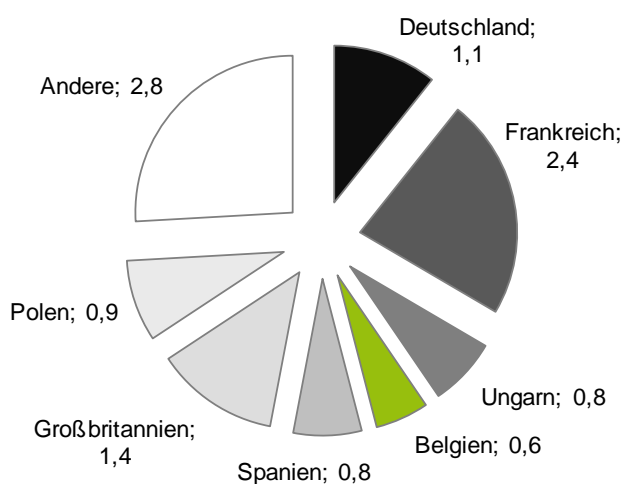


Abbildung 5-5 Produktion und Produktionskapazität von Biodiesel (FAME) in der EU 2018 (eigene Darstellung auf Basis F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

Die derzeitigen Produktionskapazitäten für Bioethanol zur Kraftstoffverwendung belaufen sich in der Europäischen Union auf etwa 10 Mio. m³/a (ca. 100 Anlagen) in Betrieb. (F.O. Licht 2018a) Die Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU lag in 2018 bei insgesamt etwa 5,4 Mio. m³/a (F.O. Licht 2018b), was etwa 113 PJ entspricht. Die Auslastung der Anlagenkapazität liegt somit bei durchschnittlich 50 % (berechnet nach F.O. Licht 2018b).

EU Produktionskapazität Bioethanol 2018

10,7 Mio. m³



EU Produktion Bioethanol als Kraftstoff 2018

5,4 Mio. m³

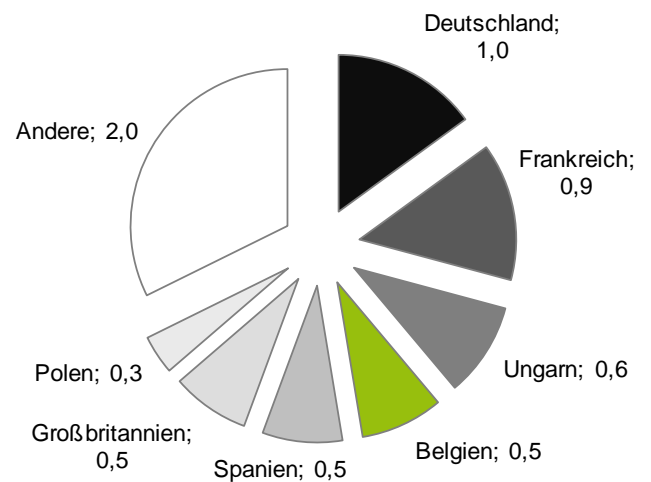
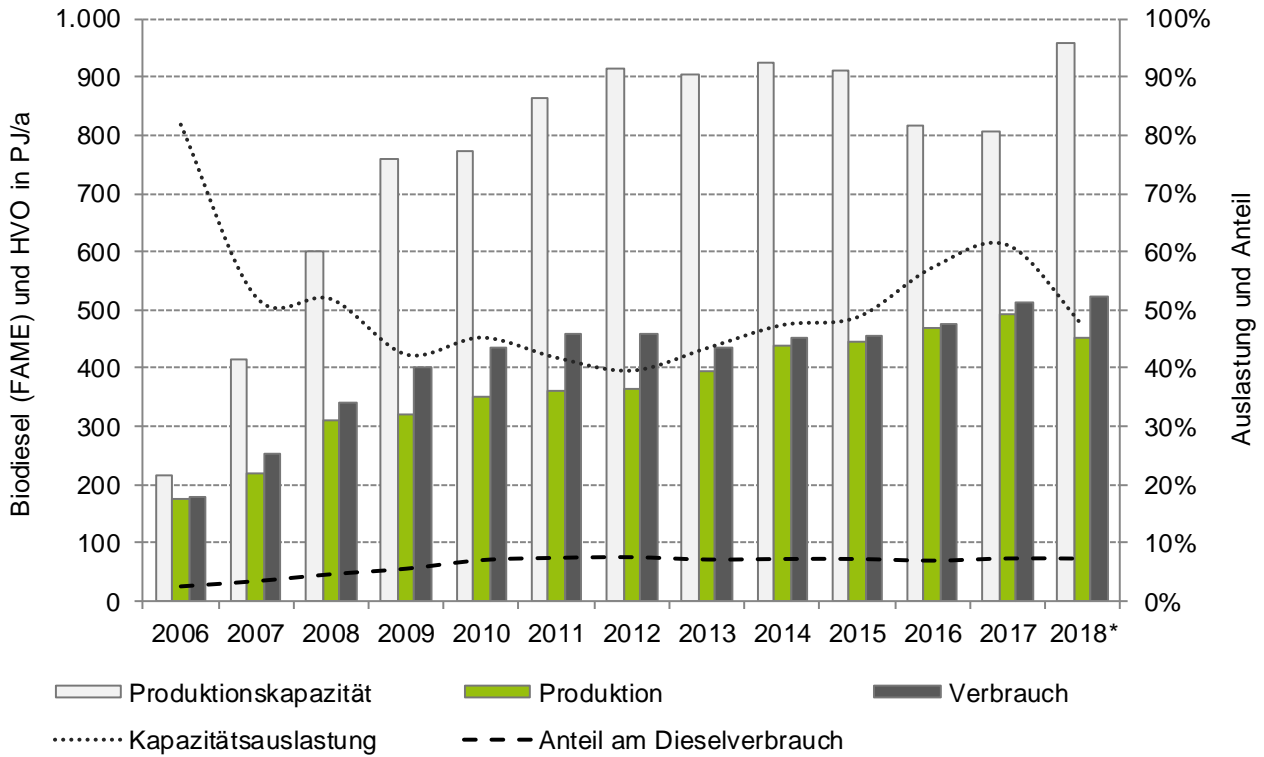


Abbildung 5-6 Produktion und Produktionskapazität von Biodiesel- (FAME) in der EU 2018 (eigene Darstellung auf Basis F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

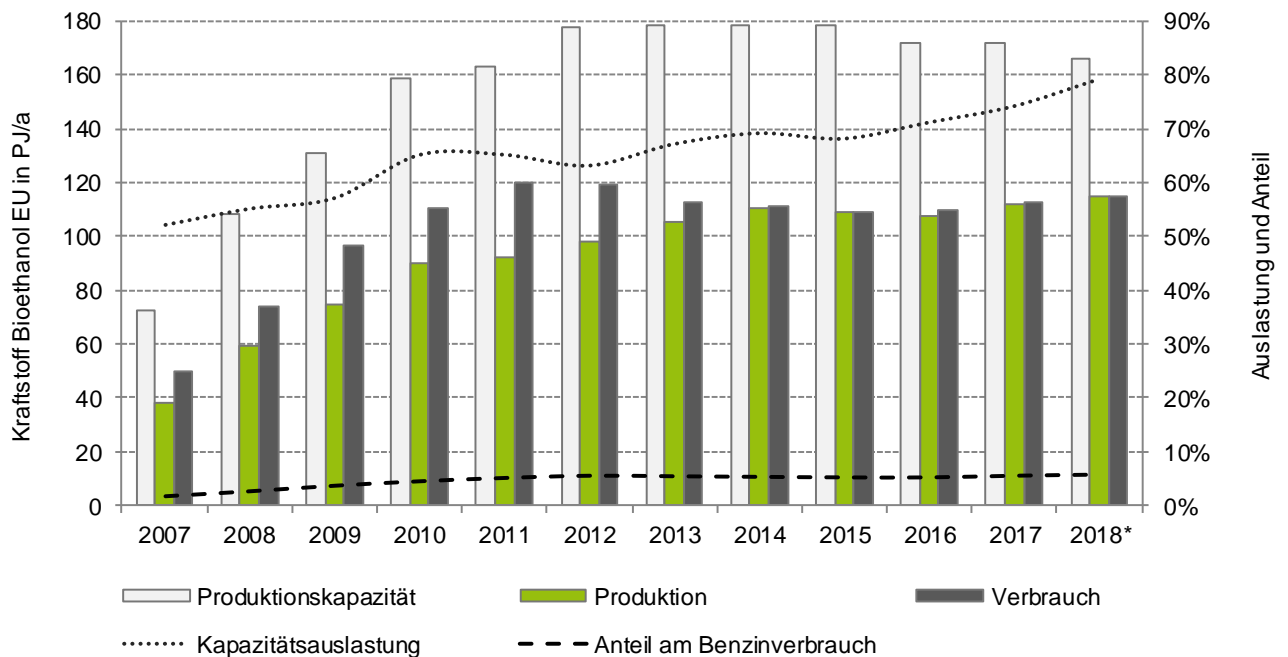
In Abbildung 5-7 und Abbildung 5-8 sind die historische Entwicklung des europäischen Biodiesel- und Bioethanolsektors, vor allem mit Blick auf Produktionskapazität und -menge sowie Verbrauch aufgezeigt.



Datenbasis: Eurostat, EU FAS Posts, * Prognose

© DBFZ 11/2018

Abbildung 5-7 Entwicklung von Biodiesel (FAME) und HVO innerhalb der EU von 2006–2018 (geänderte Darstellung auf Basis Flach et al. 2013; Flach et al. 2016, © DBFZ)



Datenbasis: EC, Eurostat, Global Trade Atlas, ePURE, EU FAS Posts, * Prognose
Kapazität und Auslastung inklusive non-fuel Ethanol

© DBFZ 11/2018

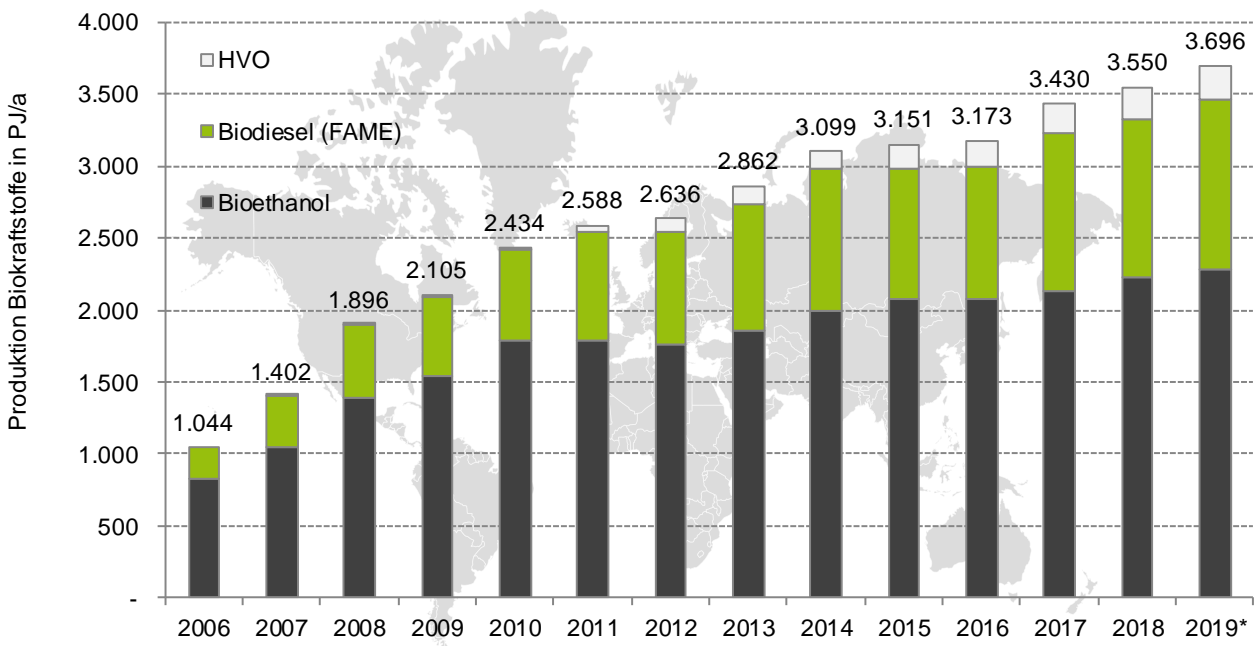
Abbildung 5-8 Entwicklung des EU-Bioethanolsektors 2007–2018 (geänderte Darstellung auf Basis Flach et al. 2016; Flach et al. 2013, © DBFZ)

5.3.3 Biokraftstoffproduktion weltweit

5.3.3.1 Produktionsmengen weltweit

Die globale Biokraftstoffproduktion wuchs in den letzten 25 Jahren stark an. Im Jahr 1990 lag diese noch bei etwa 15 Mio. m³ Ethanol als Kraftstoff, wovon 77 % in Brasilien und 23 % in den USA produziert wurden. Diese Menge bewegte sich bis zum Jahr 2000 zwischen 15 und 20 Mio. m³ und stieg seitdem kontinuierlich auf inzwischen 106 Mio. m³ im Jahr 2018, was 2.230 PJ entspricht. Die Produktion von Biodiesel (FAME) stieg von 3,4 Mio. t im Jahr 2005 auf inzwischen 30 Mio. t im Jahr 2018, was 1.094 PJ entspricht. Zudem gewann HVO als biobasiertes Dieselsubstitut in den vergangenen Jahren an Bedeutung, die Produktionsmenge stieg von nur 0,1 Mio. t im Jahr 2008 auf inzwischen 5 Mio. t im Jahr 2018, was etwa 224 PJ entspricht. (F.O. Licht 2018b) Die Produktionsmenge von 3,2 EJ / a Biokraftstoffen entspricht etwa 2,8 % der im Jahr 2016 weltweit eingesetzten 114 EJ (2.722 Mtoe) Energieträger im Verkehrssektor. (IEA/OECD 2017)

In Abbildung 5-9 ist die Entwicklung der weltweiten Biokraftstoffproduktion für die vergangenen zwölf Jahre aufgezeigt.



Datenbasis: F.O.Lichts World Ethanol and Biofuels Report

© DBFZ 11/2018

Abbildung 5-9 Weltweite Produktion von Biokraftstoffen 2006–2016 in PJ / a (eigene Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

Hinsichtlich der geographischen Verteilung der Biokraftstoffproduktion haben sich Schwerpunkte herausgebildet (Abbildung 5-10). Die überwiegende Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen entfällt auf Bioethanol. Die wesentlichen Produktionsmengen stammen aus Brasilien und den USA. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion liegt hingegen in Europa.

Aufgrund steigender Quoten und Ziele, u. a. in der Europäischen Union, Brasilien, Kolumbien sowie Indonesien steigt die globale Nachfrage nach Biokraftstoffen weiter an. Nach aktuellen Schätzungen können allerdings die Ziele der RED für 2020 nur schwer eingehalten werden. (F.O. Licht 2018b)

Die weltweite Produktion und Nutzung der bisher wesentlichen Biokraftstoffoptionen Bioethanol sowie Biodiesel (FAME) und HVO ist in nachfolgender Abbildung 5-10 regional aufgeschlüsselt.

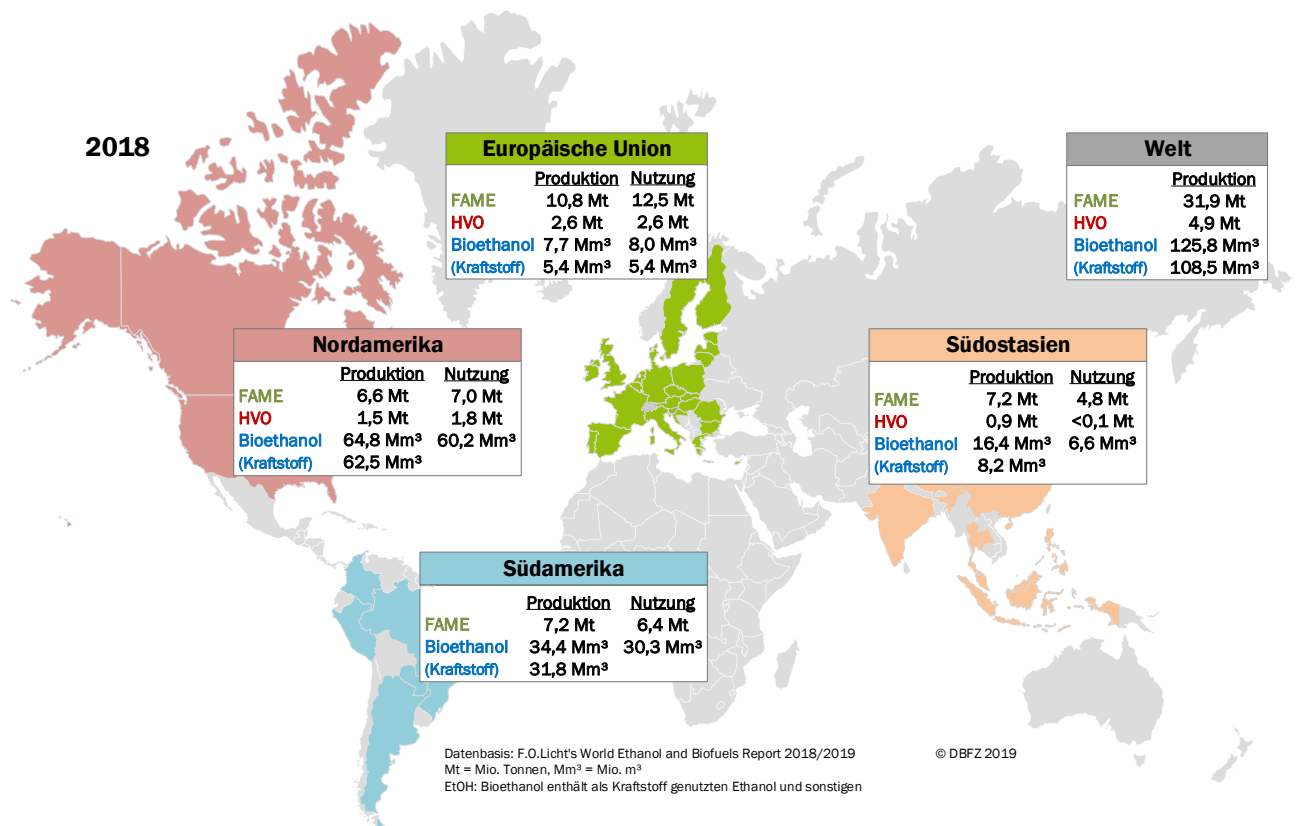


Abbildung 5-10 Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen weltweit 2018 (eigene Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

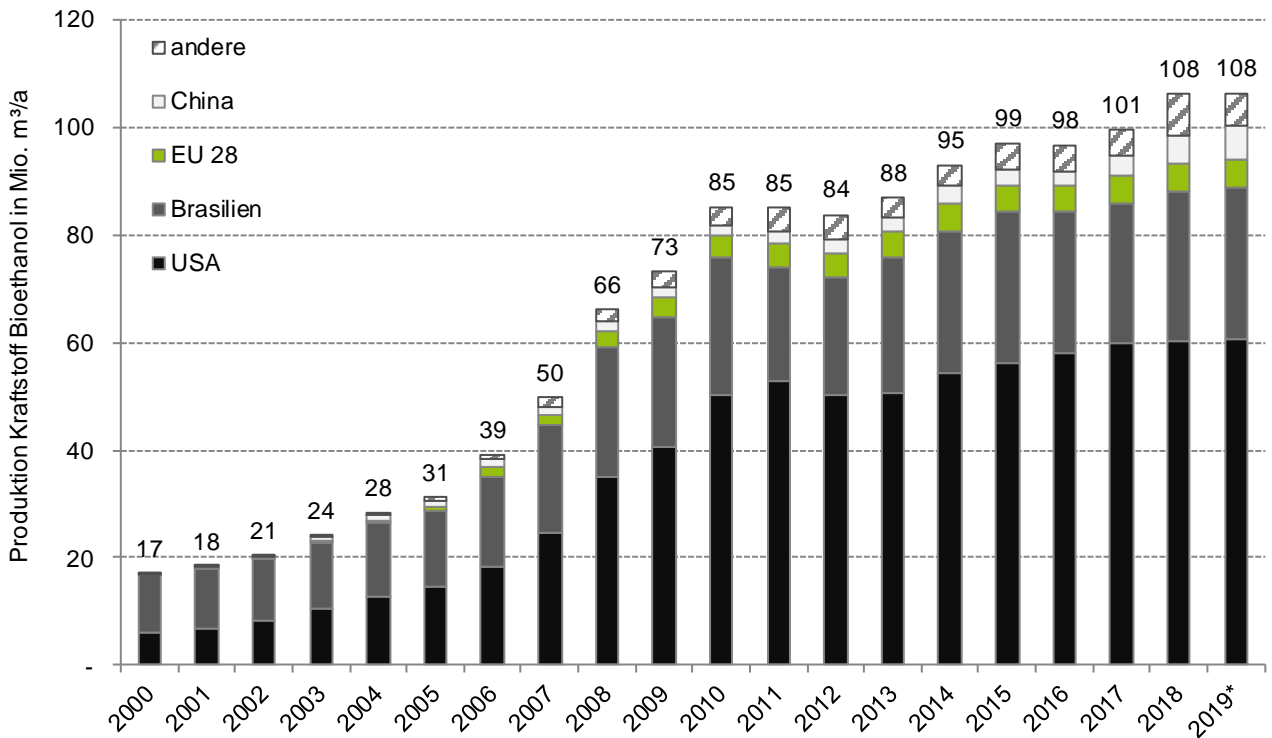
Bioethanol

Die weltweite Produktion von Bioethanol ist v. a. bis 2010 auf 85 Mio. m³ stark gestiegen, wobei der stärkste Zuwachs in den USA zu verzeichnen war. Aber auch in Brasilien wurde die Produktion ausgeweitet. Die aktuelle Produktion liegt bei etwa 108 Mio. m³ / a. In Abbildung 5-11 sind die Produktionsmengen für Bioethanol als Kraftstoff seit 2000 aufsummiert.

Zudem werden etwa 17 Mio. m³ Ethanol produziert, die nicht als Kraftstoff, sondern als Industrialkohol oder Trinkalkohol verwendet werden.

Die weltweit größten Bioethanol Produzenten werden angeführt durch fünf US-amerikanische Firmen POET, ADM, Valero, Green Plains und Flint Hills (jeweils ca. 3 bis 6 Mio. m³/a), gefolgt von Abengoa (Spanien), Raizen (Brasilien), COFCO (Volksrepublik China), Tereos (Frankreich) und Odebrecht (Brasilien). (F.O. Licht 2018b)

Auch im Jahr 2018 dominierten US-amerikanische Produzenten den internationalen Markt, während sich Brasilien eher auf den lokalen Markt fokussiert. Da sich Zucker und Mais auf einem niedrigen Preisniveau befinden, sinken auch die Produktionskosten für Bioethanol und der Markt für Ethanol wächst weiter. Asien ist auch aufgrund der niedrigen Weltmarktpreise einer der größten Ethanolkäufer. Die Hitzewelle in großen Teilen Europas führte zu Ernteeinbußen bei Zuckerrüben und Getreide, womit weniger Rohstoffe zur Produktion von Ethanol zur Verfügung stehen. (F.O. Licht 2018b)



Datenbasis: F.O.Licht, * Prognose

© DBFZ 2019

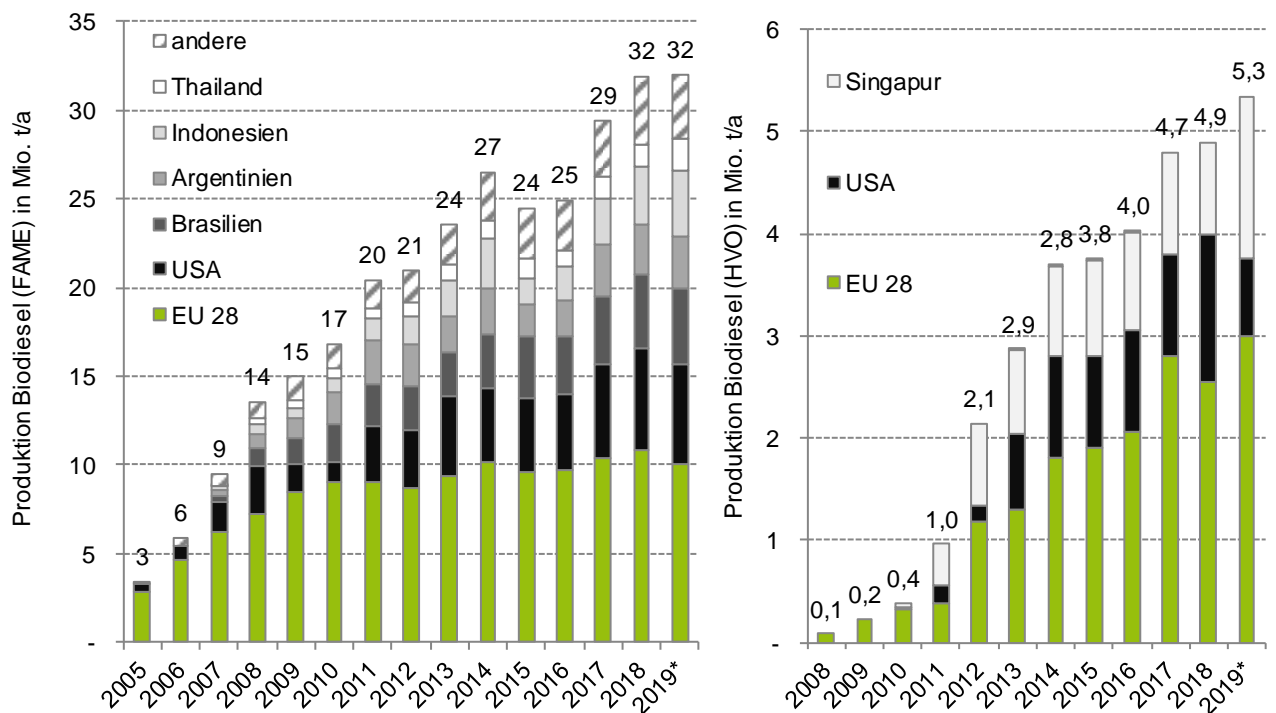
Abbildung 5-11 Weltweite Produktion von Bioethanol als Kraftstoff 2000–2019 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

Biodiesel (FAME) und HVO

Die größten Produktionsmengen von Biodiesel (FAME) und HVO werden derzeit in der Europäischen Union realisiert. Auch in den USA, Südamerika (v.a. Brasilien und Argentinien) und Südostasien wurden die Produktionsmengen in den letzten Jahren gesteigert.

In 2018 lag die globale Produktionsmenge von Biodiesel (FAME) bei etwa 32 Mio. t / a. Die größte nationale Produktionsmenge für Biodiesel (FAME) wird in den USA mit 5,8 Mio. t (2018) erreicht.

Die globale Produktion von HVO ist in den vergangenen Jahren stark gestiegen auf 4,9 Mio. t im Jahr 2018 (Abbildung 5-12). Die weltweit größten Biodiesel Produzenten sind Nest (Finnland)e, ADM (USA) und Avril (Frankreich), gefolgt von REG (USA), Musim Mas und Wilmar (beide Indonesien). (F.O. Licht 2018b)



Datenbasis: F.O.Licht, * Prognose

© DBFZ 2019

Abbildung 5-12 Weltweite Produktion von Biodiesel FAME (links) und HVO (rechts) seit 2005 bzw. 2008 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

5.3.3.2 Produktionskapazität weltweit

Produktionskapazität Bioethanol

Die Produktionskapazitäten für Bioethanol wurden zunächst v. a. in Brasilien und in den letzten 20 Jahren ebenso in Nordamerika sehr stark ausgebaut. Seit 2010 hat dieser Zubau sehr stark nachgelassen. Bei der installierten Leistung je neuer Anlage waren insbesondere die USA mit über 150 Tsd. t/a ab dem Jahr 2000 bzw. mit über 200 Tsd. t/a ab dem Jahr 2008 auf überdurchschnittlich hohem Niveau. Die weltweit wenigen Neuanlagen seit 2010 haben in der Regel eine Produktionskapazität von ≤ 100 Tsd. t/a. Von den derzeit etwa 1.770 Anlagen sind etwa 1.600 in Betrieb, weitere ca. 350 Anlagen sind in Planung oder im Bau. (F.O. Licht 2018a)

Die weltweite Produktionskapazität für Bioethanol betrug im Jahr 2018 etwa 160 Mio. t/a (davon 147 Mio. t/a in Betrieb). Dem steht eine produzierte Menge von 106 Mio. m³ in 2018 gegenüber. (F.O. Licht 2018b)

Derzeit umfassen die installierten internationalen Produktionskapazitäten für Ethanol aus Lignocellulose etwa 1,8 Mio. m³ (entspricht 38 PJ, von denen etwa 0,9 Mio. m³ (entspricht 19,3 PJ) in Betrieb sind (Abbildung 5-13). Neben den etwa 58 bestehenden Anlagen sind weltweit zahlreiche weitere Anlagen in Planung, die auch oder ausschließlich Ethanol aus Lignocellulose produzieren (Auswertung auf Basis von F.O. Licht 2018a).

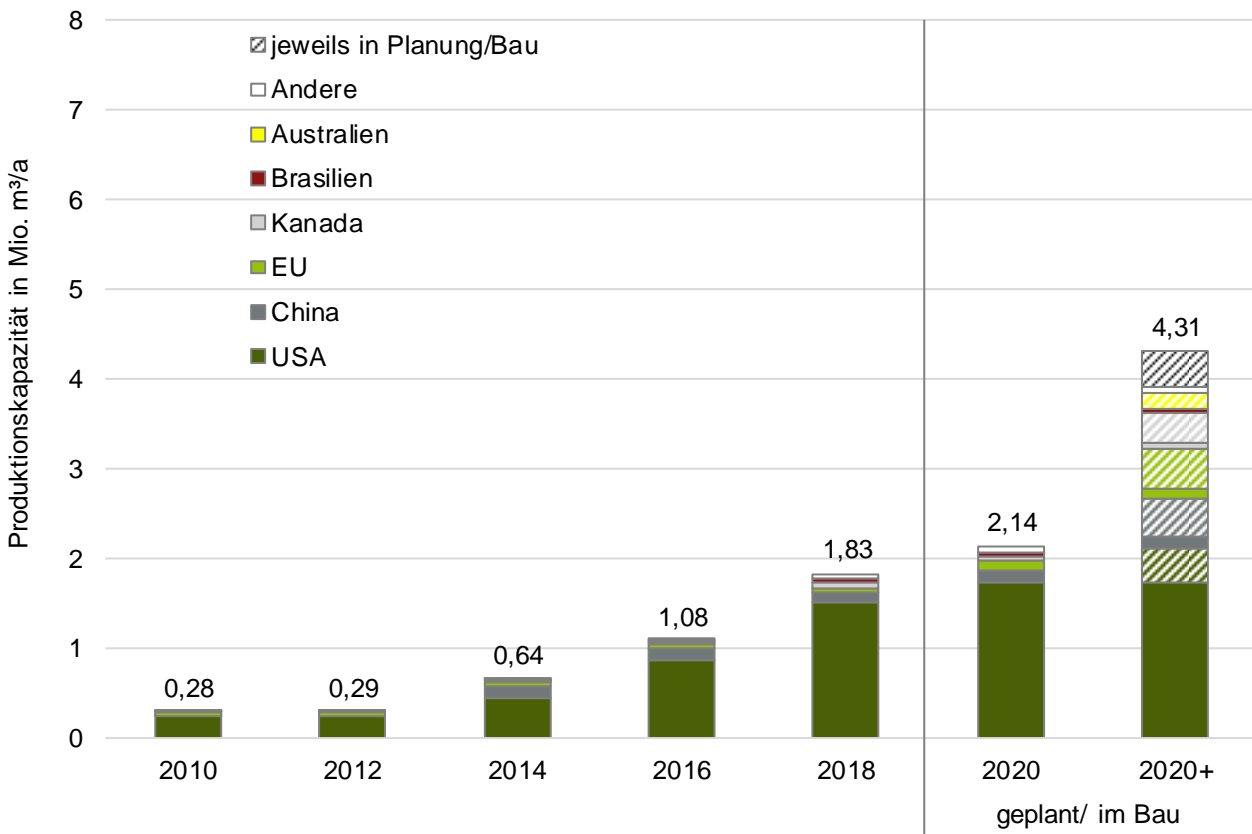


Abbildung 5-13 Produktionskapazitäten für Bioethanol aus Lignocellulose weltweit 2010–2020+ (Auswertung auf Basis von F.O. Licht 2018a, © DBFZ)

Produktionskapazität Biodiesel

Die Produktionskapazitäten für Biodiesel (FAME) wurden v. a. in Europa und den USA bis 2010 sehr stark ausgebaut. Die wenigen Neuanlagen seit 2010 wurden v. a. in Nord- und Südamerika installiert. Hinsichtlich der durchschnittlichen Produktionskapazität je Anlage ist im Gegensatz zum Bioethanol keine deutliche Änderung im Zeitverlauf erkennbar. Die Anlagengröße weltweit und v.a. in Europa nimmt bis 2010/2011 tendenziell zu. Die Neuanlagen in Südamerika sind durchschnittlich deutlich größer als in Nordamerika.

Für den überwiegenden Teil der Biodieselanlagen sind die Produktionskapazitäten nachvollziehbar. Die etwa 900 Anlagen (davon ca. 650 in Betrieb) verfügten in 2018 über eine Kapazität von etwa 65 Mio. t/a (davon ca. 50 Mio. t/a in Betrieb). (F.O. Licht 2018a)

Bei einer Produktion von 30 Mio. t in 2018 (F.O. Licht 2018b) werden somit weiterhin vorhandene Produktionskapazitäten in großem Umfang nicht genutzt.

Produktionskapazität HVO

Die Produktionskapazitäten für HVO wurden zunächst v.a. durch die Firma NesteOil installiert. In den vergangenen Jahren entstanden auch zunehmend Anlagen weiterer Marktteilnehmer. Die im Jahr 2018 in Betrieb befindliche Kapazität liegt bei etwa 6 Mio. t/a und verteilt sich auf etwa 20 Anlagen mit installierten Kapazitäten von jeweils 20 Tsd. bis 1 Mio. t/a. Vor dem Hintergrund einer weltweiten HVO-Produktion von 5 Mio. t im Jahr 2018 sind diese Anlagen sehr gut ausgelastet. (F.O. Licht 2018b)

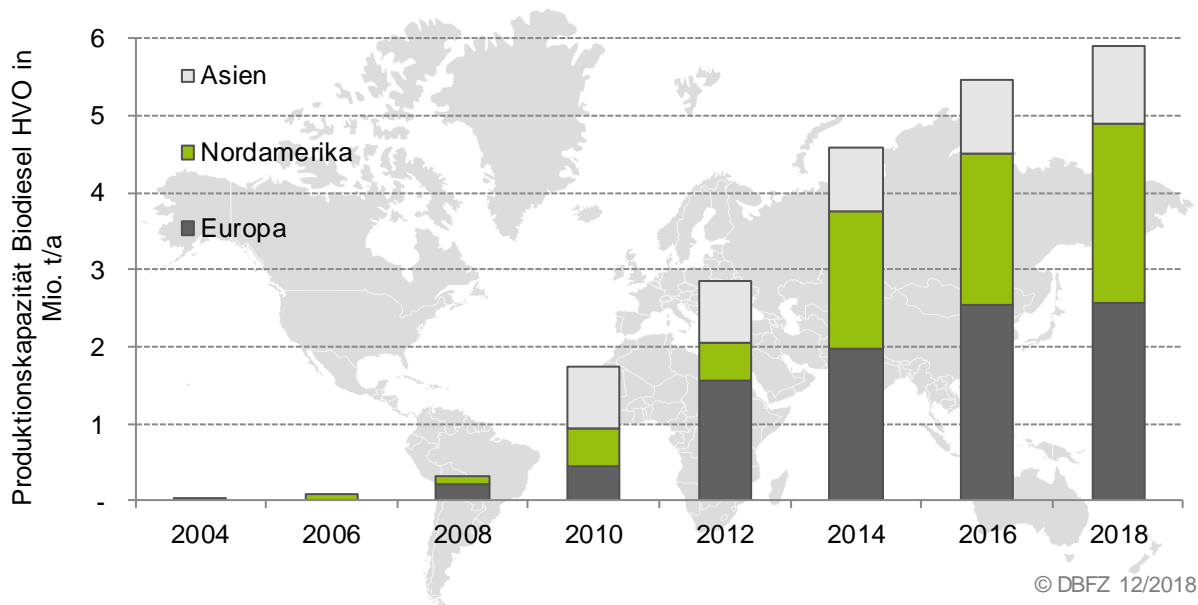


Abbildung 5-14 Weltweite Produktionskapazität von HVO 2004–2018 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018a, © DBFZ)

Bis 2020 sollen die globalen Produktionskapazitäten für HVO/HEFA auf etwa 7 Mio. t/a steigen. (Landälv 2018)

Produktionskapazität Biomethan

Die Produktionskapazitäten für Biomethan resultieren weiterhin nahezu ausschließlich aus Anlagen zur biochemischen Konversion. In den USA werden große Mengen über Deponiegas bereitgestellt, von denen wiederum der überwiegende Teil ins Erdgasnetz eingespeist wird. Das in Deutschland produzierte und aufbereitete Biogas wird überwiegend aus Energiepflanzen bereitgestellt und ebenfalls ins Erdgasnetz eingespeist. In Schweden und der Schweiz wird Biogas aus Klärschlamm und Bioabfall produziert, wobei es in Schweden fast ausschließlich direkt als Kraftstoff genutzt und in der Schweiz ins Erdgasnetz eingespeist wird. Energiepflanzen kommen, abgesehen vom Standort Deutschland, nur in sehr wenigen Anlagen als Biomethan-Substrat zum Einsatz. Die weltweite Kapazität zur Biomethanproduktion im Jahr 2017 liegt bei 400 Tsd. m³/h (> 700 Tsd. m³/h Rohgas), was etwa 3.300 Mio. m³/a Methan entspricht (Abbildung 5-15). Die Produktionskapazitäten für Biomethan in Deutschland sind in Kapitel 5.3.1 separat dargestellt. (IEA 2018)

Biomethan als Kraftstoff ist, im Gegensatz zu allen sonstigen bisher in relevanten Mengen verfügbaren Biokraftstoffen, kein Substitut für fossilen Otto- oder Dieselmotorkraftstoff, sondern für Erdgas. Daher ist seine Nutzung an die vorhandenen Distributionsinfrastrukturen bzw. die vorhandene Flotte an Erdgasfahrzeugen gebunden. Diese liegt mit einem Anteil von weltweit etwa 1 % auf vergleichsweise sehr geringem Niveau. (NGVA 2012) In den Haupterzeugerregionen für biogenen Erdgaskraftstoff sind im Jahr 2018 lediglich 1,9 Mio. (Europa) bzw. 0,2 Mio. (Nordamerika) Fahrzeuge in Betrieb. (NGV 2018)

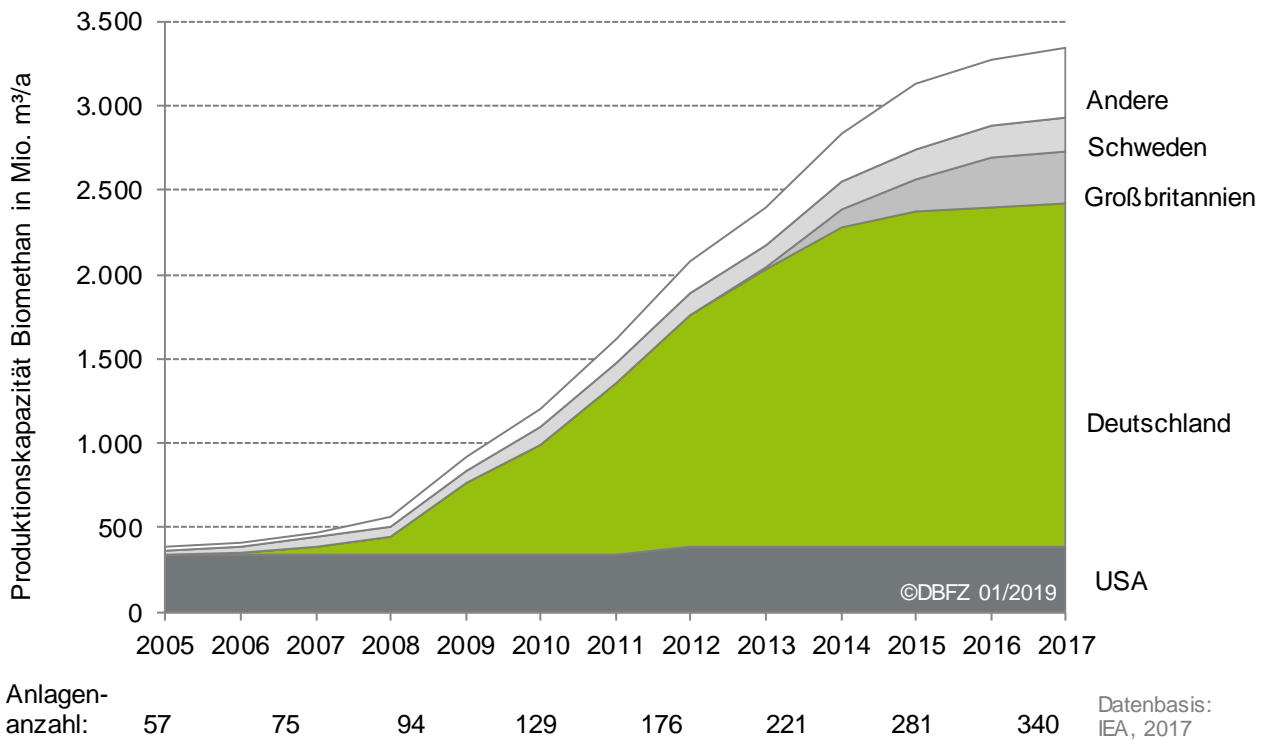


Abbildung 5-15 Aufbereitungskapazität Biomethan weltweit 2005–2017 (geänderte Darstellung auf Basis von IEA 2018, © DBFZ)

Fortschrittliche Biokraftstoffe

Wesentliche internationale Treiber bei der Entwicklung und Markteinführung von fortschrittlichen Biokraftstoffen sind neben der Europäischen Union vor allem die USA, China und Brasilien. Die US-Regierung bzw. die *US Environmental Protection Agency (EPA)* hat im Rahmen des *Renewable Fuel Standard (RFS) Program* ambitionierte Ziele festgelegt. Neben dem Anteil von 10,67 % erneuerbaren Kraftstoffen im Jahr 2018, ist eine Quote von 2,37 % für fortschrittliche Biokraftstoffe (*advanced biofuels*) und darin wiederum von 0,16 % für Biokraftstoffe aus (Ligno-) Cellulose definiert. Diese Quoten steigen auch im Jahr 2019 weiter an. (F.O. Licht 2018b)

Speziell in Deutschland ist Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen eine vielversprechende Option, die bereits in begrenztem Umfang bereitgestellt und genutzt wird (s.o. und Kapitel 7.1.1).

Die Technologie zur Produktion von BTL-Kraftstoffen befindet sich trotz umfangreicher Forschung und Fortschritten weiterhin im Pilot-/Demonstrationsstadium. Zwar werden weiterhin einige wenige Vorhaben weltweit verfolgt, allerdings ist zeitnah nicht mit nennenswerten Mengen zu rechnen.

6 Distribution von Biokraftstoffen

6.1 Biokraftstoffhandel

6.1.1 Biokraftstoffhandel Deutschland

Von den in Deutschland produzierten oder genutzten Biokraftstoffen wurden und werden signifikante Mengen international gehandelt. In der Gesamtbilanz ergab sich dabei für 2017 ein Netto-Export von Biodiesel (FAME) in Höhe von 0,82 Mio. t sowie ein Netto-Import von Bioethanol in Höhe von 0,65 Mio. m³ (entspricht 0,51 Mio. t). (F.O. Licht 2018b) Die in Deutschland im Jahr 2017 genutzte Menge an HVO von etwa 1,44 PJ, entspricht ca. 33 Tsd. t, wurde vollständig importiert, da es in Deutschland keine Produktionsanlage für HVO gibt. Ein Teil des außereuropäischen Handels von Biokraftstoffen erfolgt über die Niederlande, dort maßgeblich über den Hafen Rotterdam.

In den Jahren 2009 und 2010 lag der Import von Biodiesel (FAME) noch etwa 100 Tsd. t/a über dem Export von Biodiesel (FAME), seit dem Jahr 2012 ist Deutschland Netto-Exporteur von Biodiesel (FAME). Wie Abbildung 6-1 zeigt, gehen die Biodiesel-Exporte zum überwiegenden Teil in das europäische Ausland. (F.O. Licht 2018b)

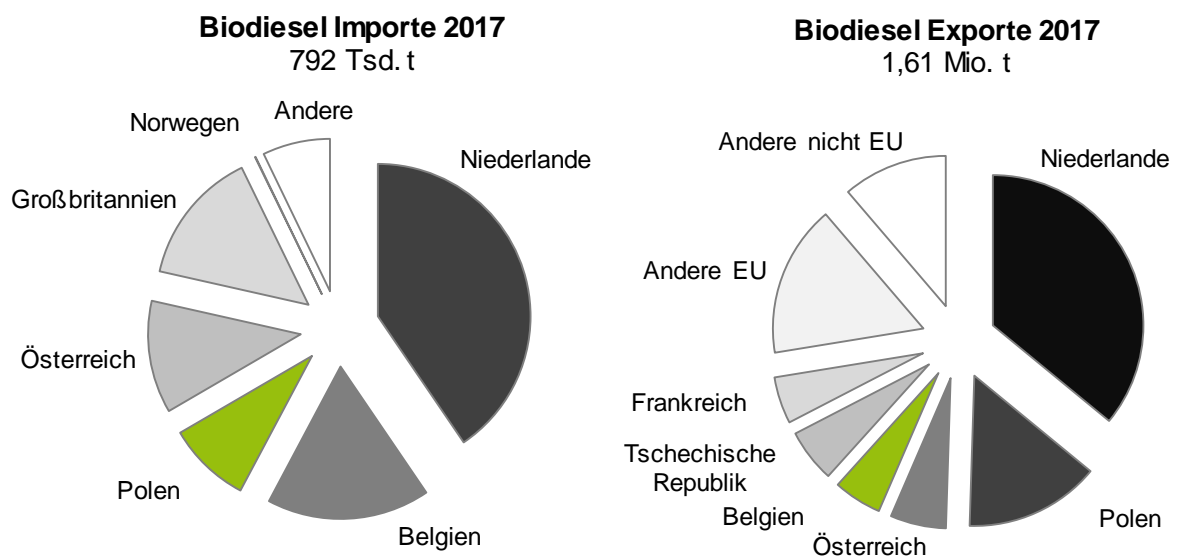


Abbildung 6-1 Im- und Exporte von Biodiesel (FAME) nach/aus Deutschland 2017 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ 2018)

Mit dem steigenden Verbrauch von Bioethanol als Kraftstoff in Deutschland stiegen auch dessen Importmengen. In 2017 entsprach das Defizit zwischen inländischer Produktion (673 Tsd. t; BDBe 2018) und Nutzung (1,16 Mio. t; BAFA 2019) etwa 484 Tsd. t bzw. 613 Tsd. m³ und musste über Importe abgedeckt werden. Die in Abbildung 6-2 dargestellte Verteilung nach Herkunfts- bzw. Zielländern und der resultierende Netto-Import von 0,65 Mio. m³ (F.O. Licht 2018b) entsprach den Handelsmengen von Bioethanol inklusive technischem Industrie- und Trinkalkohol.

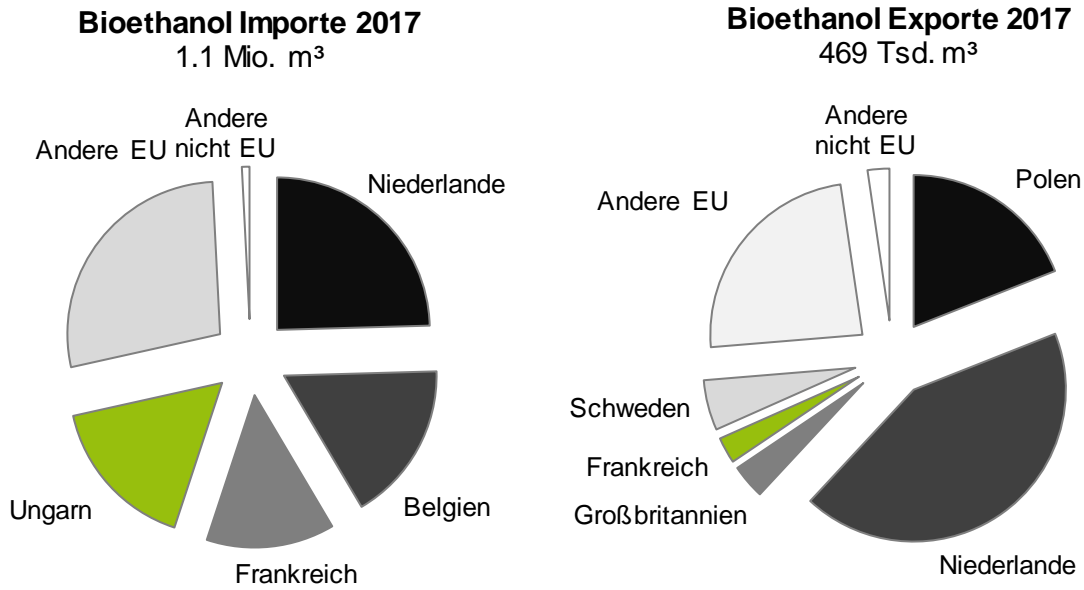
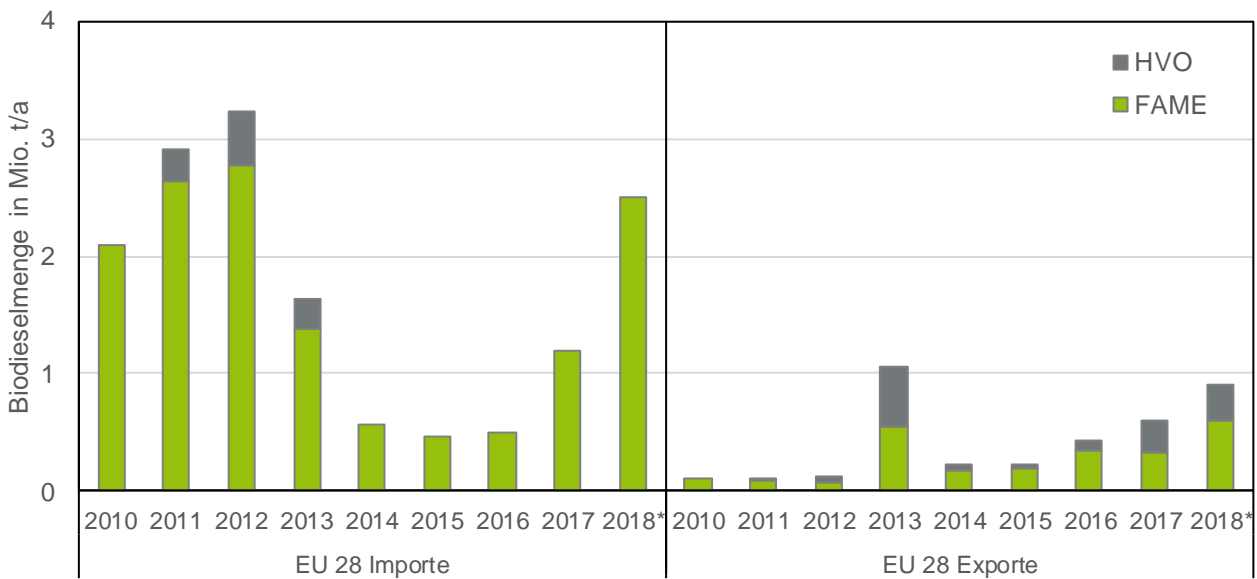


Abbildung 6-2 Importe und Exporte von Bioethanol (beinhaltet auch Industrie- und Trinkalkohol) nach bzw. aus Deutschland 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ 2018)

6.1.2 Biokraftstoffhandel EU

In die Europäische Union wurden bis 2013 große Mengen Biokraftstoffe importiert (> 1 Mio. t/a Biodiesel, > 1 Mio. m³ Bioethanol) und gleichzeitig bedeutend kleinere Mengen exportiert. Diese Netto-Importmengen sind bis 2016 stark zurückgegangen, steigen jedoch für Biodiesel (FAME) seit 2017 wieder auf derzeit etwa 2 Mio. t/a, wie auch Abbildung 6-3 zeigt. Beim Außenhandel spielte HVO in den vergangenen Jahren lediglich im Rahmen von Export eine Rolle.



Datenbasis: F.O.Licht's World Ethanol and Biofuels Report, * vorläufig

Abbildung 6-3 Biodieselaußenhandel der Europäischen Union 2010–2018 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

Wesentliche Ursprungsländer der steigenden Biodiesel-Importe sind, wie Abbildung 6-4 zeigt, Argentinien, Malaysia und China.

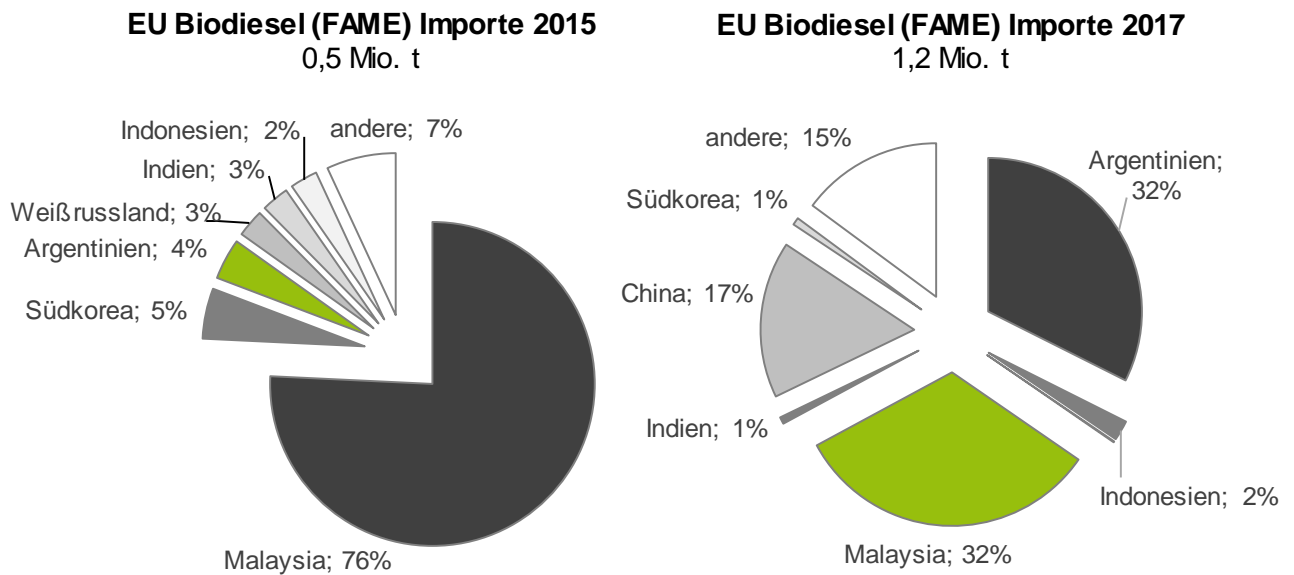


Abbildung 6-4 EU-Importe von Biodiesel 2015 und 2017 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b; © DBFZ 2018)

Die Exportmenge von Biodiesel (FAME) und HVO der Europäischen Union nimmt auf niedrigerem Niveau weiterhin stetig zu. Im Jahr 2018 umfassten die Exporte aus der EU etwa 600 Tsd. t FAME sowie 300 Tsd. t HVO. (F.O. Licht 2018b)

Die Importmenge von Bioethanol (2,2 Mio. m³ in 2008) hat in den vergangenen Jahren stetig abgenommen, ebenso der Export sowie der Netto-Import. Im Jahr 2017 lagen die Bioethanol-Exporte mit 228 Tsd. m³ etwa 272 Tsd. m³ unter den Importen. Diese Differenz verringerte sich in 2018 auf etwa 185 Tsd. m³. (F.O. Licht 2018b)

In 2012 wurden noch ca. 570 Tsd. m³ Bioethanol in die EU importiert und 202 Tsd. m³ exportiert (inklusive Industrie- und Trinkalkohol). Ein wesentlicher Anteil an der Importmenge entfiel bis 2010 auf das Herkunftsland Brasilien. Im Folgejahr 2011 hat dann die Importmenge aus den USA stark zugenommen. Seit 2017 spielen beide Herkunftsländer nur noch eine untergeordnete Rolle (Abbildung 6-5).

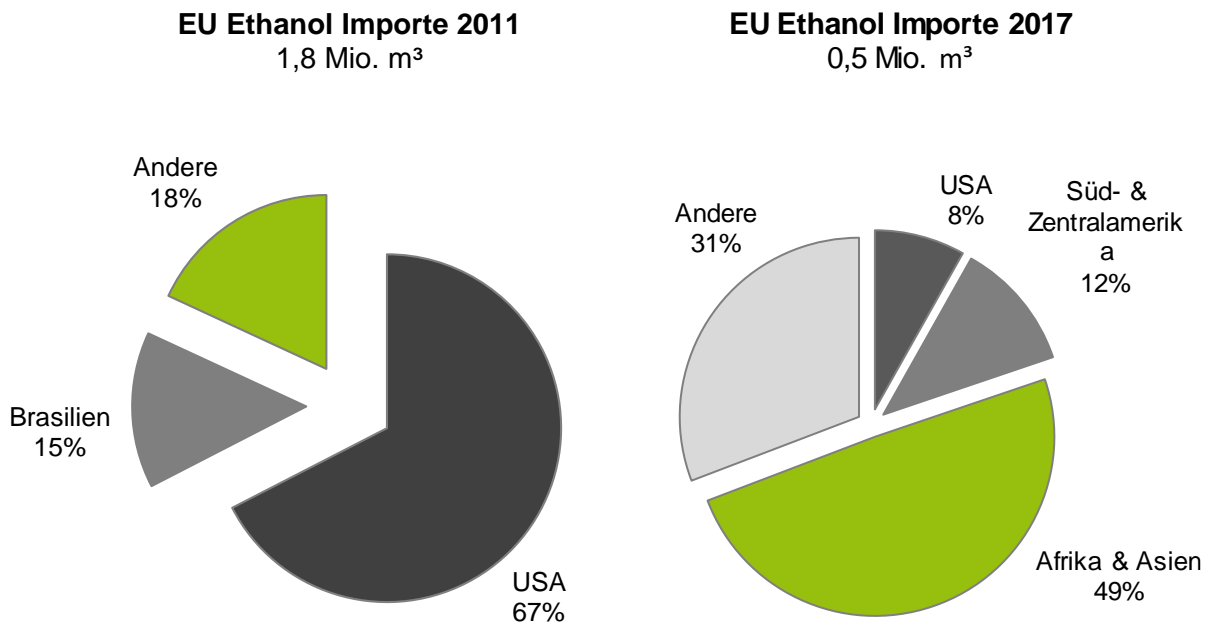


Abbildung 6-5 EU-Importe von Bioethanol (zur Nutzung als Kraftstoff und sonstige Nutzungen) 2011 und 2017 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ 2018)

Die wesentlichen Im- und Exportbewegungen von Biokraftstoffen der EU sind in Abbildung 6-6 für das Jahr 2017 überblickshaft dargestellt.

Im Jahr 2015 wurden ca. 0,46 Mio. t Biodiesel (FAME) in die EU importiert. In 2008 waren die USA mit über 2,2 Mio. t/a wichtigster Biodiesellieferant für die EU. Durch Veränderungen in der Steuerpolitik der USA und der Zollpolitik der EU ging die Menge deutlich zurück und ist seit 2012 nicht mehr relevant. Parallel sind die Importmengen aus Argentinien und Indonesien sehr stark angestiegen und lagen in 2012 bei 1,4 Mio. t/a sowie 1,1 Mio. t/a. Um eine Doppelförderung zu verhindern (im Ursprungsland und in der EU durch Quoten einzelner Mitgliedstaaten) hat die EU am 27.05.2013 Anti-Dumping-Zölle für Biodiesel aus diesen Herkunftsländern erlassen. (Verordnung (EU) 490/2013 2013) Infolge dessen haben die Importmengen in 2013 sehr stark abgenommen. In den Jahren 2017 und vor allem 2018 sind hingegen die Importmengen aus Argentinien und Malaysia wieder deutlich gestiegen, bedingt durch die seit September 2017 von der EU gesenkten Importzölle. (F.O. Licht 2018b)

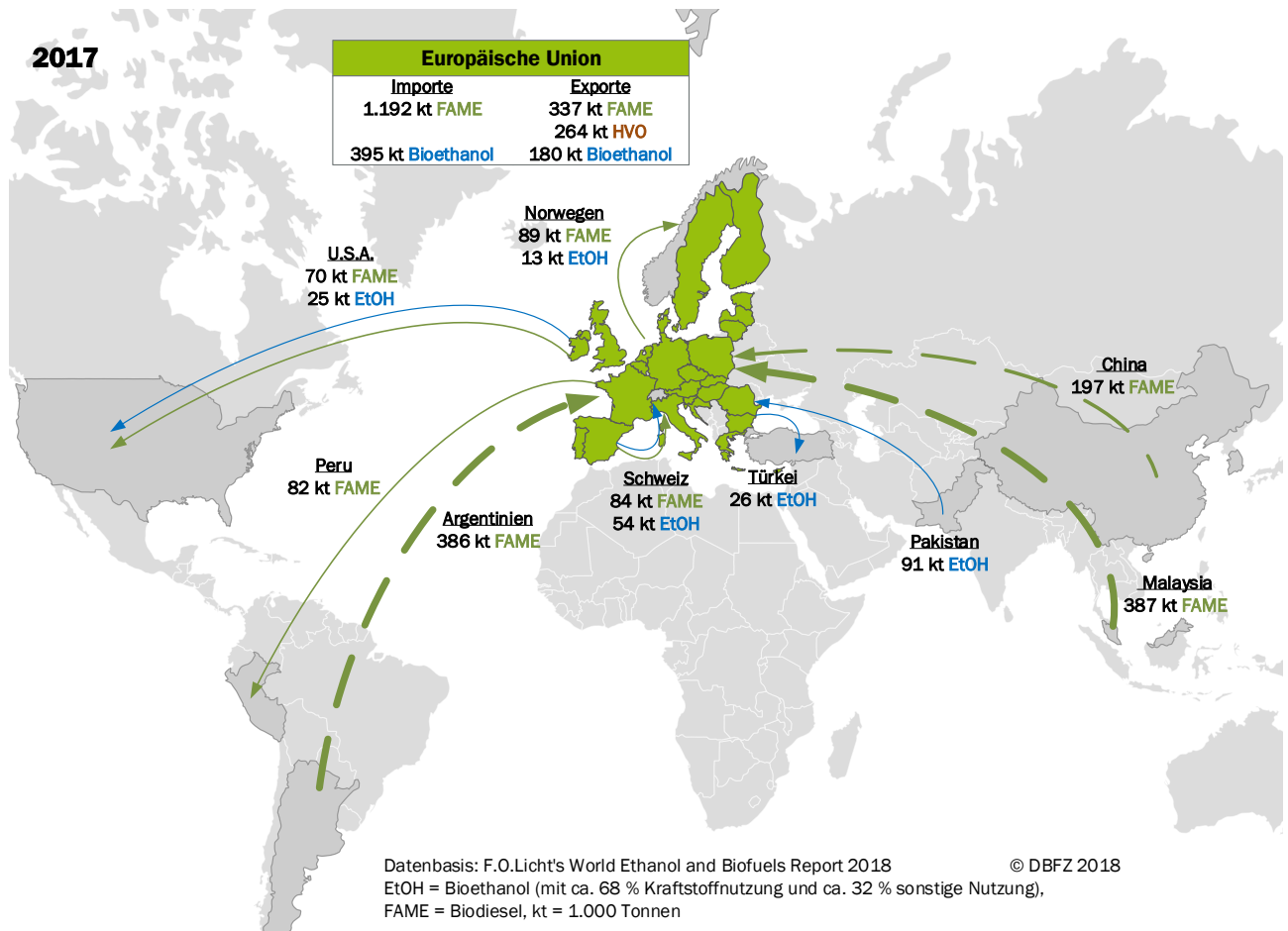


Abbildung 6-6 Biokraftstoffaußenhandel der Europäischen Union 2017 (eigene Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

6.1.3 Biokraftstoffhandel weltweit

Beim internationalen Handel von Bioethanol spielen v. a. Marktteilnehmer aus den USA sowohl als Exporteur als auch als Importeur eine wesentliche Rolle. Brasilien als einer der größten Biokraftstoffproduzenten handelte bis 2009 kaum, da die Kapazitäten vor allem zur Deckung der Binnennachfrage genutzt wurden. Vor allem in den Jahren 2012 und 2013 war Brasilien hingegen wesentliches Herkunftsland von Bioethanol. In 2017 überstiegen hingegen die brasilianischen Importe wieder die Exporte. Kanada ist mit 1,3 Mio. m³ (2017) weiterhin ein wichtiger Netto-Importeur auf dem Weltmarkt. Die Bedeutung der EU als Netto-Importeur hat in den vergangenen Jahren abgenommen – bewegt sich mit 280 Tsd. m³ auf vergleichsweise niedrigem Niveau (Abbildung 6-7). Im asiatischen Bereich ist Japan bedeutendster Importeur mit über 700 Tsd. m³ und Pakistan bedeutendster Exporteur mit etwa 500 Tsd. m³ im Jahr 2017. (F.O. Licht 2018b)

Der internationale Handel von Biodiesel (FAME) und HVO war in den Jahren 2009 und 2010 bis auf ein Gesamtvolumen von etwa 2,5 Mio. t/a hin rückläufig und ist anschließend wieder auf etwa 5 Mio. t/a in den Jahren 2013 und 2014 gestiegen. Nach einem kurzen Rückgang im Jahr 2015 auf 3,4 Mio. t, bewegt sich die internationale Handelsmenge seit 2016 wieder auf vergleichsweise hohem Niveau von ca. 5 Mio. t/a. Im Jahr 2018 wurde die USA als bedeutendster Netto-Importeur von der EU abgelöst. Wesentliche Herkunftsländer für Biodieselexporte sind weiterhin Argentinien und Staaten in Südostasien (v. a.

Indonesien, Malaysia und Singapur). Die Entwicklung der weltweiten Im- und Exporte von Biodiesel seit 2008 ist in Abbildung 6-8 dargestellt. (F.O. Licht 2018b)

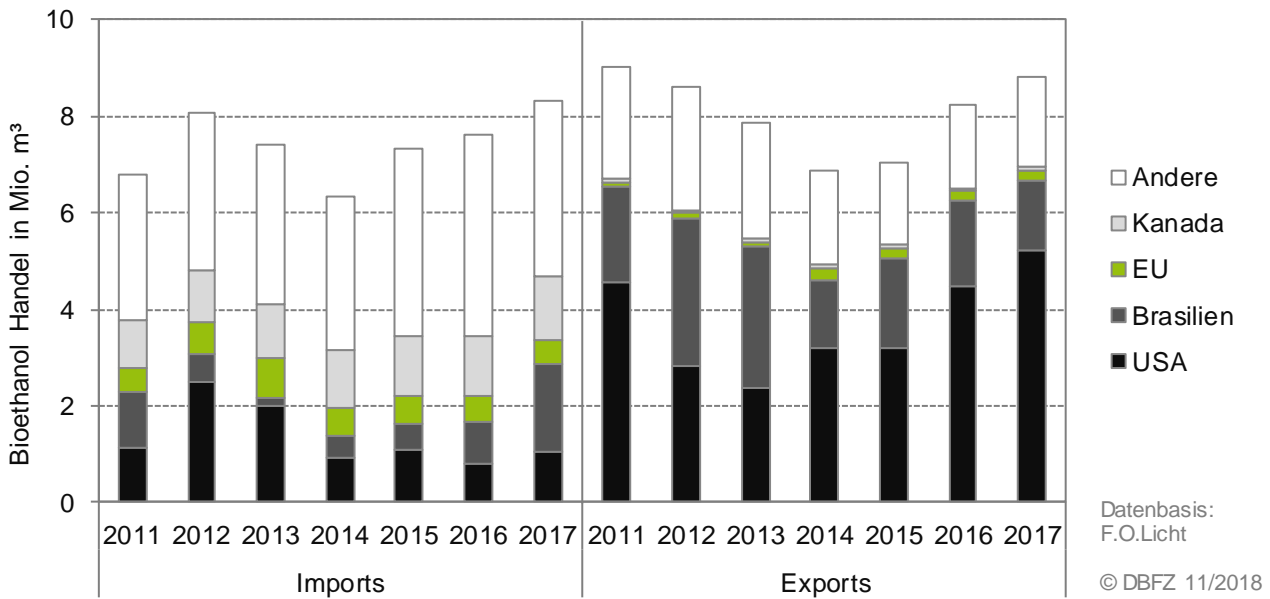


Abbildung 6-7 Entwicklung der Im- und Exporte von Bioethanol (inklusive Industrie- und Trinkalkohol) weltweit 2011–2017 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

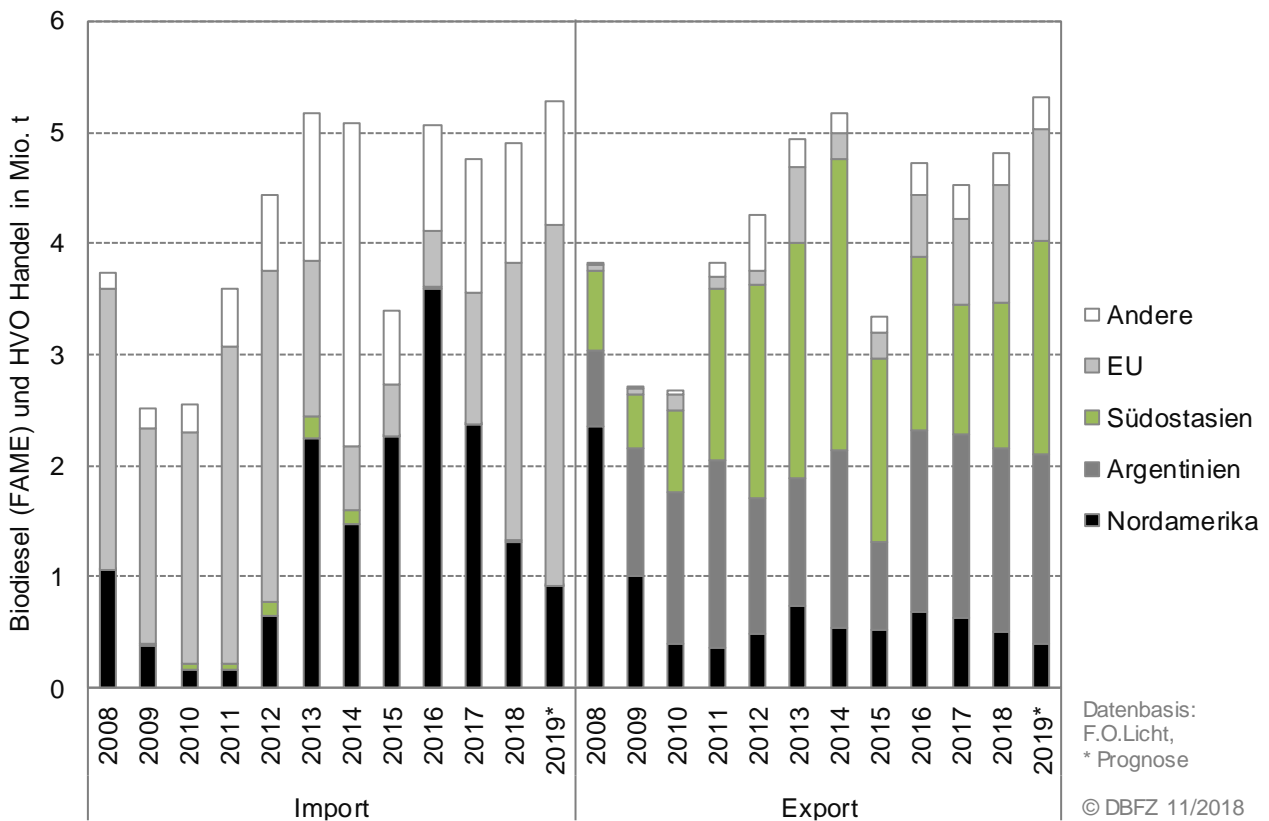


Abbildung 6-8 Entwicklung der Im- und Exporte von Biodiesel (FAME) und HVO weltweit 2008–2019 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)

6.2 Beimischung und Reinkraftstoffe

6.2.1 Beimischungsgrenzen in Europa

Um die europäischen Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor zu erreichen, werden vor allem Biokraftstoffe den fossilen Benzin- und Dieselmotoren beigemischt. Die verbreitetsten maximalen Beimischungsanteile in den einzelnen Ländern sind für Biodiesel (FAME) zu fossilem Diesel 7 % volumetrisch „B7“ sowie für Bioethanol zu Ottokraftstoff 5 % „E5“ oder 10 % „E10“ massebezogen. Darüber hinaus werden in einigen Mitgliedstaaten auch höhere Beimischungen bzw. reine Biokraftstoffe genutzt und sind in entsprechenden Normen definiert. Einen Überblick zum aktuellen Stand der Beimischungsgrenzen von Biokraftstoffen in konventionellen Kraftstoffen sowie weitere verwendete Kraftstoffe mit höheren Biokraftstoffanteilen innerhalb der EU gibt Abbildung 6-9.

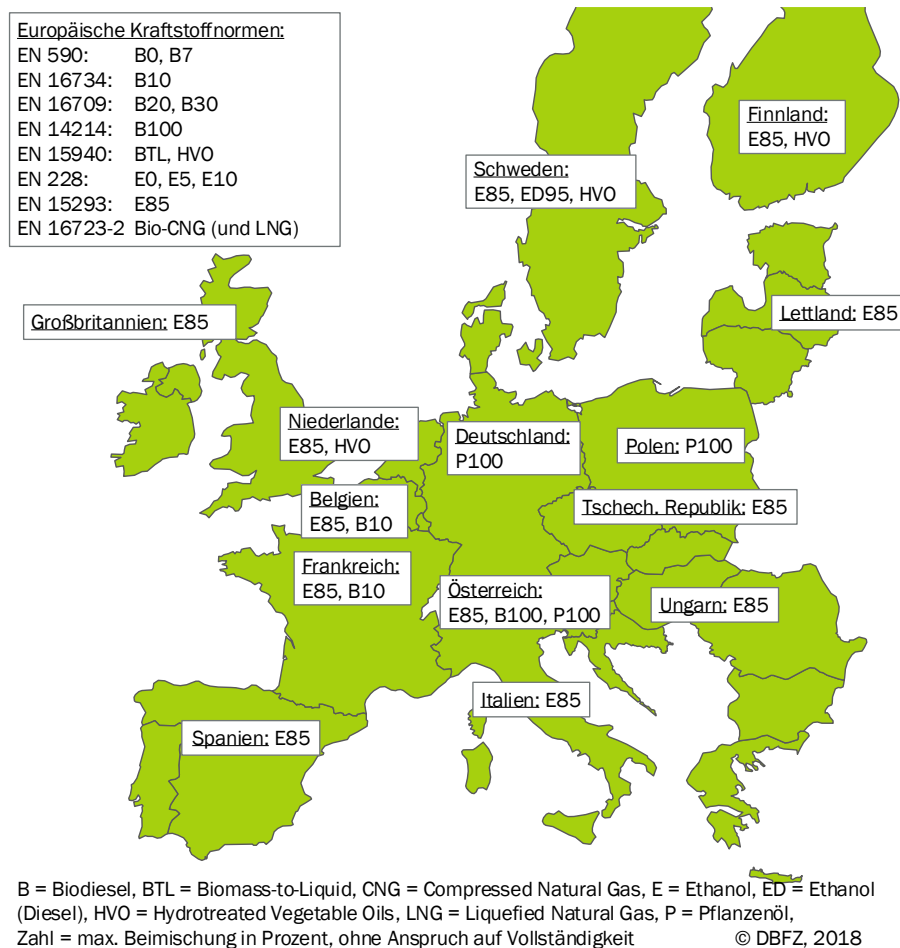


Abbildung 6-9 Beimischungsgrenzen und länderspezifische Kraftstoffoptionen mit erhöhtem Biokraftstoffanteil innerhalb der EU (auf Basis der nationalen Normungsgremien, © DBFZ)

Eine Besonderheit ist der in Schweden verwendete Kraftstoff ED95, welcher aus 95 % Ethanol besteht und als Dieselsubstitut vor allem im Schwerlast- und Busverkehr eingesetzt wird. (Stålhammar 2015; Tunér et al. 2018)

6.2.2 Nationale und europäische Kraftstoffstandards

Kraftstoffstandards sind Voraussetzung für eine hohe Betriebssicherheit von Motoren sowie die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten und dienen als Bezugsbasis für den Handel mit Kraftstoffen. In den Kraftstoffnormen sind qualitätsbestimmende Kenngrößen mit den jeweiligen Grenzwerten und Prüfverfahren festgelegt sowie die Güte der Messverfahren berücksichtigt. Kraftstoffnormen geben Rechtssicherheit und sind daher eine Grundvoraussetzung für die Markteinführung und Verbreitung von alternativen Kraftstoffen.

Für eine ganze Reihe fossiler Kraftstoffe mit einem biogenen Blendanteil sowie für Biokraftstoffe als Rein- oder Blendkraftstoff, die für den Antrieb von Diesel- und Ottomotoren sowie Flugturbinen eingesetzt werden können, sind zwischenzeitlich auf europäischer oder nationaler Ebene Anforderungsnormen festgelegt. Die folgende Auflistung gibt einen Überblick.

Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Selbstzündung – „Dieselmotoren“

DIN EN 590: Dieselkraftstoff, Deutsche Fassung EN 590:2013+A1:2017 Ausgabe 2017-10. Die Norm beschreibt einen Kraftstoff, der maximal 7 Volumenprozent Fettsäure-Methylester enthalten darf. Außerdem dürfen paraffinische Kohlenwasserstoffkomponenten enthalten sein, zum Beispiel aus Hydrotreating-Prozessen (HVO) oder Fischer-Tropsch-Prozessen (GTL, BTL) sowie aus der Co-Raffination von erneuerbaren Energieträgern, sofern das Mischprodukt die Anforderungen dieser Norm einhält. In einem Feldversuch wurde beispielsweise ein DIN EN 590 konformer „DieselR33“ (ein Blend aus 67 Volumenprozent Dieselkraftstoff, 26 Volumenprozent HVO und 7 Volumenprozent FAME) getestet und nunmehr bei einem großen Automobilhersteller in der Flottenanwendung eingesetzt. (DIN EN 590:2017-10; Götz et al. 2016; Reichel 2018)

DIN EN 14214: Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl, Deutsche Fassung EN 14214:2012 + A1:2014 Ausgabe 2014-06. In der DIN EN 14214 ist die Qualität von Fettsäure-Methylester (FAME), auch Biodiesel genannt, zum einen für die Verwendung als Reinkraftstoff B100 in Fahrzeugen, die dafür entwickelt oder angepasst wurden, zum anderen als Blendkomponente zu Dieselkraftstoff gemäß den Anforderungen der entsprechenden Normen und als Heizölsubstitut beschrieben. (DIN EN 14214:2014-06)

DIN EN 16734: Dieselkraftstoff mit einem Gehalt an Fettsäure-Methylester (FAME) von 10 %, Deutsche Fassung EN 16734:2016 Ausgabe 2016-11. Die Norm beschreibt einen Dieselkraftstoff, der bis zu 10 Volumenprozent Fettsäure-Methylester enthalten darf und in den dafür geeigneten Fahrzeugen eingesetzt werden kann. Weitere biogene Komponenten, wie HVO, GTL und BTL dürfen enthalten sein, sofern die Anforderungen dieser Norm erfüllt sind, vergleiche hierzu auch DIN EN 590. (DIN EN 16734:2016-11)

DIN EN 16709: Dieselkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30), Deutsche Fassung EN 16709:2015 Ausgabe 2015-12. Die beschriebene Kraftstoffqualität mit 20 bzw. 30 Volumenprozent Fettsäure-Methylester im Dieselkraftstoff ist für entsprechend freigegebene Fahrzeuge insbesondere in Fahrzeugparks (Flotten) geschaffen worden. (DIN EN 16709:2015-12)

DIN EN 15940: Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren, Deutsche Fassung EN 15940:2016+A1:2018. Die Norm definiert die Qualität von Dieselkraftstoff auf der Basis von Synthesegas (aus Erdgas, Kohle oder Biomasse) oder von hydrierten pflanzlichen oder tierischen Ölen. Dieser paraffinische Dieselkraftstoff in Reinform erfüllt nicht die aktuellen Anforderungen der Dieselkraftstoffspezifikation DIN EN 590, er kann jedoch als Blendkomponente in Dieselkraftstoff verwendet werden, sofern die Anforderungen der DIN EN 590 erfüllt werden. (DIN EN 15940:2018-08)

DIN 51605: Rapsölkraftstoff, Ausgabe 2016-01 und **DIN 51623:** Pflanzenölkraftstoff, Ausgabe 2015-12. Die beiden Normen beschreiben Kraftstoffe aus pflanzlichen Ölen, die in speziell hergestellten oder angepassten, pflanzenöltauglichen Fahrzeugen eingesetzt werden können. Die Normen unterscheiden sich in der zugelassenen Rohstoffbasis für die Kraftstoffbereitstellung: Erlaubt die DIN 51623 alle ölhaltigen Bestandteile von Pflanzen im Allgemeinen, so bezieht sich die DIN 51605 ausschließlich auf Rapssaat. (DIN 51605:2016-01; DIN 51623:2015-12)

Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Fremdzündung – „Ottomotoren“

DIN EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe, Deutsche Fassung EN 228:2012+A1:2017 Ausgabe 2017-08. Die Norm beschreibt eine Sorte Ottokraftstoff mit maximal 5 Masseprozent Ethanol E5 und eine zweite Sorte Ottokraftstoff mit maximal 10 Masseprozent Ethanol E10. (DIN EN 228:2017-08)

DIN EN 15376: Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff, Deutsche Fassung EN 15376:2014 Ausgabe 2014-12. Welche Qualität Ethanol zur Herstellung von E5, E10 und E85 aufweisen muss, ist in dieser Norm festgelegt. (DIN EN 15376:2014-12)

DIN EN 15293: Ethanolkraftstoff (E85) für Fahrzeuge, deutsche und englische Fassung EN 15293:2018 Ausgabe 2018-10. Die Norm definiert die Mindestanforderungen an einen Ottokraftstoff mit Ethanol als Hauptkomponente in einem Anteil von nominell 85 Volumenprozent sowie für weitere Ottokraftstoffe, entsprechend jahreszeitlicher Anforderungen, mit mehr als 50 Volumenprozent Ethanol. (DIN EN 15293:2018-10)

Flüssige Flugturbinenkraftstoffe

ASTM D 1655: Standard Specification for Aviation Turbine Fuels Ausgabe 2018. Die ASTM-Norm legt die Anforderungen an Flugturbinenkraftstoff „Jet A-1-Kerosin“ fest; eine ISO- oder EN-Norm existiert nicht. (ASTM D1655-18a)

ASTM D 7566: Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons Ausgabe 2019. Die Qualität von Flugturbinenkraftstoff (Jet A-1-Kerosin) mit einem Anteil synthetischer Kohlenwasserstoffe ist in der ASTM Norm D 7566 beschrieben. Die Kraftstoffe der einzelnen Technologieverfahren werden in den dazugehörigen Anhängen beschrieben. (ASTM D7566-19)

Gasförmige Kraftstoffe

DIN EN 589: Kraftstoffe – Flüssiggas – Anforderungen und Prüfverfahren; deutsche und englische Fassung EN 589:2012. Diese Norm legt die Anforderungen und Prüfverfahren für Flüssiggas für Kraftfahrzeuge (LPG) fest. Sie gilt für Flüssiggas zum Betrieb von Fahrzeugen, die für den Betrieb mit diesem Kraftstoff bestimmt sind. (DIN EN 589:2012-06)

DIN EN 16723-2: Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge; deutsche Fassung EN 16723-2:2017 Ausgabe 2017-10. Diese Norm legt die Qualität von Methan fossilen oder biogenen Ursprungs für die Verwendung als Kraftstoff in Ottomotoren oder auch in Dieselmotoren, z. B. mit einem Dual-Fuel-Zündstrahlkonzept, fest. (DIN EN 16723-2:2017-10)

ISO 16861: Mineralölerzeugnisse - Kraftstoffe (Klasse F) - Spezifikationen für Dimethylether (DME); deutsche und englische Fassung ISO 16861:2015-05. Diese Norm legt die Qualität von Dimethylether fossilen oder biogenen Ursprungs für die Verwendung als Kraftstoff fest. (ISO 16861:2015-05)

Norm Entwurf ISO/DIS 14687: Beschaffenheit von Wasserstoff als Kraftstoff - Spezifizierung des Produkts. Die Norm regelt die Qualität von Wasserstoff als Energieträger für Brennstoffzellen-Anwendungen in Fahrzeugen. (ISO 14687-2:2012-12)

Inverkehrbringen und Kennzeichnung

Ausschließlich die in der 10. BImSchV gelisteten Kraftstoffe dürfen in Deutschland an öffentlich zugänglichen Tankstellen in Verkehr gebracht werden. Auch die einheitliche und unverwechselbare Kennzeichnung von Kraftstoffen in Deutschland ist in der 10. BImSchV geregelt. (10. BImSchV 2014) Grundlegende Hinweise zur europaweit harmonisierten Kennzeichnung von Kraftstoffen finden sich in der DIN EN 16942 (Kraftstoffe - Identifizierung der Fahrzeug-Kompatibilität - Graphische Darstellung zur Verbraucherinformation; Deutsche Fassung EN 16942:2016. (DIN EN 16942:2016-12)

6.2.3 Kraftstoffqualitätsparameter

Eigenschaften von Kraftstoffen, die zur Qualitätsbeschreibung herangezogen werden, sind beeinflusst durch den bei der Herstellung verwendeten Rohstoff, das Herstellungsverfahren, Kraftstoffblendkomponenten, zugesetzte Additive sowie Lagerung und Transport. Die Eingrenzung dieser Eigenschaften dient zum einen der Sicherstellung eines störungsfreien Betriebs des Motors, zum anderen der Verringerung von humantoxischen und umweltschädlichen Emissionen, auch indirekt über den Erhalt der Funktionsfähigkeit von Abgasnachbehandlungssystemen sowie einer qualitätserhaltenden Lagerung und eines sicheren Transports des Kraftstoffs. Für die Gewährleistung der Kraftstoffqualität im Rahmen der Anforderungen der Normen durch den Hersteller sind auch für Biokraftstoffe Qualitätssicherungssysteme üblich.

Im Folgenden werden ausgewählte Kraftstoffeigenschaften näher erläutert:

Alkalimetalle: Alkalimetalle, zum Beispiel Natrium und Kalium, können bei der Verbrennung Heißkorrosion sowie Ablagerungen an Injektoren hervorrufen, wirken als Katalysatorgift und lagern sich als Aschen im Rußpartikelfilter ab. Bei der Herstellung von FAME wird Natronlauge oder Kalilauge als Katalysator für die Umesterung eingesetzt. Reste des Katalysators können im FAME verbleiben. Die natürlicherweise in Pflanzenölen auftretenden Alkalimetallgehalte sind sehr gering.

Aromatengehalt: Aromaten sind organische Verbindungen mit ein- oder mehrfachem Ringsystem mit konjugierten Doppelbindungen. Aromaten entstehen vor allem bei der Raffination des Kraftstoffs. Positiv wirken sich Aromaten auf die Klopfestigkeit des Kraftstoffs aus. Ein hoher Anteil an Aromaten im Kraftstoff trägt zur Entstehung von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK) im Abgas bei.

Aschegehalt: Der Aschegehalt beschreibt in Summe den Anteil anorganischer Feststoffe im Kraftstoff. Hohe Aschegehalte können zum Beispiel durch Eintrag von Staub in den Kraftstoff oder durch Katalysatorreste von der Umesterung verursacht werden. Mit zunehmendem Aschegehalt steigt die Gefahr, dass Abrasion in der Einspritzpumpe, in den Injektoren und im Brennraum auftritt. Außerdem können Abgasnachbehandlungssysteme wie SCR- und Oxidationskatalysatoren sowie Rußpartikelfilter in ihrer Funktion beeinträchtigt werden.

Bleigehalt: Seit 1996 werden in Deutschland nur noch „bleifreie“ Ottokraftstoffe verkauft, vorher wurden bleihaltige Additive (Bleitetraethyl und -methyl) zur Erhöhung der Klopfestigkeit und zur Unterstützung der Schmierung von Ottomotoren verwendet. Spuren von Blei können sich im Brennraum und in der Abgasnachbehandlung ablagern und beschleunigen den Motorverschleiß. Außerdem gilt Blei als Zellgift, das die Sauerstoffaufnahme des Blutes vermindert.

Cetanzahl: Die Cetanzahl ist ein Maß für die Zündwilligkeit von Kraftstoffen in Selbstzündungsmotoren. Die genormte Messung der Cetanzahl erfolgt in einem Einzylinder-Prüfmotor (CFR- oder BASF-Prüfmotor).

Für die Ermittlung der Zündwilligkeit von Kraftstoffen mit biogenen Komponenten ist die Messung der Cetanzahl nur bedingt geeignet. Alternativ ist die Messung des Zündverzugs bzw. die Bestimmung der abgeleiteten Cetanzahl (ACZ) oder der indizierten Cetanzahl (ICZ) in einer Verbrennungskammer mit konstantem Volumen möglich. Kraftstoffe mit geringer Zündwilligkeit (Cetanzahl) bewirken einen höheren Zündverzug, was ein schlechteres Kaltstartverhalten, höhere Druckspitzen und damit höhere Abgas- und Geräuschemissionen zur Folge haben kann. Die Zündwilligkeit biogener Kraftstoffe in Abhängigkeit des Betriebszustandes des Motors hat teilweise eine eigene Charakteristik, die nicht mit der von Dieselkraftstoff vergleichbar ist.

CFPP (Cold Filter Plugging Point): Mit dem CFPP soll die Temperatur vorausgesagt werden, bei der ein Kraftstoff noch störungsfrei fließt und filtergängig ist. Die Anforderungen an den CFPP variieren mit der Jahreszeit. Wenn durch Motorabwärme oder Filterheizung Kraftstofffilter erwärmt werden, ist ein sicherer Betrieb auch bei niedrigeren Temperaturen als durch den CFPP angezeigt möglich. Ein Zusammenhang zwischen der Betriebsfähigkeit (engl. Operability) von Diesel-Pkw im Fahrzeugtest und dem Kennwert CFPP ist oft nicht erkennbar.

Dichte: Die Dichte beschreibt die Masse eines Kraftstoffvolumens bei einer bestimmten Temperatur. Bei Pflanzenölkraftstoffen nimmt z.B. die Dichte mit zunehmendem Kohlenstoffgehalt, also zunehmender Kettenlänge, und steigender Anzahl Doppelbindungen zu. Der Handel mit Kraftstoff wird zumeist volumenbezogen abgewickelt. Anhand der Dichte lassen sich Kraftstoffe voneinander unterscheiden und Vermischungen von Kraftstoffen erkennen.

Erdalkaligehalt: Die Gehalte insbesondere an Calcium und Magnesium in Pflanzenölen werden hauptsächlich durch die Saatqualität und die Prozessführung bei der Ölsaatenverarbeitung beeinflusst. Calcium und Magnesium werden über die Phospholipide in das Pflanzenöl eingetragen. Calcium und Magnesium können zu Ablagerungen im Brennraum sowie an Einspritzdüsen und Ventilen führen, die Funktionalität von Katalysatoren beeinflussen und als Aschebildner Rußpartikelfilter verstopfen.

Ethanolgehalt: Ethanol kann fossilem Benzin in normkonformen Anteilen von maximal 5 oder 10 Masseprozent sowie im Falle von E85 bis zu 85 Volumenprozent beigemischt werden. Ein zu hoher Ethanolanteil kann sich vor allem bei älteren Fahrzeugen negativ auf die Materialbeständigkeit der kraftstoffführenden Teile im Tank- und Einspritzsystem auswirken. Außerdem erhöht der Gehalt an Sauerstoff im Ethanol und der damit verbundene reduzierte Heizwert den Kraftstoffverbrauch. Andererseits weist Ethanol gegenüber Benzin Vorteile hinsichtlich der Abgasemissionen auf und ermöglicht aufgrund der höheren Klopfestigkeit einen besseren Wirkungsgrad beim Betrieb eines Ottomotors.

Fettsäure-Methylestergehalt: Fettsäure-Methylester kann fossilem Dieselkraftstoff in normkonformen Volumenanteilen von maximal 7, 10, 20 oder 30 % beigemischt werden. Die Beachtung der maximalen Blendanteile ist erforderlich, da ansonsten Materialunverträglichkeiten, Kaltstartprobleme oder Änderungen im Emissionsverhalten auftreten können. Außerdem können sich bei später Kraftstoffeinspritzung zum Zweck der Regeneration des Rußpartikelfilters vermehrt biogene Kraftstoffkomponenten im Motorenöl anreichern.

Fettsäuremuster: Das Fettsäuremuster gibt Aufschluss darüber, welche Fettsäuren und in welchen Anteilen diese in einem pflanzenölstämmigen Kraftstoff vorhanden sind. Daraus lassen sich zum Beispiel die Anfälligkeit für Oxidation und Polymerisation, mögliche Wechselwirkungen mit dem Motorenöl oder die Neigung zu Ablagerungen im Brennraum ableiten. Aus dem Fettsäuremuster lassen sich für Pflanzenöle die strukturbezogenen Kenngrößen MC (Mittlere Anzahl Kohlenstoffatome) und MD (Mittlere Anzahl

Doppelbindungen) ermitteln, die eine annähernde Berechnung von Kennwerten, wie zum Beispiel Iodzahl, Verseifungszahl, kinematische Viskosität, Dichte, Heizwert, Oberflächenspannung und Elementarzusammensetzung ermöglichen. (Emberger 2013)

Flammpunkt: Der Flammpunkt ist die gemessene Temperatur, bei der Kraftstoff in einem offenen oder geschlossenen Gefäß soweit in die Gasform übergeht, dass ein durch Fremdzündung entflammbares Gas-Luft-Gemisch entsteht. Der Flammpunkt hat Bedeutung bei der Einstufung von Flüssigkeiten als Gefahrstoff entsprechend ihrer Entzündlichkeit, woraus sich Sicherheitsvorkehrungen für Lagerung und Transport ergeben. Bereits geringfügige Vermischungen verschiedener Kraftstoffe, zum Beispiel beim Transport, haben Abweichungen vom charakteristischen Flammpunkt des Reinkraftstoffs zur Folge.

Gesamtverschmutzung: Die Gesamtverschmutzung ist der Massenanteil ungelöster Feststoffe (Partikel) im Kraftstoff. Hohe Feststoffgehalte führen zur Verstopfung der Kraftstofffilter, beeinträchtigen die Funktion von Injektoren und können Abrasion am Einspritzsystem sowie Ablagerungen im Verbrennungsraum verursachen.

Glyceridgehalte: Der Gehalt an Mono-, Di- und Triglyceriden ist ein Maß für die Vollständigkeit der Umesterung bei der FAME-Produktion. Ein hoher Gehalt an Glyceriden kann Ablagerungen im Einspritzsystem und im Brennraum hervorrufen.

Glyceringehalt: Der Gehalt an Gesamtglycerin ist ähnlich wie die Glyceridgehalte ein Maß für die Vollständigkeit der Umesterung von Triglyceriden, der Gehalt an freiem Glycerin ist ein Maß für die Güte der Phasentrennung von Glycerin und Fettsäure-Methylester bei der Umesterung. Ein hoher Gehalt an Glycerin im Kraftstoff kann zu Ablagerungen im Einspritzsystem und im Brennraum führen.

Heizwert: Der Heizwert ist das Maß für die Wärme (Energie), die bei der vollständigen Verbrennung eines Stoffes pro Volumen oder Masse freigesetzt werden kann. Im Gegensatz dazu schließt der Brennwert die Energie, die bei der Kondensation des bei der Verbrennung entstehenden Wasserdampfs freigesetzt wird, mit ein und ist deshalb höher als der Heizwert. Der Heizwert errechnet sich aus dem Brennwert abzüglich der Verdampfungswärme des Wassers.

Iodzahl: Die Iodzahl ist ein Maß für die Anzahl an Doppelbindungen der Fettsäuremoleküle in Kraftstoffen aus pflanzlichen Ölen. Der Kennwert gibt an, wie viel Gramm Iod von 100 g Öl oder Fettsäuren gebunden werden. Je niedriger die Iodzahl ist, desto höher ist der Sättigungsgrad der Moleküle. Die Iodzahl ist ein charakteristisches Merkmal zur Unterscheidung verschiedener Arten von Pflanzenölen. Sie gibt Aufschluss über die Neigung zu Ablagerungen im Brennraum und an Injektoren. Außerdem erhöht ein zunehmender Anteil ungesättigter Fettsäuren die Gefahr der Polymerisation des Motorenöls, wenn der Kraftstoff in das Motorenöl eingetragen wird. Über die Iodzahl lässt sich auch die Gefahr des oxidativen Verderbs des Kraftstoffs während der Lagerung abschätzen.

Kohlenwasserstoff-Taupunkttemperatur: Die Kohlenwasserstoff-Taupunkttemperatur beschreibt das Kondensationsverhalten von Erdgas bzw. Biomethan. Es ist die Temperatur, bei der bei einem gegebenen Druck sich die flüssige Phase zu bilden beginnt.

Mangangehalt: Mangan gelangt vornehmlich durch das Additiv (Methylcyclopentadienyl)mangan-tricarbonyl (MMT) in den Kraftstoff. MMT wird seit den 1950er Jahren als Additiv zur Verbesserung der Klopfestigkeit eingesetzt.

Mehrfach ungesättigte Fettsäure-Methylester: Mehrfach ungesättigte Fettsäure-Methylester als Komponenten von Biodiesel, speziell Linolensäure-Methylester und Fettsäure-Methylester mit mehr als drei Doppelbindungen, können zu Ablagerungen im Brennraum und an Injektoren führen. Außerdem besteht das Risiko einer Motorenöl-Unverträglichkeit (Neigung zu Polymerisation), wenn Kraftstoff mit einem hohen

Anteil ungesättigter Fettsäuren in das Motorenöl eingetragen wird. Die Analyse des Anteils mehrfach ungesättigter Methylester in FAME erlaubt exaktere Aussagen, als sie durch Rückschluss über die Iodzahl möglich sind.

Methanolgehalt: Methanol hat ähnlich wie Ethanol einen Einfluss auf Kraftstoffverbrauch, Abgasemissionen, Korrosion und Kaltstartverhalten und ist in der Norm EN 228 auf maximal 3 Volumenprozent eingegrenzt. (DIN EN 228:2017-08) Bei Verwendung von methanolhaltigen Kraftstoffen ist darauf zu achten, dass kein Kontakt mit Wasser auftritt, da es ansonsten zur Phasentrennung im Kraftstoff kommen kann. Aktuell ist der Methanolgehalt bei Ottokraftstoffen sehr gering, da der Einsatz von Methanol bei der Refineration unwirtschaftlich ist.

Methanzahl: Die Methanzahl ist mit der Oktanzahl von Benzin vergleichbar und beschreibt die Klopfestigkeit gasförmiger Kraftstoffe. Die Methanzahl ist der Volumenanteil von Methan eines Methan-Wassergemisches in Prozent, der in einem Prüfmotor das gleiche Klopfverhalten hervorruft, wie der zu prüfende gasförmige Kraftstoff.

Oktanzahl (Research-Oktanzahl und Motor-Oktanzahl): Die Oktanzahl ist ein Maß für die Klopfestigkeit von Kraftstoffen in einem Fremdzündungsmotor. Die genormte Messung der Oktanzahl erfolgt in einem Einzylinder-Prüfmotor (CFR- oder BASF-Prüfmotor). Bei Kraftstoffen mit geringer Oktanzahl bzw. Klopfestigkeit können Selbstzündungen und unkontrollierte Verbrennungen auftreten, die im ungünstigsten Fall zu Motorschäden führen können. Kraftstoffe mit erhöhter Klopfestigkeit (z. B. Ethanol oder Methan) ermöglichen die Optimierung der Brennraumladung hin zu hohen Verdichtungsverhältnissen und damit eine Verbesserung des thermodynamischen Wirkungsgrades.

Olefine: Olefine sind acyclische und cyclische Kohlenwasserstoffe mit einer oder mehreren Kohlenstoff-Kohlenstoff-Doppelbindungen. Sie können entsprechend der Raffineriekonfiguration zwischen 0 und 18 Volumenprozent betragen. Olefine beeinflussen die Klopfestigkeit eines Kraftstoffs. Vor allem bei niedrigen und mittleren Motordrehzahlen weisen Olefine positive Eigenschaften auf und werden daher vornehmlich bei Normal- und Superbenzinkraftstoff eingesetzt. Ein reduzierter Anteil an Olefinen im Benzin kraftstoff kann zu einem reduzierten Ausstoß an Stickstoffoxidemissionen bei gleichzeitigem Anstieg von Kohlenwasserstoffen führen. (Hitzler und Bargende 2000)

Oxidationsstabilität: Die Oxidationsstabilität ist ein Kennwert, der den Alterungszustand und gleichzeitig die Lagerfähigkeit des Kraftstoffs beschreibt. Bei der Lagerung von Kraftstoffen können Oxidations- und Polymerisationsvorgänge einsetzen, die zur Bildung unlöslicher Verbindungen führen und dadurch Filterverstopfung hervorrufen können. Wenn unverbrannter Kraftstoff mit geringer Oxidationsstabilität in das Motorenöl gelangt führt dies zur schnelleren Erschöpfung der Funktionsadditive und damit zur Verkürzung der Ölwechselintervalle. Die Prüfmethode zur Bestimmung der Oxidationsstabilität von Dieseldieselkraftstoff und von Biokraftstoffen unterscheiden sich.

Phosphorgehalt: Phosphor liegt in Pflanzenölen in Form von Phospholipiden vor. Mit steigendem Anteil an Phospholipiden verringert sich die Oxidationsstabilität, außerdem neigen Phospholipide zur Hydratisierung (Quellung bei Vorhandensein von Wasser) und können dadurch zum Beispiel eine Verstopfung der Kraftstofffilter hervorrufen. Phosphor senkt die Verbrennungstemperatur und führt im Brennraum, an Ventilen und an Injektoren zu Ablagerungen und kann somit indirekt höhere Abgasemissionen hervorrufen. Katalysatoren weisen zudem eine hohe Empfindlichkeit gegenüber Phosphorverbindungen hinsichtlich ihrer Umsetzrate beziehungsweise Dauerfunktion auf.

Sauerstoffgehalt: Der Sauerstoffgehalt gibt den Gehalt des im Kraftstoff gebundenen Sauerstoffs an. Ein hoher Sauerstoffanteil im Kraftstoff reduziert dessen Heizwert und hat damit Einfluss auf den Kraftstoffverbrauch. Der im Kraftstoff gebundene Sauerstoff vermindert den Sauerstoffbedarf bei der Verbrennung und wirkt dadurch in fetten, sauerstoffarmen Verbrennungszonen der Entstehung von Partikelemissionen entgegen.

Säurezahl: Die Säurezahl ist ein Maß für den Gehalt an freien Fettsäuren im Pflanzenöl und in Fettsäuremethylester und beschreibt die Menge Kalilauge, die für die Neutralisation der freien Fettsäuren erforderlich ist. Die Säurezahl ist abhängig von der Qualität der verarbeiteten Ölsaaten sowie vom Raffinationsgrad und dem Alterungsgrad eines Öls. Durch Wasser im Öl sowie Mikroorganismen und Enzyme, kann eine hydrolytische Spaltung der Triglyceride auftreten und zu einem Anstieg der Säurezahl führen. Saure Verbindungen im Kraftstoff führen zu Korrosion, Verschleiß und Rückstandsbildung im Motor. Freie Fettsäuren können außerdem mit basischen Komponenten des Motorenöls reagieren.

Schwefelgehalt: Bei der Kraftstoffverbrennung werden mehr als 95 % des Schwefels zu SO_2 umgesetzt. Der verbleibende Schwefel wird an Partikeln angelagert. Im Oxidationskatalysator steigt in Abhängigkeit von Katalysortyp und Katalysatortemperatur der Anteil des Schwefels, der zu SO_3 umgesetzt wird. Aus SO_3 und Wasserdampf bilden sich Schwefelsäuretröpfchen, die sich an Ruß anlagern und zur Erhöhung der Gesamtpartikelmasse führen. Schwefelverbindungen können außerdem die katalytisch aktive Schicht des Katalysators irreversibel schädigen. Katalysatorkonzepte zur Verminderung der Partikelemissionen erfordern deshalb schwefelunempfindliche Katalysatortechniken oder extrem niedrige Schwefelgehalte im Kraftstoff. Schwefel im Kraftstoff kann außerdem zur Versauerung des Motorenöls beitragen. Der Schwefelgehalt hat auch Auswirkung auf die Langlebigkeit des Motors. Die bei der Verbrennung entstehenden sauren Verbindungen führen zu korrosivem Verschleiß. Dem wirken entsprechende Motorenöladditive entgegen, die zur Neutralisierung saurer Reaktionsprodukte eingesetzt werden.

Viskosität: Die Viskosität des Kraftstoffs nimmt Einfluss auf das Förderverhalten im Kraftstoffsystem und die Zerstäubung an den Einspritzdüsen (Tröpfchenspektrum und Geometrie des Einspritzstrahls). Die Viskosität ist in hohem Maße temperatur- und druckabhängig. Dies ist besonders bei den vorherrschenden hohen Drücken in modernen Einspritzsystemen zu berücksichtigen. Hohe Viskositäten führen durch das verschlechterte Fließ-, Pump- und Zerstäubungsverhalten zu Kaltstartproblemen. Zu geringe Viskositäten erschweren den Heißstart, führen zu Leistungsverlust bei hohen Temperaturen und zu Pumpenverschleiß. Es wird unterschieden zwischen dynamischer Viskosität und kinematischer Viskosität. Bei Kraftstoffen wird die kinematische Viskosität ermittelt. Die kinematische Viskosität ist der Quotient aus der dynamischen Viskosität und der Dichte der Flüssigkeit.

Wassergehalt: Der Wassergehalt im Kraftstoff wird hauptsächlich durch die Kraftstoffherstellung und die Kraftstofflagerung beeinflusst. Bei niedrigen Temperaturen führt freies Wasser durch Kristallbildung zur Filterverstopfung. In modernen Einspritzsystemen kann durch die vorherrschenden hohen Drücke freies Wasser auftreten, das im Einspritzsystem zum Beispiel durch Kavitationsvorgänge zu Schäden führen kann. An der Grenzschicht zwischen freiem Wasser und Kraftstoff können sich bei der Kraftstofflagerung Mikroorganismen vermehren, die zur Filterverstopfung führen können. Mikroorganismen beschleunigen außerdem die Ölalterung. Wasser ist die Voraussetzung für das Auftreten hydrolytischer Spaltung. Ein erhöhter Wassergehalt im Kraftstoff kann Korrosion verursachen, zum Beispiel an der Chromatschicht von verchromten Messing-Komponenten. Dabei kann die Messinglegierung angegriffen werden. Dies wirkt wiederum katalytisch auf Polymerisierungsvorgänge bei Pflanzenöl. Generell ist Wasser bei der motorischen Verbrennung nicht von Nachteil. Bei der Verbrennung von Kraftstoff-Wasser-Emulsionen sinkt die Verbrennungstemperatur, was eine Senkung der NO_x -Emissionen zur Folge hat.

Wasserstoffgehalt: Der Wasserstoffgehalt in Erdgas und Biomethan als Kraftstoff ist reglementiert, um z. B. Korrosion von Stahl tanks in Fahrzeugen zu vermeiden. Der Wasserstoff kann aus Synthesegas oder aus PTG-Prozessen stammen.

Wobbe-Index: Der Wobbe-Index ist ein Maß für die in einem Gasgerät zugeführte Wärmebelastung. Er ermöglicht den Vergleich unterschiedlich zusammengesetzter Gase unter Berücksichtigung des jeweiligen Brennwertes und der Dichte. Der Wobbe-Index ist volumenbezogen.

6.3 Tankstellenstruktur und Fahrzeugbestand in Deutschland

6.3.1 Tankstellenstruktur in Deutschland

Die Anzahl der in Deutschland betriebenen öffentlich zugänglichen Tankstellen mit den klassischen Kraftstoffen Diesel nach DIN EN 590 und Benzin nach DIN EN 228 ist in den letzten Jahren tendenziell rückläufig. Sie lag im Jahr 2017 bei 14.510, wobei davon 358 Autobahntankstellen waren. Die Gesamtanzahl der Tankstellen hat sich in den vergangenen 15 Jahren um etwa 2.000 reduziert. (BFT 2018) Der überwiegende Teil dieser Tankstellen bietet ausschließlich die gängigen fossilen Kraftstoffoptionen mit zum Teil Beimischung biogener Kraftstoffe (E5, E10 und B7) an. Im Folgenden wird auf die Tankstelleninfrastruktur, die den Vertrieb von biogenen Reinkraftstoffen CNG, LNG und Wasserstoff ermöglichen sowie auf die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität eingegangen. Eine Übersicht über die Entwicklung der vorhandenen öffentlich zugänglichen Tankstelleninfrastruktur (inkl. Ladeinfrastruktur) zeigt Abbildung 6-10.

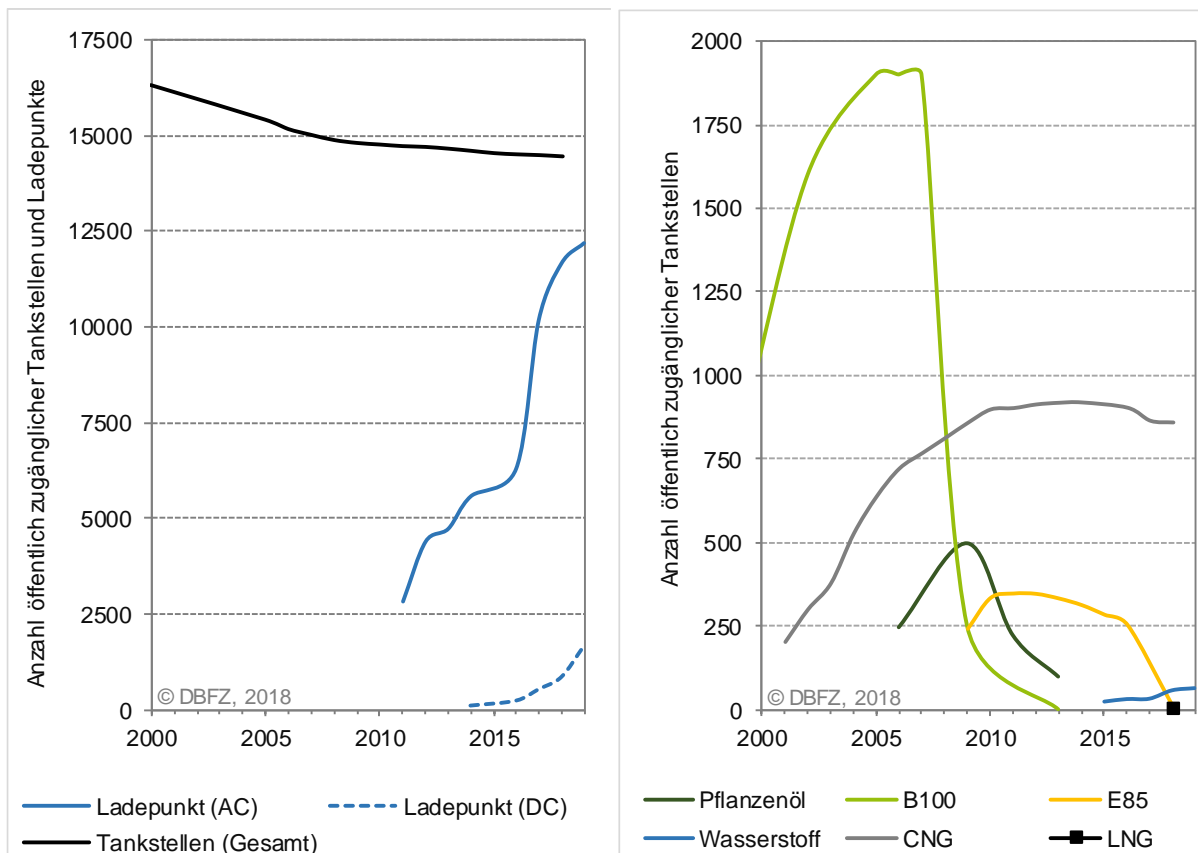


Abbildung 6-10 Anzahl öffentlich zugänglicher Tankstellen für die konventionellen Kraftstoffe Benzin und Diesel sowie der öffentlich zugänglichen Normal- (AC) und Schnellladepunkte (DC) für Elektrofahrzeuge (Abbildung links) und der öffentlich zugänglichen Tankstellen für die alternativen Kraftstoffe Pflanzenöl, Biodiesel B100, Ethanol E85, Wasserstoff, CNG und LNG. (Datenbasis: BNetzA 2018; heise.de 2018; LBST 2015, 2016, 2017; NPE 2015, 2018; Schumann 2017; Statista 2018a, 2018b; TÜV 2018a, 2018b, © DBFZ 2)

In Tabelle 6-1 sind zusätzlich wesentliche Kennzahlen der Tankstelleninfrastruktur der genannten Kraftstoffe vergleichend gegenüber gestellt. Auch wenn die Investitionsaufwendungen hier nur im Mittel angegeben werden können (hohe Streuung aufgrund von stark variierenden Standortbedingungen), so wird dennoch ersichtlich, dass sich Tankanlagen für die verschiedenen Kraftstoffoptionen deutlich unterscheiden.

Tabelle 6-1 Investitionskosten Tankstelleninfrastruktur

	Anzahl öffentlicher Tankstellen	Mittlere Investitionen ^a (Tsd. EUR)
Biodiesel B100 (2007 ^b)	1.900	ca. 25
Pflanzenöl (2007 ^b)	500 ^c	ca. 25 ^d
CNG (2014)	921	ca. 250
LNG (2018)	1	ca. 1.000
Wasserstoff (2016)	32	ca. 2.000
Normalladeeinrichtung (AC) (2018)	14.200	ca. 10 ^e
Schnellladeeinrichtung (DC) (2018)	1.900	ca. 35 ^e

^a Hohe Streuung aufgrund von stark variierenden Standortbedingungen. ^b Jahr mit dem größten Reinbiokraftstoffverbrauch in Deutschland. ^c Schätzung, ohne Anspruch auf Vollständigkeit. ^d Annahme: analog Biodiesel. ^e Kostenschätzung aus 2015.

Tankstellen für Biodiesel, Pflanzenöl und E85

Die steuerpolitischen Rahmenbedingungen für die biogenen Reinkraftstoffe Biodiesel und Pflanzenöl förderten bis 2006 den Auf- und Ausbau der Strukturen für die Produktion, Verteilung und Nutzung der beiden alternativen Kraftstoffe. Begleitet durch weitere Fördermaßnahmen und entsprechende ökonomische Rahmenbedingungen wurde ein ausreichendes Maß an Planungssicherheit erreicht. Nach einer Erhebung der *Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e. V. (AGQM)* haben die Tankstellenbetreiber von 1996 bis 2005 ca. 35 Mio. EUR in die Errichtung und Umrüstung öffentlicher Biodieseltankstellen investiert. In dieser Zeitspanne sind etwa 1.400 Tankstellen für Biodiesel (B100) entstanden. (UFOP 2006) Daraus resultiert ein mittlerer finanzieller Aufwand für eine Umrüstung von etwa 25 Tsd. EUR je Tankstelle, der im Einzelfall natürlich deutlich abweichen kann. Maßgeblich für den schnellen Ausbau war nicht zuletzt auch der Umstand, dass an vielen Tankstellen seinerzeit durch den Wegfall des verbleibenden Superbenzins eine Zapfsäule nebst Platz für Kraftstoffvorratsbehälter frei wurde. Aufgrund der sinkenden Steuerentlastung, zeitgleich stark steigenden Pflanzenölpreisen sowie sinkenden Mineralölpreisen sank ab 2008 die Menge von Biodiesel und Pflanzenöl als Reinkraftstoff schnell (vgl. Kapitel 5.3.1). Entsprechend reduzierte sich die Anzahl an verfügbarer Anlagen von 1900 in 2007 auf ca. 250 in 2009. (UFOP 2009) Derzeit sind nahezu keine öffentlichen Biodieseltankstellen mehr in Betrieb.

Im Spitzenjahr 2007 wurde die größte Menge reines Pflanzenöl als Kraftstoff genutzt. Die Anzahl der öffentlichen Pflanzenöltankstellen war geringer, sowohl absolut als auch bezogen auf die abgesetzte Kraftstoffmenge. Sie waren in der Regel nicht an das vorhandene Tankstellennetz für fossile Kraftstoffe angegliedert, sondern befanden sich dezentral bei den Produzenten (z.B. landwirtschaftliche Betriebe, Ölmühlen).

Im gleichen Zeitraum war auch der Ausbau der E85-Infrastruktur in Deutschland am weitesten vorangeschritten. So waren in den Jahren 2010 bis 2013 ca. 330 E85-Tankstellen verfügbar. (Fuelcat 2018) Jedoch ist auf Grund der geringen Marktdurchdringung und fehlendem Fahrzeugangebot bis dato die

Infrastruktur komplett zusammengebrochen, sodass kein E85 gehandelt wird und keine E85-Tankstellen vorhanden sind.

Tankstellen für (Bio-)CNG

Die Erfahrungen der Marktentwicklung für die flüssigen biogenen Reinkraftstoffe Biodiesel, Pflanzenöl und E85 und dem damit verbundenen Aufbau einer Tankinfrastruktur sind nur bedingt auf die Situation von beispielsweise CNG übertragbar. Gründe für einen schnelleren Aufbau der Tankinfrastruktur für flüssige biogene Reinkraftstoffe waren:

- An vielen Tankstellen wurde durch Wegfall des verbleiten Superbenzins eine Zapfsäule und ein Kraftstoffvorratsbehälter frei.
- Der erforderliche finanzielle Aufwand für die Tankinfrastruktur war deutlich geringer.
- Die Technik war einfacher zu handhaben, beispielsweise waren Wartung und Instandhaltung weniger aufwändig und Sicherheitsmaßnahmen gegenüber dem Explosionsschutz waren nicht bzw. nur bedingt notwendig.
- Die Standortfrage war weniger komplex, da beispielsweise eine geeignete Anbindung an das Erdgasnetz oder eine vergleichbare Fragestellung nicht von Belang waren.

Um einen Ausbau der Tankinfrastruktur für CNG entsprechend zu fördern, sollten daher:

- Identifizierte Hemmnisse auch politisch adressiert werden.
- Mittel- bis langfristig stabile Rahmenbedingungen geschaffen werden.
- Für den Verbraucher die ökonomischen Vorteile bei der Nutzung von CNG gegenüber derzeitigen flüssigen Kraftstoffen deutlich aufgezeigt werden.

In Deutschland waren im Jahr 2018 insgesamt 856 öffentliche CNG-Tankstellen (Hebenstreit 2018) in Betrieb (dabei 563 mit 24-stündiger Erreichbarkeit), davon 117 mit Biomethananteilen (10 bis 90 Volumenprozent) bzw. 104 mit 100 % Biomethan. Damit ist die Anzahl der verfügbaren Tankstellen in den letzten Jahren leicht rückläufig. (Hebenstreit 2018)

Tankstellen für (Bio-)LNG

Perspektivisch ist auch mit dem Aufbau einer LNG-Tankinfrastruktur zu rechnen. Diese wird sich allerdings auf die Sektoren Schifffahrt und Schwerlast-Straßenverkehr konzentrieren. 2018 wurde in Hamburg für Deutschland die erste öffentlich zugängliche LNG-Tankstelle eröffnet. Weitere Versuchs- bzw. Pilottankstellen liegen in Berlin und Ulm. (heise.de 2018) In den europäischen Ländern Großbritannien, Niederlande, Schweden und Spanien ist der Ausbau schon deutlich weiter vorangeschritten. Hier sind an verkehrstechnisch wichtigen Knotenpunkten bereits LNG-Tankstellen für den Schwerlast-Straßenverkehr existent. (LIQVIS 2018) Einmalige Investitionskosten in eine LNG-Tankstelle belaufen sich auf ca. 1 Mio. Euro. Dabei sind die wesentlichen Kostentreiber der LNG-Speicher mit Kühlung, ein Dispenser sowie die Kyropumpe. (Kühnel et al. 2018)

Tankstellen für Wasserstoff

Wasserstoff kann vor allem für die Nutzung von erneuerbarem Strom zukünftig eine Rolle spielen. Derzeit gibt es in Deutschland 55 öffentlich zugängliche Tankstellen. Jedoch waren zum Zeitpunkt der Recherche (Dez. 2018) 12 dieser Anlagen außer Betrieb. Weitere 39 Wasserstofftankanlagen befinden sich derzeit in konkreter Planung bzw. Umsetzung. In der Europäischen Union sind insgesamt 115 Wasserstofftank-

stellen in Betrieb sowie weitere 54 in Planung. (H2 live 2018) Weitere internationale Märkte für die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff sind Japan und die USA mit 104 bzw. 71 installierten Wasserstoff-tankstellen. (TÜV 2018b) Die Investitionskosten in eine Betankungsanlage mit Anlieferung von flüssigen Wasserstoff belaufen sich laut Hochrechnungen von NOW (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) auf ca. 2 Mio. EUR. Wenn gleichzeitig eine Onsite-Elektrolyse zur Wasserstoffgewinnung vor Ort stattfinden soll, sind insgesamt Investitionen von ca. 7 Mio. EUR notwendig. (NOW 2016)

Ladeinfrastruktur Elektromobilität

In den letzten Jahren hat sich die Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum für Elektrofahrzeuge aufgrund massiver förderpolitischer Maßnahmen enorm entwickelt. Seit 2010 stieg die Anzahl von Normalladepunkten von ca. 2.800 auf über 12.000 zum Ende des Jahres 2018 an. Ebenfalls sind deutliche Fortschritte beim Ausbau der Schnellladestationen (DC), insbesondere entlang von Autobahnen, zu erkennen, die letztendlich eine Langstreckenmobilität ermöglichen. Hier waren Ende 2018 bereits 1.670 Ladepunkte in Betrieb. Neben den öffentlich zugänglichen Ladepunkten ist bei der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität auch der private Ausbau mittels einfachen Ladestationen, so genannte Wallboxen für die Heimanwendung, zu beachten, die bereits für geringe Kosten von ca. 1.000 EUR zu erwerben sind. Laut den Zielen der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) sollen bis 2022 70.000 Normalladepunkte und 7.100 Schnellladepunkte bei 1 Mio. Elektrofahrzeugen im öffentlichen Raum in Verkehr gebracht werden sowie weitere 2,4 bis 3,5 Mio. private Ladepunkte bis 2025. Zu beachten gilt bei einem weiterhin schnellen Ausbau der Ladeinfrastruktur, dass negative Auswirkungen auf das deutsche Stromnetz auf Grund temporärer Überlastungen ausgeschlossen werden können. Ein entsprechend intelligenter Netzausbau muss daher ggf. erfolgen. (NPE 2018)

Ladesäulen für Normal- und Schnellladepunkte bedeuten im öffentlichen Raum erhebliche Investitionskosten sowie laufende Kosten. Laut der NPE waren in 2015 für eine Ladesäule mit zwei Normalladepunkten ca. 10.000 EUR (netto) als Investitionskosten sowie weitere 1.500 EUR/a (netto) als laufende Kosten notwendig. Bei einem einfachen Schnellladepunkt beliefen sich die Investitionskosten auf 35.000 EUR (netto) und die laufenden Kosten auf 3.000 EUR/a (netto). Dabei geht die NPE davon aus, dass sich sowohl die Investitions- als auch die laufenden Kosten bis 2020 auf 7.500 EUR und 750 EUR/a für Normalladepunkte bzw. 24.000 EUR und 1.500 EUR/a für Schnellladepunkte reduzieren werden. Die Kosten können natürlich von Fall zu Fall deutlich variieren. (NPE 2015) Werden die einmaligen Investitionsaufwendungen auf die täglich möglichen Ladevorgänge sowie die dabei übertragene Leistung bezogen, sind diese im Vergleich zu konventionellen Tankanlagen als sehr hoch einzuschätzen.

6.3.2 Fahrzeugbestand und -entwicklung in Deutschland

Der Fahrzeugbestand in Deutschland verhält sich in den vergangenen Jahren sehr volatil. Während der Bestand an Straßenfahrzeugen stetig steigt, sind bei anderen Segmenten deutliche Rückgänge zu beobachten. Die Einteilung der Fahrzeugsegmente in Tabelle 6-2 erfolgt nach den Kriterien des Kraftfahrtbundesamtes (KBA 2019a) bzw. Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (Radke 2018):

- Krafträder umfasst alle zwei- und dreirädrigen Fahrzeuge mit einem Hubraum $> 50 \text{ cm}^3$ und/oder $> 45 \text{ km h}^{-1}$ (zulassungspflichtige leichte vierrädrige Kraftfahrzeuge sind u. U. auch dieser Kategorie zuzurechnen).
- Mopeds, Mofas und Mokicks umfassen alle zulassungsfreien Krafträder mit einem Versicherungskennzeichen.

- **Personenkraftwagen** sind Kraftfahrzeuge der Personenbeförderung mit mindestens vier Rädern und mit höchstens acht Sitzplätzen (außer dem Fahrersitz). Typische Fahrzeugtypen sind beispielsweise Limousine, Kombilimousine und Wohnmobil.
- **Lastkraftwagen** sind Nutzfahrzeuge, die nach ihrer Bauart und Einrichtung zum Transport von Gütern bestimmt sind. Lastkraftwagen können damit auch Fahrzeuge mit einer zulässigen Gesamtmasse unterhalb von 3,5 t entsprechen.
- **Zugmaschinen** sind Nutzfahrzeuge, die ausschließlich oder überwiegend zum Mitführen von Anhängfahrzeugen bestimmt ist. In diese Kategorie zählen Sattelzugmaschinen, Straßenzugmaschinen und land- oder forstwirtschaftliche Zugmaschinen wie beispielsweise Sattelschlepper oder Traktoren.
- **Busse (Kraftomnibusse)** sind Fahrzeuge zur Beförderung von neun oder mehr Personen.
- **Sonstige Kraftfahrzeuge im Straßenverkehr** sind Fahrzeuge mit besonderen Aufbauten, die aufgrund ihrer Beschaffenheit nicht den vorher genannten Kategorien zu geordnet werden können. Hierzu zählen beispielsweise Feuerwehr-, Polizei und Zivilschutzkraftfahrzeuge.
- **Schienenfahrzeuge** umfassen den Fahrzeugbestand an Diesel- und Elektrolokomotiven sowie Triebwagen die für den Einsatz.
- **Binnenschiffe** umfasst Frachtschiffe, Schlepper, Schubboote, Schub-Schleppboote, Schuten, Leichter und Fahrgastschiffe die in deutschen Binnengewässer angemeldet sind.
- **Hochseeschiffe** umfasst alle Handelsschiffe die unter deutscher Flagge fahren.
- **Luftfahrzeuge** umfassen die in Deutschland zugelassenen motorisierten Luftfahrzeuge wie Flugzeug und Hubschrauber.

Mit dieser Unterteilung ist ersichtlich, dass insbesondere im Straßenverkehr das Fahrzeugaufkommen in Deutschland seit 2010 kräftig angestiegen ist und gleichzeitig ein deutlicher Rückgang der verfügbaren Schienenfahrzeuge zu erkennen ist. Beide Aspekte können ein Indiz für einen Widerspruch der seitens Bundesregierung gestellten Ziele darstellen, dass man mit Hilfe von Verkehrsverlagerung von Straße hinzu Schiene sowohl im Individual- als auch im Güterverkehr energieintensive Verkehrswege vermeiden, Straßen entlasten und letztendlich damit Treibhausgasemissionen reduzieren will.

Tabelle 6-2 Fahrzeugbestand und -entwicklung der Fahrzeugsegmente in Deutschland, (Radke 2018; KBA 2019a)

	2010 ^a	2015 ^a	2018 ^a
Krafträder	3.827,9 Tsd.	4.228,2 Tsd.	4.438,6 Tsd.
Änderung ggü. 2010		+ 10,5 %	+ 16,0 %
Mopeds, Mofas, Mokicks	2.043,0 Tsd.	2.020,4 Tsd.	-
Änderung ggü. 2010		- 1,1 %	
Personenkraftwagen	42.301,6 Tsd.	45.071,2 Tsd.	47.095,8 Tsd.
Änderung ggü. 2010		+ 6,5 %	+ 11,3 %
Lastkraftwagen	2.441,4 Tsd.	2.800,8 Tsd.	3.149,3 Tsd.
Änderung ggü. 2010		+ 14,7 %	+ 29,0 %
Zugmaschinen	1.991,1 Tsd.	2.141,5 Tsd.	2.237,4 Tsd.
Änderung ggü. 2010		+ 7,6 %	+ 12,4 %
Busse	76,5 Tsd.	78,3 Tsd.	80,5 Tsd.
Änderung ggü. 2010		+ 2,5 %	+ 5,3 %
Sonstige Kraftfahrzeuge	263,7 Tsd.	282,4 Tsd.	296,4 Tsd.
Änderung ggü. 2010		+ 7,1 %	+ 12,4 %

Schienefahrzeuge Änderung ggü. 2010	14,3 Tsd.	9,9 Tsd. - 30,8 %	-
Binnenschiffe Änderung ggü. 2010	4,1 Tsd.	3,8 Tsd. - 7,0 %	-
Hochseeschiffe Änderung ggü. 2010	0,6 Tsd.	0,3 Tsd. - 38,4 %	-
Luftfahrzeuge Änderung ggü. 2010	12,6 Tsd.	12,5 Tsd. - 0,7 %	-

^a Angaben beziehen sich jeweils auf den 31.12. des jeweiligen Kalenderjahres bzw. auf den 01.01. des jeweiligen Folgejahres.

Betrachtet man insbesondere die Entwicklung der Personenkraftwagen ist 2018 gegenüber 2010 ein Anstieg um 11,3 % zu verzeichnen. Dieser wird im Wesentlichen durch einen massiven Anstieg (+ 34,5 %) bei den Dieselmotoren Personenkraftwagen getrieben (Tabelle 6-3). Der in September 2015 bekannt gewordene Dieselmotorenaffäre scheint einen kleinen Abbruch bei den Dieselmotoren Personenkraftwagen zu verursachen, da der Anstieg im Fahrzeugbestand von 2015 auf 2018 deutlich kleiner ist als von 2010 auf 2015. Gleichzeitig stieg die Zahl der zugelassenen Benzinmotoren Fahrzeuge nach 2015 wieder an, nachdem in den fünf vorangegangenen Jahren ein Rückgang zu verzeichnen war. Der Bestand an Flüssiggasmotoren Fahrzeugen ist seit 2015 rückläufig. Ein Grund könnte u. a. in der auslaufenden steuerlichen Begünstigung liegen. Bei Erdgasmotoren Fahrzeugen sind in letzten Jahren kaum Änderungen zu erkennen. Somit konnten beide Antriebsarten in den letzten Jahren von der Dieselmotorenaffäre profitieren. Die einzigen deutlichen Änderungen sind bei den alternativen Antrieben für Hybrid- und Elektrofahrzeuge im Vergleich zu 2010 zu verzeichnen. Der Fahrzeugbestand ist insbesondere bei Elektrofahrzeugen in 2018 trotzdem weiterhin mit 83,2 Tsd. angemeldeten Fahrzeugen sehr gering und deutlich entfernt vom mittlerweile wieder aufgegebenen Ziel bis 2020 eine Millionen Elektrofahrzeuge (inkl. Plug-In-Hybrid) in Verkehr gebracht zu haben. Anreize für einen schnelleren Ausbau des Fahrzeugbestands an Plug-In-Hybrid- und Elektrofahrzeugen werden in den vergangenen Jahren durch Kaufprämien (Umweltbonus) geschaffen (BMWi 2018b).

Tabelle 6-3 Fahrzeugbestand und -entwicklung der Personenkraftwagen in Deutschland in Abhängigkeit der Kraftstoffart, (KBA 2019a; Radke 2018)

	2010	2015	2018
Benzin Änderung ggü. 2010	30.487,6 Tsd.	29.825,2 Tsd. - 2,2 %	31.031,0 Tsd. + 1,8 %
Diesel Änderung ggü. 2010	11.266,6 Tsd.	14.532,4 Tsd. + 29,0 %	15.153,4 Tsd. + 34,5 %
Flüssiggas Änderung ggü. 2010	418,7 Tsd.	475,7 Tsd. + 13,6 %	395,6 Tsd. - 5,5 %
Erdgas Änderung ggü. 2010	71,5 Tsd.	80,3 Tsd. + 12,3 %	80,8 Tsd. + 13,0 %
Hybrid (inkl. Plug-In) Änderung ggü. 2010 davon Plug-In	37,3 Tsd.	130,4 Tsd. + 249,6 %	341,4 Tsd. + 815,3 % 70,0 Tsd.
Elektro Änderung ggü. 2010	2,3 Tsd.	25,5 Tsd. + 1.008,7 %	83,2 Tsd. + 3.517,4 %

Fahrleistung in Deutschland gemeldeter Fahrzeuge

Der starke Anstieg beim Straßenfahrzeugbestand in Deutschland seit 2010 spiegelt sich auch in der damit aufgebrachtten Fahrleistung wieder (inklusive Fahrleistungen im Ausland). Zwischen 2010 und 2016 ist die Fahrleistung um 9,1 % angestiegen und entspricht damit einem ähnlichen Anstieg wie beim Fahrzeugbestand, siehe Abbildung 6-11. (Radke 2018) Schaut man sich die Verteilung der Fahrleistung in Abhängigkeit der Antriebsarten an, wird ersichtlich, dass die verschiedenen Fahrzeugarten jeweilige Antriebsarten favorisieren. So werden bei Krafträdern fast ausschließlich Benzinantriebe eingesetzt. Bei Personenkraftwagen zeigt sich, dass Dieselbetriebene Fahrzeuge häufiger für längere Fahrstrecken eingesetzt werden, denn sie machen im Bestand 32,8 % aus und verursachen 46,5 % der Fahrleistung von Personenkraftwagen. Alternative Antrieb wie Erdgas-, Flüssiggas- und Elektroantrieb sind nur für 1,7 % der Fahrleistung verantwortlich. Lastkraftwagen sind fast ausschließlich Dieselbetrieben. Nur eine untergeordnete Fahrleistung von 2,1 % bzw. 0,5 % sind Benzin- und alternativen Antrieben zuzuordnen. Diese wurden im Wesentlichen durch Lastkraftwagen mit einem zulässigen Gesamtgewicht unterhalb von 3,5 t geleistet. (KBA 2018)

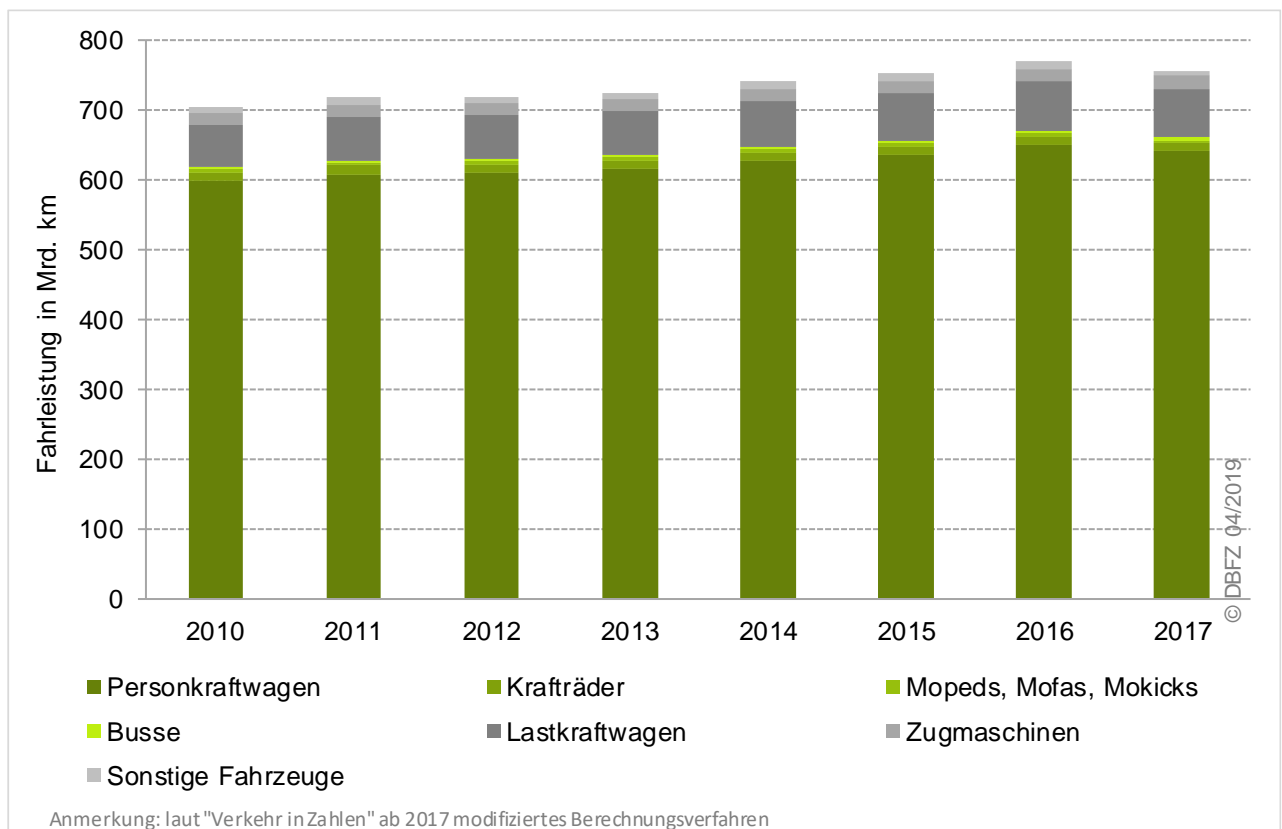


Abbildung 6-11 Fahrleistung in Deutschland gemeldeter Fahrzeuge, (Darstellung auf Basis von Radke 2018, © DBFZ)

Die fahrzeugspezifische durchschnittliche Fahrleistung in Abbildung 6-12 zeigt indes die durchschnittliche Fahrleistung der jeweiligen Fahrzeugtypen pro Jahr auf. Hier ist für Lastkraftwagen und Zugmaschinen eine detailliertere Darstellung lohnenswert, da in beiden Fahrzeugsegmenten sehr große Unterschiede untereinander zu erkennen sind. Sattelzugmaschinen und Busse weisen mit 96.915 km und 57.580 km die größte spezifische Fahrleistung im Mittel auf. Die Individualfahrzeugsegmente Krafträder und Personenkraftwagen werden durchschnittlich hingegen nur 2.250 km bzw. 13.922 km im Jahresmittel bewegt und werden entsprechend deutlich weniger ausgelastet bzw. genutzt. (KBA 2018)

Im Bereich Straßengüterverkehr wird damit ein großer Anteil des Kraftstoffs mit einem verhältnismäßig kleinen Anteil der Fahrzeugflotte verbraucht. Die vergleichsweise kleinen Flotten haben eine hohe Fahrleistung und einen hohen Kraftstoffbedarf wodurch sich fahrzeugseitige Anpassungen an alternative Kraftstoffe effizienter umsetzen lassen. In der Hochphase der Reinkraftstoffe Biodiesel B100 und Pflanzenöl wurden diese insbesondere durch große Speditionen mit eigenen Tankstellen im Straßengüterverkehr eingesetzt. Im Bereich des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) bewegen sich die gesamte Fahrzeuganzahl sowie der Kraftstoffverbrauch zwar auf deutlich niedrigerem Niveau, die spezifische Fahrleistung und der Verbrauch sind hingegen ebenfalls sehr hoch. Spezifische Fahrleistung und Verbrauch der Personenkraftwagen sind deutlich geringer, die der Zweiräder im direkten Vergleich am niedrigsten. Neben zahlreichen weiteren Rahmenbedingungen sind diese Kennzahlen zu Flottenverbräuchen in den einzelnen Sektoren ein wesentlicher Faktor für Möglichkeiten und Grenzen der Implementierung alternativer erneuerbarer Kraftstoffe.

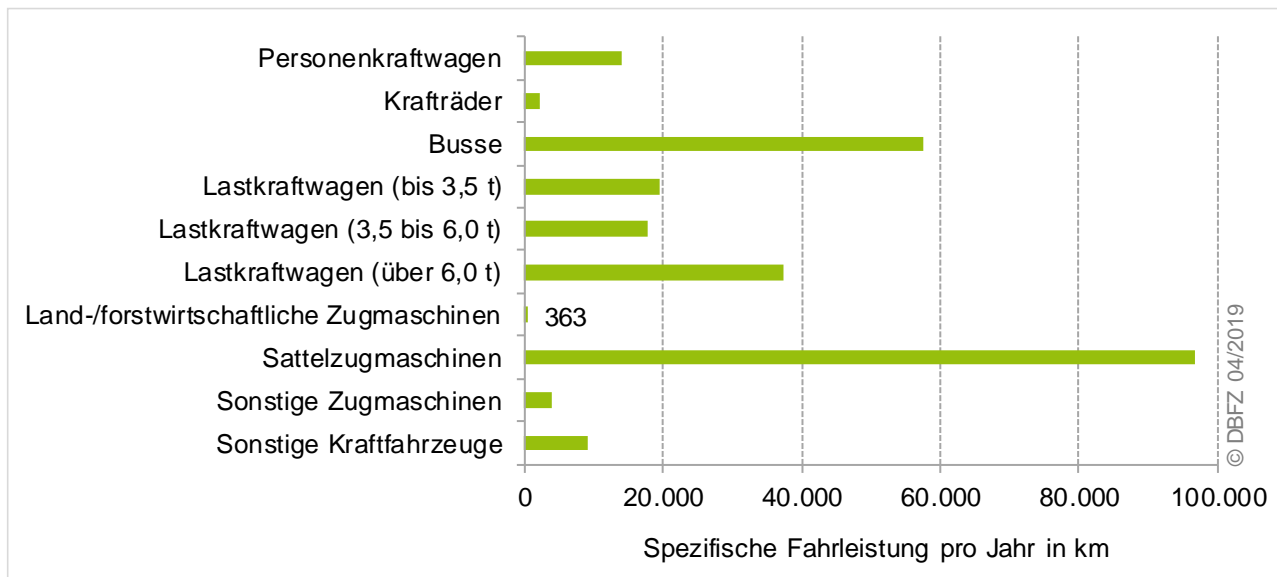


Abbildung 6-12 Fahrzeugspezifische durchschnittliche Fahrleistung pro Jahr, (Darstellung auf Basis von KBA 2018, © DBFZ)

7 Nutzung von Biokraftstoffen

7.1 Biokraftstoffnutzung im Verkehrssektor

7.1.1 Biokraftstoffnutzung in Deutschland und der EU

Biokraftstoffnutzung in Deutschland

In den vergangenen Jahren ist der Biokraftstoffsektor in Deutschland durch die sich verändernden politischen Rahmenbedingungen stark geprägt worden.

Nach Implementierung der Steuerermäßigung auf biogene Reinkraftstoffe erfuhren diese Dieselsubstitute zunächst einen deutlichen Absatzzuwachs, welcher im Jahr 2007 seinen Höhepunkt fand. Die schrittweise Reduktion dieses Steuervorteils sowie zeitweise stark erhöhte Pflanzenölpreise (bei sinkenden Mineralölpreisen) führten zu einem deutlichen Rückgang der Nutzung dieser Reinkraftstoffe. Lag der Anteil der Reinkraftstoffe an den insgesamt in Deutschland genutzten Biokraftstoffen im Jahr 2007 noch bei etwa 60 % (energetisch, entspricht 2,7 Mio. t), so ist dieser inzwischen auf deutlich unter 1 % zurückgegangen und werden selbst in den amtlichen Mineralöldata des BAFA nicht mehr explizit aufgeführt. HVO/HEFA nahm zwischendurch einen signifikanten Anteil von 17 % (energetisch in 2013, entspricht 467 Tsd. t) ein (BLE 2015a), ist aber wieder rückläufig und lag 2017 mit etwa 33 Tsd. t bei anteilig 1 % (BAFA 2019; BLE 2018). HVO/HEFA wird nicht in Deutschland produziert, sondern vollständig importiert. Die Produktionsmengen von Biodiesel (FAME) in Deutschland lagen bis 2011 etwa auf dem Niveau der inländischen Nutzung. Seit 2012 sind trotz abnehmender Biodieselnutzung in Deutschland die Produktionsmengen leicht steigend. Mit etwa 1,4 Mio. t der 1,6 Mio. t Biodieselexporte (FAME, Nettoexporte 0,8 Mio. t insgesamt) sind sie im Jahr 2017 nahezu vollständig in das europäische Ausland gegangen. (F.O. Licht 2018b)

Der Biokraftstoffmarkt für Benzinsubstitute hat sich in Deutschland vergleichsweise kontinuierlich entwickelt. Nach einem stetigen Wachstum der beigemischten Ethanolmenge (inklusive Ethyl-tert-butylether) liegt diese seit 2011 bei einem Anteil von 22–23 % bezogen auf die insgesamt genutzte Biokraftstoffmenge (nach Energiegehalt), was etwa 1,2 Mio. Tonnen entspricht. (BAFA 2019; BLE 2015a) Die Produktionskapazitäten in Höhe von etwa 740 Tsd. t wurden in Deutschland 2014 bis 2016 voll ausgelastet, in 2017 nur zu etwa 91 %. Der verbleibende Bedarf wird importiert. Biomethan⁴ konnte sich auf vergleichsweise niedrigem Niveau am Markt etablieren. Die als Kraftstoff genutzte Biomethanmenge lag 2017 bei etwa 1,6 PJ und entspricht damit etwa einem Drittel der im Verkehr genutzten CNG-Kraftstoffmenge. Die insgesamt produzierte und in das Erdgasnetz eingespeiste Biomethanmenge ist mit etwa 33 PJ bzw. 853 Mio. m³ (i. N.) pro Jahr (BNetzA und BKartA 2019) deutlich größer und wird überwiegend als Brennstoff im Strom- und Wärmemarkt eingesetzt.

⁴ Hinsichtlich der derzeitigen Nutzungsstrukturen wird CNG bzw. Biomethan fast ausschließlich in Ottomotoren und damit als Benzinsubstitut eingesetzt, perspektivisch kann sich dies auch auf die Nutzung in Dieselmotoren und entsprechende Fahrzeuge und Verkehrssektoren erweitern.

In nachfolgender Tabelle 7-1 sind die derzeit in Deutschland produzierten und genutzten Biokraftstoffmengen gegenübergestellt.

Tabelle 7-1 Biokraftstoffproduktion und Nutzung in Deutschland 2012–2017, jährlich in 1.000 t (Tsd.t) und PJ (bezogen auf den unteren Heizwert) (DBFZ auf Basis von BDBe 2016, 2019; BLE 2015a, 2018; BNetzA und BKartA 2019; Destatis 2018; OVID 2019a, 2019b; VDB 2015)

	Einheit	Jahr	Biodiesel FAME	HVO	Pflanzenöl	Bioethanol	Biomethan	
Produktion	Tsd. t/a	2012	2.480	0	5.200	613		
		2013	2.610	0	k.A.	672		
		2014	3.000	0	5.100	727		
		2015	3.085	0	k.A.	740		
		2016	3.120	0	k.A.	738		
		2017	3.210	0	4.800	673		
		PJ/a	2012	92	0	192	17	15
		2013	97	0	k.A.	18	20	
		2014	111	0	189	20	27	
		2015	114	0	k.A.	20	30	
		2016	115	0	k.A.	20	33	
		2017	119	0	178	18	33	
	Nutzung als Kraftstoff	Tsd. t/a	2012	2.245	392	10	1.255	
			2013	1.847	467	10	1.204	
2014			2.047	333	4	1.172		
2015			1.997	167	9	1.145		
2016			2.014	164	7	1.175		
2017			2.161	33	1	1.157		
PJ/a			2012	83	17	<1	34	1
		2013	68	21	<1	33	2	
		2014	76	15	<1	32	2	
		2015	74	7	<1	31	1	
		2016	75	7	<1	32	1	
		2017	80	1	<1	31	2	

Die nachfolgende Abbildung 7-1 zeigt die historische Entwicklung der Biokraftstoffnutzung in Deutschland seit 1994.

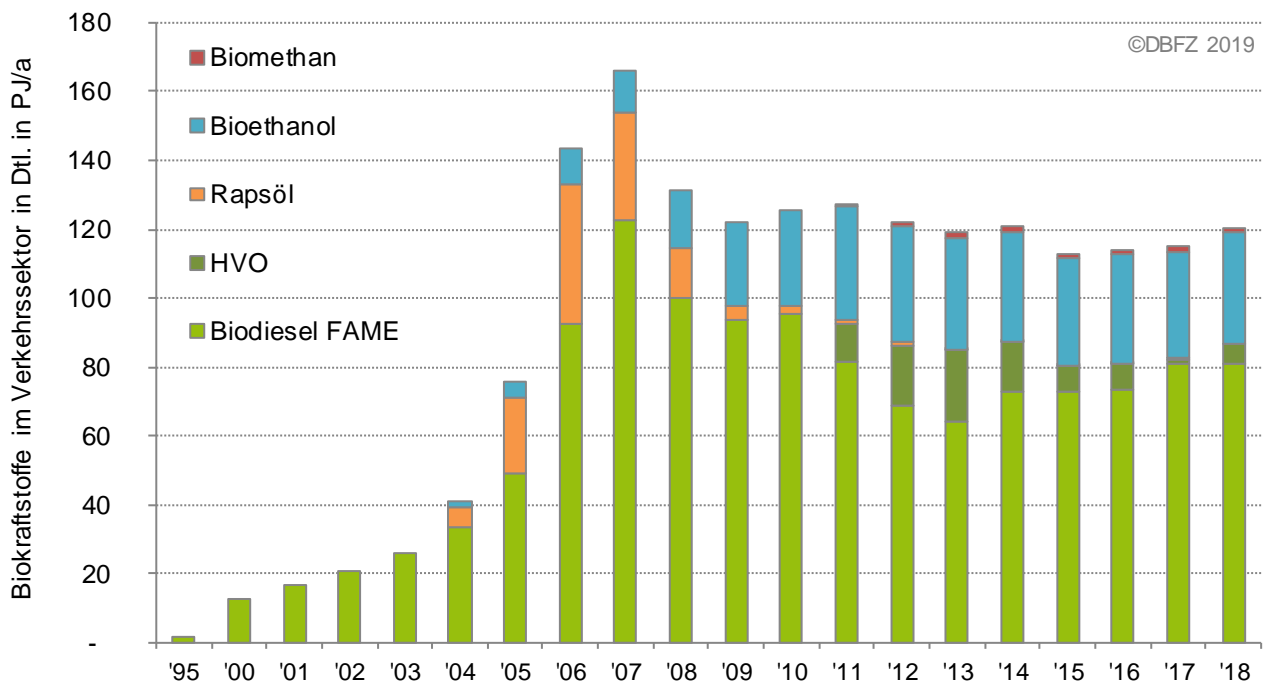


Abbildung 7-1 Biokraftstoffnutzung in Deutschland 1994–2017 (DBFZ auf Basis von BAFA 2019; BLE 2014, 2015a, 2018; BMF 2007; Radke 2014; © DBFZ), HVO und Biomethan 2018: vorläufige Schätzung

In Kapitel 3.1.3 Aktueller Stand Deutschland und Abbildung 3-2 sind diese Mengen der aktuellen und bis 2020 zu erwartenden Erreichung der nationalen Vorgaben durch die THG-Quote und der europäischen Ziele der RED und der FQD gegenübergestellt.

Biokraftstoffnutzung in Europa

Die in der Europäischen Union genutzte Biokraftstoffmenge hat sich in den vergangenen Jahren nicht signifikant verändert, sie bewegte sich in den Jahren 2010 bis 2016 zwischen 500 und 600 PJ/a. Seit 2017 nimmt sie zu. Dabei werden etwa 80 % Dieselsubstitute FAME und HVO und etwa 20 % Bioethanol als Benzinsubstitut eingesetzt. Der Anteil von HVO am genutzten Biodiesel ist auf inzwischen etwa 20 % gestiegen (Abbildung 7-2) (F.O. Licht 2018b), der verbleibende FAME-Anteil wird inzwischen zu einem großen Anteil auf Basis von Abfall- und Reststoffen bereitgestellt (vgl. Kapitel 0).

Gemessen am Gesamtenergiebedarf von etwa 15,3 EJ im Verkehrssektor der Europäischen Union 2016 (Kapitel 7.1.2) werden etwa 3,9 % durch Biokraftstoffe abgedeckt. Bezogen auf den Straßen- und Schienenverkehr sind es etwa 4,8 %. Aufgrund der aktuell steigenden Biokraftstoffmenge wird dieser relative Anteil wahrscheinlich in 2018/19 zunehmen. Die Erreichung des RED Ziels von 10 % erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 bleibt jedoch trotz mehrfacher Anrechnung ausgewählter Optionen fraglich.

Die globale Biokraftstoffnutzung entspricht etwa der globalen Biokraftstoffproduktion von 3,1 EJ in 2014 und 2015. Aufgrund schwankender Lagerbestände kann es zu leichten Verschiebungen zwischen den Kalenderjahren kommen.

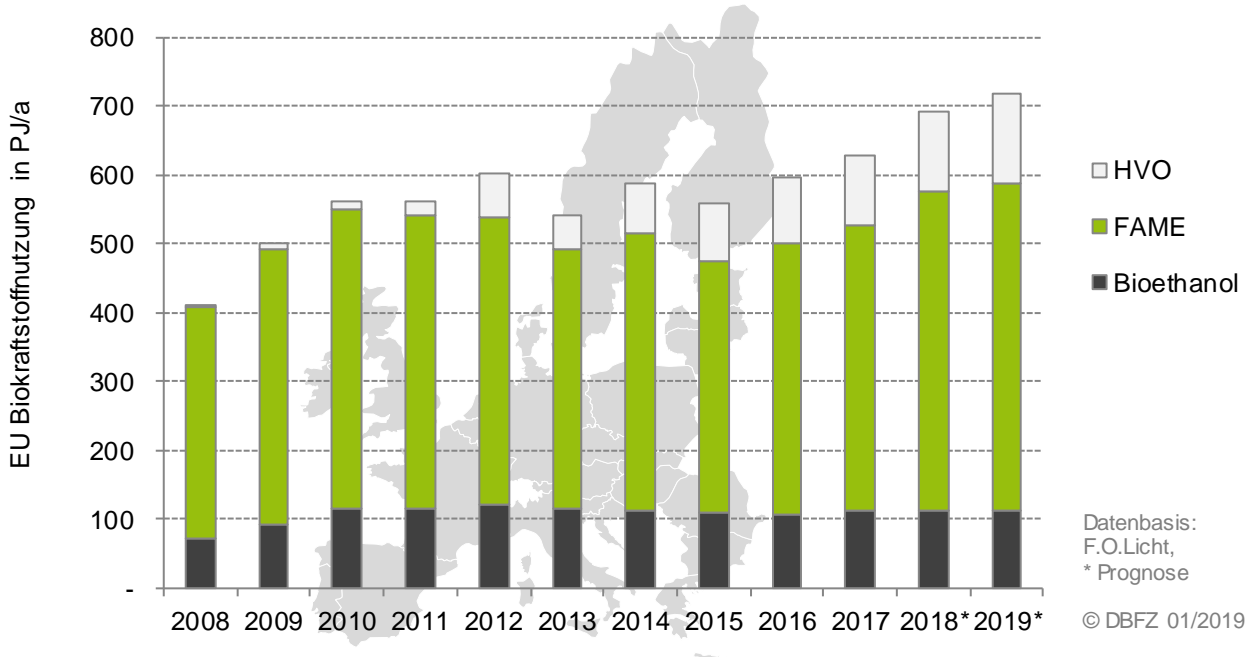
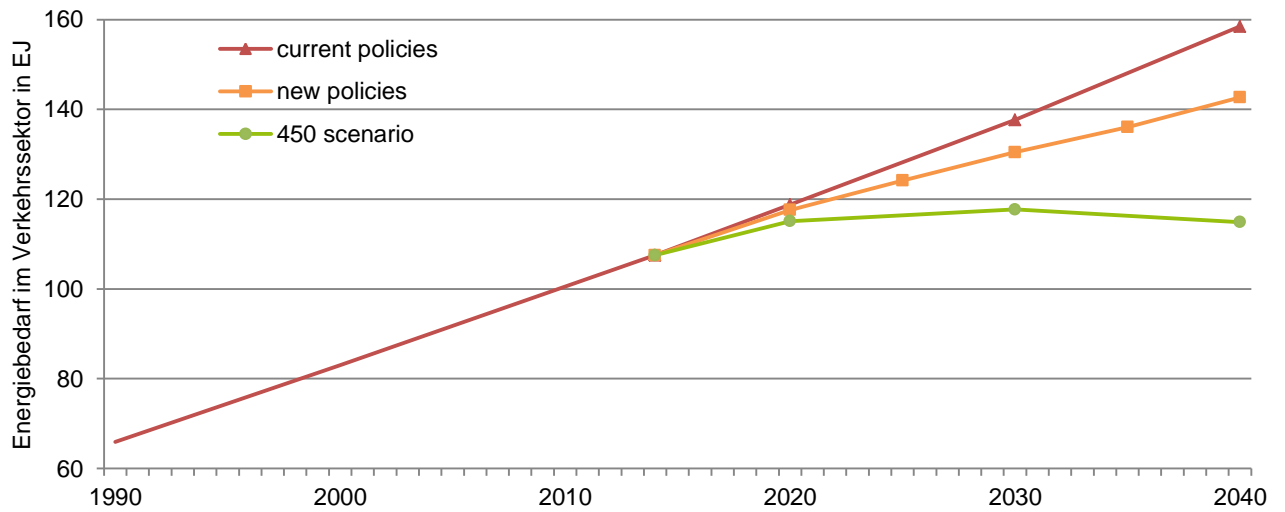


Abbildung 7-2 Biokraftstoffnutzung in der Europäischen Union 2008–2019 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b; © DBFZ)

7.1.2 Energiebedarf im Verkehrssektor

Weltweiter Energiebedarf

Der weltweite Energiebedarf im Verkehrssektor ist von 1990 bis 2014 um mehr als 60 % auf 2.568 Mtoe (107 EJ) gestiegen. Bei Fortsetzung der derzeitigen Politik (current policies) ist mit einer gleichbleibenden Steigerung des Energiebedarfs im Verkehrssektor zu rechnen. Dieser würde sich von 1990 bis 2030 mehr als verdoppeln und ein Niveau von 138 EJ erreichen, bis 2040 sogar 158 EJ. In Abhängigkeit von veränderten politischen Rahmenbedingungen kann diese Steigerung auch weniger steil verlaufen und in 2040 ein Energiebedarf von 143 EJ (new policies) oder 115 EJ (450 scenario) im Verkehrssektor erreicht werden, siehe Abbildung 7-3. (IEA/OECD 2015)



Datenbasis: IEA, World Energy Outlook 2015

© DBFZ 08/2016

Abbildung 7-3 Weltweiter Energiebedarf im Verkehrssektor, historische Entwicklung seit 1990 und perspektivisch bis 2040 (eigene Darstellung auf Basis von IEA/OECD 2015; © DBFZ)

Energiebedarf in der Europäischen Union

Der Energiebedarf im Verkehrssektor der EU ist bis 2006 auf etwa 77 EJ (Eurostat 2019) gestiegen und nimmt seitdem leicht ab. Die Europäische Union erwartet mit etwa 15,3 EJ für das Jahr 2050 einen vergleichbaren Energiebedarf im Verkehrssektor wie im Jahr 2015. Inwiefern dieser im Referenzszenario 2013 (Capros et al. 2013) für 2050 ausgewiesene Gesamtbedarf (Abbildung 7-4) noch reduziert sowie der Anteil von 8 % Biokraftstoffen, auch mit Blick auf weitere Optionen erneuerbarer Energien im Verkehrssektor, noch ausgeweitet wird, hängt maßgeblich von den Maßnahmen zur Zielerreichung für 2050 ab (Kapitel 3.3: 80 bis 95 % THG-Reduktion in allen Sektoren gegenüber 1990).

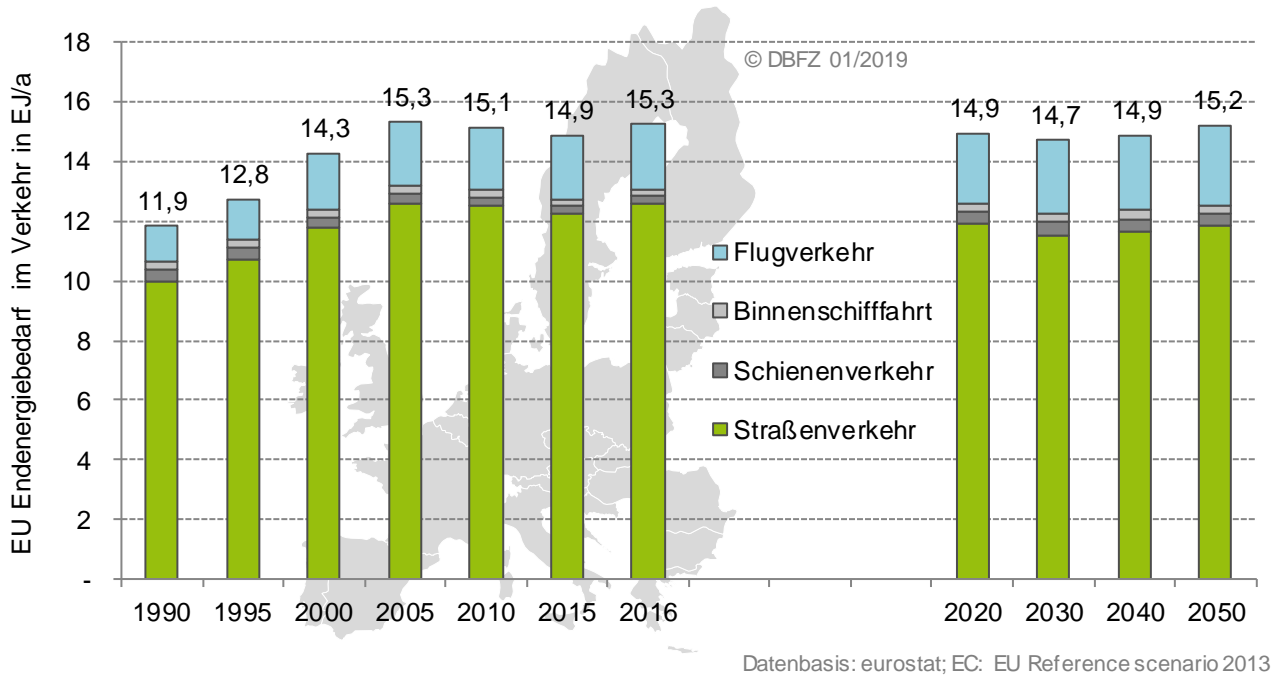


Abbildung 7-4 Energiebedarf im EU-Verkehrssektor, historische Entwicklung seit 1990 und perspektivisch bis 2050 (eigene Darstellung auf Basis von Capros et al. 2013; Eurostat 2019; © DBFZ)

Energiebedarf in Deutschland

Der Primärenergiebedarf in Deutschland lag im Jahr 2017 bei 13,6 EJ, der entsprechende Endenergieverbrauch bei 9,3 EJ. Mit 2,8 EJ gehen nahezu 30 % des Endenergieverbrauchs zu Lasten des Verkehrssektors. Wie Abbildung 7-5 zeigt, gehen davon wiederum 82 % auf den Straßenverkehr, 15 % auf den Luftverkehr und lediglich 2 % bzw. 1 % auf den Schienenverkehr und die Binnenschifffahrt. (Radke 2018)

Gegenüber dem niedrigen Energiebedarf der Binnenschifffahrt (266 Tsd.t Dieselkraftstoff) ist der Kraftstoffverbrauch mit 2,9 Mio. t in 2016 bzw. 2,3 Mio. t in 2017 in der Seeschifffahrt trotz weniger Schiffe sehr hoch. Im Schienenverkehr hat eine vergleichsweise große Fahrzeugflotte einen vergleichsweise geringen Energiebedarf, wobei der Stromanteil deutlich zunimmt und der Bedarf an Dieselkraftstoff abnimmt. (Radke 2018)

Der Gesamtbedarf an Endenergie im Verkehr war nach einer stetigen Wachstumsphase ab 2000 leicht rückläufig, seit 2010 nimmt er wiederum stetig zu. Dabei steigt vor allem der Bedarf an Dieselkraftstoff, während der Verbrauch von Ottokraftstoff seit 1990 stark gesunken ist. Der Bedarf an Flugbenzin hat sich seit 1990 verdoppelt.

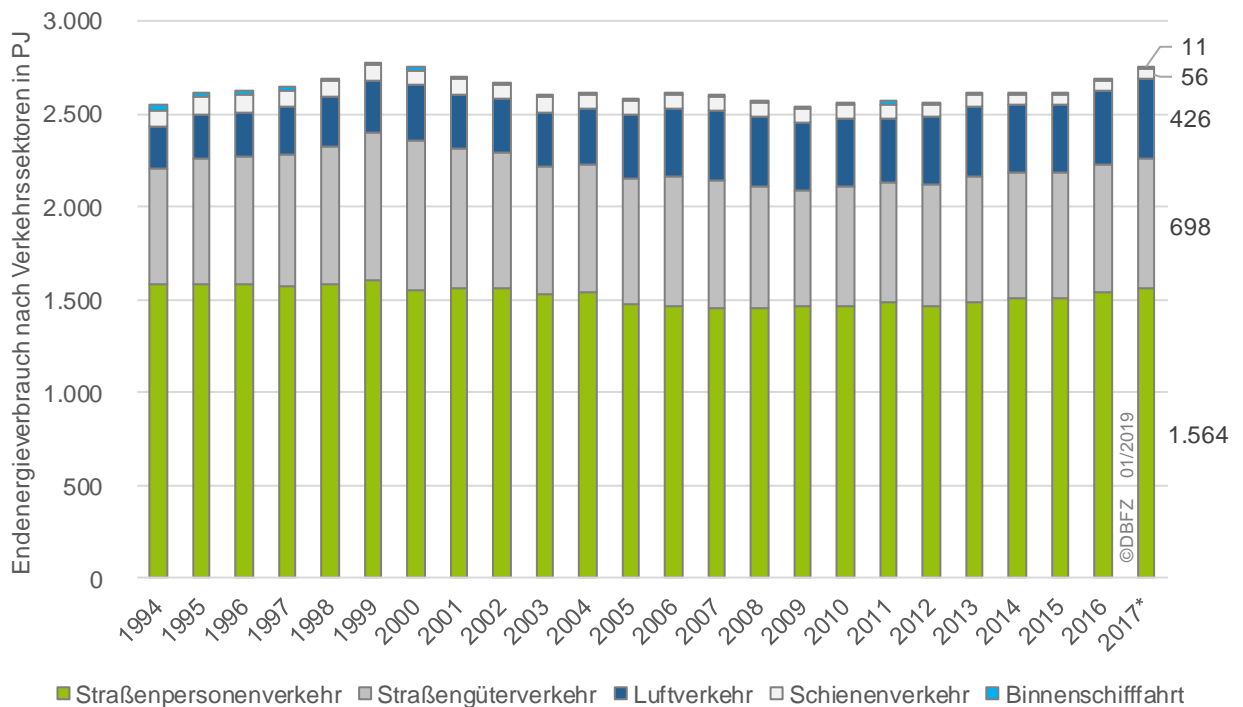


Abbildung 7-5 Entwicklung und Aufteilung des Endenergiebedarfs auf die Verkehrssektoren in Deutschland 1994 – 2017 (eigene Darstellung auf Basis von Radke 2018; © DBFZ)

7.1.3 Ausblick Bedarf erneuerbarer Kraftstoffe bis 2050

Prinzipiell sind zahlreiche erneuerbare Energieträger für die Nutzung im Verkehrssektor geeignet. Ihre Verwendung als Kraft- oder Treibstoff konkurriert jedoch sowohl mit einer potenziellen Nutzung in anderen Sektoren (z.B. Strom- und Wärmebereitstellung), als auch innerhalb des Verkehrssektors zwischen den verschiedenen Verkehrsträgern (Straße, Schiene, Wasser, Luft). Im Rahmen der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie wurde unter anderem die Studie *Erneuerbare Energien im Verkehr – Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch* erstellt. Im Kern stellt die Studie das potenzielle Angebot an erneuerbaren Energie(träger)n der potenziellen Energie(träger)nachfrage des Verkehrssektors bis 2050 gegenüber um daraus Möglichkeiten und Grenzen sowie entsprechende Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger abzuleiten. (Kreyenberg et al. 2015)

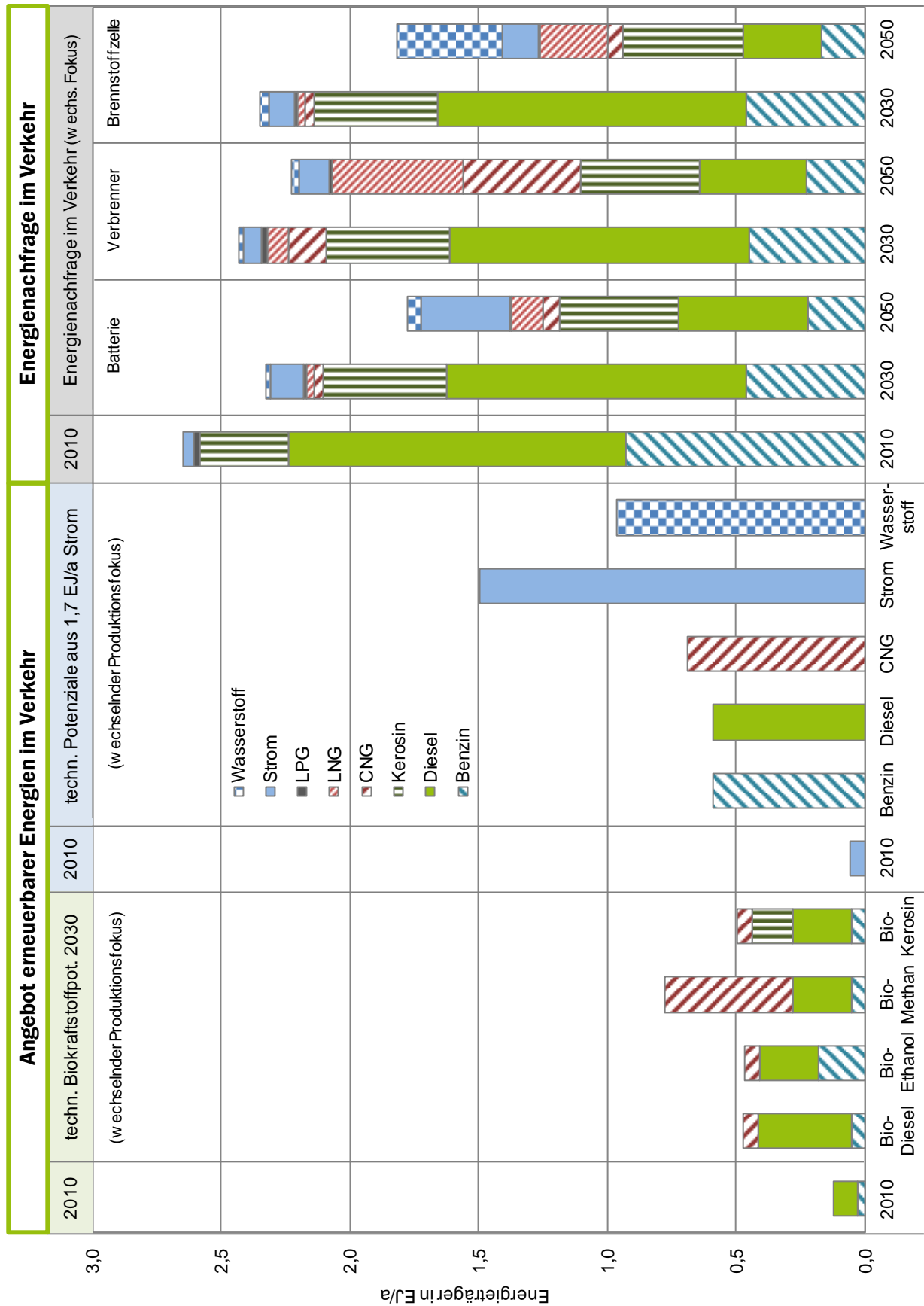


Abbildung 7-6 Kernaussagen für erneuerbare Energieträger im Verkehr bis 2050 (eigene Darstellung auf Basis von Kreyenberg et al. 2015)

Dabei gilt es sowohl angebots- als auch bedarfsseitig zahlreiche Randbedingungen zu beachten, vor allem den Zeitbedarf beispielsweise für den Aufbau der erforderlichen Produktionskapazität sowie Tank- und Ladeinfrastruktur und den nur schrittweisen Fahrzeugaustausch innerhalb des Bestandes. In Abhängigkeit davon, auf welchem Energieträger der strategische Fokus liegt, ergeben sich bis zum Jahr 2050 unterschiedliche Bedarfe. Die in Abbildung 7-7 dargestellten Potenziale sind dabei ebenso wie die Bedarfsszenarien *Batterie*, *Verbrenner* und *Brennstoffzelle* als „entweder-oder“ Optionen zu verstehen. Dabei wird deutlich, dass:

- der Bedarf auch bei einer Fokussierung auf zu favorisierende Kraftstoffoptionen immer ein Kraftstoffmix sein wird;
- weder das biobasierte noch das (erneuerbare) strombasierte Kraftstoffpotenzial allein ausreichend ist, um den langfristigen Bedarf zu decken;
- für eine langfristige und wirkungsvolle Implementierung alternativer Energieträger und Antriebstechnologien frühzeitige Maßnahmen für den Systemwechsel ergriffen werden müssen.

Verbunden mit diesem Systemwechsel hinsichtlich der Energieversorgung im Verkehrssektor sollten begleitende Maßnahmen zur Reduktion des Gesamtenergiebedarfs ergriffen werden.



Datenbasis: DLR, ifeu, DBFZ, LBST: MKS | Erneuerbare Energien im Verkehr, 2015

Abbildung 7-7 Entwicklungspotenziale für Angebot und Nachfrage erneuerbarer Energieträger im Verkehr bis 2050 (geänderte Darstellung auf Basis von Kreyenberg et al. 2015)

Exkurs Flugverkehr

Die Flugverkehrsbranche wird vielfach als zukünftiger Kernmarkt für erneuerbare flüssige Energieträger gesehen. Bisher fehlen hier allerdings verbindliche Vorgaben seitens der Gesetzgebung. Die Flugbranche hat sich im Rahmen einiger Selbstverpflichtungen dem Klimaschutz angenommen. Die Ziele der IATA sowie von aireg sind in Abbildung 7-8 veranschaulicht. Vor allem das Ziel der IATA, trotz steigendem Flugverkehr und damit steigendem Energiebedarf bis 2050 die Emissionen zu halbieren, kann als äußerst ambitioniert betrachtet werden.

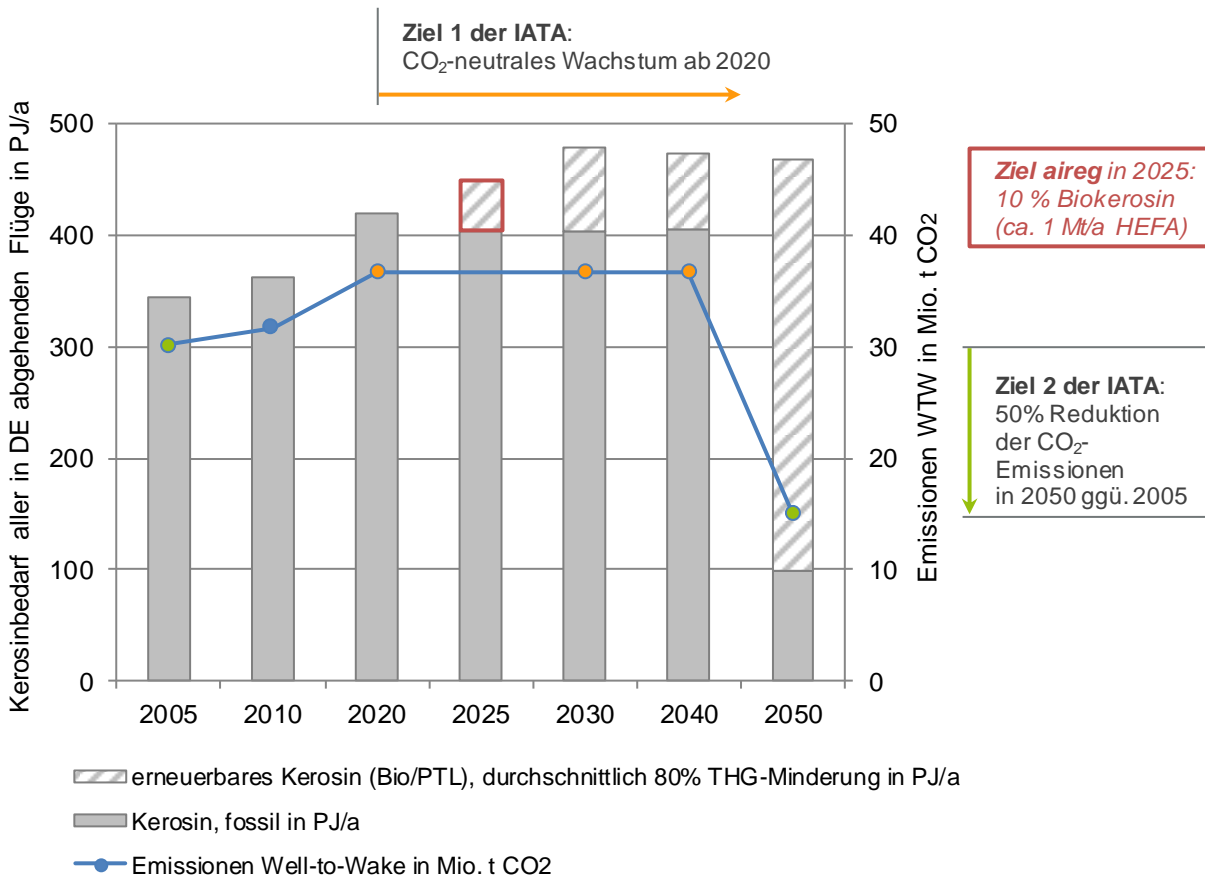


Abbildung 7-8 Selbstverpflichtung der Flugverkehrsbranche und daraus resultierender Bedarf an erneuerbaren Energieträgern bis 2050 (Naumann und Müller-Langer 2016; © DBFZ)

7.2 Motorische Nutzung von Biokraftstoffen

7.2.1 Chancen und Risiken

Biokraftstoffe vermeiden gegenüber fossilen Energieträgern Treibhausgasemissionen und schonen fossile Ressourcen. Sie verringern die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern und schaffen Arbeitsplätze sowie Wertschöpfung im Inland – überwiegend im ländlichen Raum. Häufig fallen zudem bei der Biokraftstoffproduktion Koppelprodukte an, die im Sinne einer Bioökonomie als Nahrungs- und Futtermittel oder auch als Chemierohstoff in regionale Stoff- und Energiekreisläufe eingebunden sind. Das Po-

tenzial von biogenen Rohstoffen für eine energetische als auch stoffliche Nutzung ist aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit nicht endlos. Biogene Rohstoffe müssen daher gezielt, energieeffizient und unter Berücksichtigung vorteilhafter Eigenschaften und Auswirkungen (Zusatznutzen) eingesetzt werden. Daher gilt für die Energiewende im Mobilitätssektor erstens unnötige Verkehre zu vermeiden, zweitens Verkehre mit hohem Treibhausgasausstoß auf Verkehre mit geringen Treibhausgasemissionen zu verlagern und drittens fossile Energieträger durch erneuerbare, energieeffiziente und treibhausgasemissionsarme Energieträger zu ersetzen. Unter diesen Voraussetzungen können und müssen Biokraftstoffe im Mix mit anderen Energieträgern wie zum Beispiel Power-to-X (gasförmige oder flüssige Energieträger, die unter Verwendung erneuerbaren Stroms erzeugt werden) sowie mit elektrischen Antriebskonzepten (batterieelektrisch oder Brennstoffzelle) ihren Beitrag zum Klimaschutz im Mobilitätssektor leisten.

Bei der Erzeugung von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse treten Flächenkonkurrenzen unter anderem mit der Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln sowie Rohstoffen für die stoffliche Nutzung, aber auch mit Naturschutzflächen, Erholungsflächen oder Flächen für den Straßen-, Gewerbe- und Siedlungsbau auf. Ein sorgfältiger Umgang mit den zur Verfügung stehenden Ressourcen sowohl für Nahrungs-, Konsum- als auch Energiezwecke ist daher zwingend erforderlich. Eine umweltverträgliche Rohstoffproduktion erfolgt in der Land- und Forstwirtschaft in Europa nach guter fachlicher Praxis und wird durch einschlägige Gesetze und Verordnungen (Naturschutzgesetze, Düngerverordnung etc.) begleitet. Die nachhaltige Erzeugung speziell von Biokraftstoffen aber auch ein garantiertes Maß an Treibhausgasreduzierung regelt die Neufassung der RED, nämlich die EU Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Richtlinie (EU) 2018/2001 2018) bzw. die nationale *Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung* (Biokraft-NachV 2009) sowie deren Nachfolgeregelungen. Den sicheren motorischen Betrieb und die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten garantieren die Hersteller von Fahrzeugen sowie mobilen Maschinen und Geräten, indem sie die Verwendung bestimmter Kraftstoffe in den entsprechenden Fahrzeugen zulassen.

7.2.2 Biokraftstoffe als Kraftstoffblends

Für das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen stehen zwei Wege offen: Die Herstellung und Vermarktung von Mischkraftstoffen aus biogenen und fossilen Komponenten oder von biogenen Reinkraftstoffen.

Mischkraftstoffe aus biogenen und fossilen Komponenten haben den Vorteil, dass eine unkomplizierte flächendeckende Vermarktung mit der bestehenden Verteil- und Tankstelleninfrastruktur erreicht werden kann, sofern sie die Kraftstoffnorm, für die das Fahrzeug freigegeben wurde, erfüllen (z. B. B7 über die DIN EN 590 sowie E5 oder E10 über die DIN EN 228). Aufgrund der erforderlichen Kompatibilität des Kraftstoffs mit dem Motorsystem des Fahrzeugs, sind die erneuerbaren Anteile aber häufig auf ein geringes Niveau begrenzt. Insbesondere im Hinblick auf den Altfahrzeugbestand ist es nicht möglich, den Blendanteil von zum Beispiel Biodiesel und Ethanol in den Diesel- und Ottokraftstoff-Hauptsorten beliebig zu erhöhen.

Werden höhere Anteile biogener Komponenten angestrebt (z. B. E20, B20 oder B30), müssen die Fahrzeuge entsprechende Freigaben aufweisen, die nicht nur die Materialverträglichkeit kraftstoffführender Bauteile berücksichtigen, sondern auch den Einfluss auf das Motorenöl und die Abgasnachbehandlungssysteme sowie ein einwandfreies Verbrennungs- und Emissionsverhalten gewährleisten. Darüber hinaus muss auch die Verteil- und Betankungsinfrastruktur für die höheren Anteile biogener Komponenten geeignet und zugelassen sein.

Mischkraftstoffe verfügen meist nicht mehr über die günstigen umweltfreundlichen Eigenschaften der biogenen Komponenten, wie zum Beispiel eine hohe biologische Abbaubarkeit. Außerdem können vorteilhafte Eigenschaften biogener Kraftstoffe für einen effizienten und schadstoffarmen Motorbetrieb (z. B.

Gehalt an Sauerstoff) entweder gar nicht oder nur unzureichend berücksichtigt werden. Andererseits können Biokraftstoffblends auch zur Qualitätsverbesserung fossiler Kraftstoffe beitragen, z. B. Erhöhung der Schmierfähigkeit durch Biodiesel in entschwefeltem Dieselmotorkraftstoff oder Verbesserung der Zündwilligkeit durch HVO in Dieselmotorkraftstoff.

Unkritisch hinsichtlich der Verwendung in bestehenden Fahrzeugflotten zeigen sich in der Regel biogene Kraftstoffkomponenten, die von der chemischen Struktur weitestgehend identisch mit fossilen Kraftstoffen sind. Dies sind zum Beispiel paraffinische Kraftstoffbestandteile aus der Hydrierung pflanzlicher Öle oder aus einem BTL-Prozess, die als Blendkomponente in Dieselmotorkraftstoff verwendet werden sowie biogenes Methan als Mischkomponente in Erdgas. Für ein bestmögliches Verbrennungs- und Emissionsverhalten müssen Kraftstoff und Motorsystem aufeinander abgestimmt sein. Werden wechselnde Anteile verschiedener Kraftstoffe getankt, sollte die Kraftstoffzusammensetzung über eine entsprechende Sensorik erfasst und die Motorsteuerung adaptiert werden.

7.2.3 Biokraftstoffe als Reinkraftstoffe

Die Verwendung von biogenen und synthetischen Reinkraftstoffen in spezifischen Anwendungsbereichen ermöglicht einen optimierten Einsatz unter Nutzbarmachung bedeutender Vorteile (Zusatznutzen) und unter Vermeidung nachteiliger Auswirkungen. Dass mit den Reinkraftstoffen Biodiesel und Rapsölkraftstoff sowie E85 auch immer strenger werdende Emissionsanforderungen erfüllt werden können, zeigen Herstellerfreigaben für diverse Fahrzeuge und wird in verschiedenen Untersuchungen (Ettl et al. 2016; Harndorf et al. 2017; Huber et al. 2015) nachgewiesen.

Wesentliche Unterscheidungsmerkmale zwischen den jeweiligen Kraftstoffoptionen sind u. a.:

- Energiegehalt pro Volumeneinheit (bzw. Bedarf an Tankvolumen),
- lokale Emissionen (Schadstoffe und CO₂-Emissionen),
- Gefahrstoffeinordnung (entsprechend internationalem GHS-System) und
- Kälteeigenschaften.

In manchen Sektoren ist der zur Verfügung stehende Bauraum für die Bevorratung des Kraftstoffs stark limitiert, beispielsweise im Flugverkehr, bei Transportfahrzeugen für voluminöse Güter oder bei leistungsstarken Arbeitsmaschinen für den Dauereinsatz z. B. im Offroad-Bereich. Hier ist der Energiegehalt pro Volumeneinheit ein wichtiges Merkmal. Im Allgemeinen enthalten flüssige Kraftstoffe mehr Energie pro Volumeneinheit als gasförmige Kraftstoffe. Aus diesem Grund kann die Anwendung von tiefgekühltem verflüssigtem Erdgas bzw. Biomethan praktikabler sein als von komprimiertem gasförmigem Erdgas/Biomethan. Dem gegenzuhalten sind die Energieaufwendungen für die Verflüssigung des Methans, die zu einer Verschlechterung der Energiebilanz führen. Kraftstoffe mit einer hohen Energiedichte sind Kerosin (ATJ und FT-Kerosin), HVO-Diesel, FT-Benzin und FT-Diesel, Biodiesel und Pflanzenöle. Im Vergleich dazu haben andere flüssige Kraftstoffe wie Ethanol, Methanol und Oxymethylenether auf Grund des hohen Sauerstoffanteils eine deutlich reduzierte Energiedichte. Die gasförmigen Energieträger Biomethan, Wasserstoff und Dimethylether werden erst durch Komprimierung bzw. Verflüssigung als Alternative praktikabel nutzbar, jedoch auf Kosten eines erhöhten technischen Aufwandes für die Kraftstoffaufbereitung sowie das Tanksystem. Batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge benötigen auf Grund der platzintensiven und schweren Li-Ionen-Akkumulatoren nochmals mehr Platz für die Bevorratung des Energieträgers bzw. Stroms.

Lokale Emissionen sind heute in Ballungsräumen oder auch beim Einsatz von mobilen Maschinen und Geräten im Offroad-Bereich entscheidende Bewertungskriterien für Kraftstoffe. Hierbei sind insbesondere die gesetzlich reglementierten Schadstoffe, wie Stickstoffoxide, Partikelmasse und -anzahl, unverbrannte Kohlenwasserstoffe sowie Kohlenstoffmonoxid von Bedeutung. Fahrzeuge sowie mobile Maschinen und Geräte, die mit den beiden kohlenstofffreien Energieträgern Wasserstoff in Brennstoffzellen und Strom angetrieben werden, verursachen keine lokalen Schadstoffe. Sie sind deshalb in Einsatzbereichen zu bevorzugen, bei denen eine Einwirkung der Abgase auf Menschen nicht ausgeschlossen werden kann, sofern keine anderen Restriktionen einen Einsatz verhindern. Kraftstoffe für fremdgezündete Verbrennungskraftmaschinen oder auch Kraftstoffe mit einem hohen Sauerstoffanteil, darunter vor allem neu entwickelte synthetische Kraftstoffe (Oxymethylenether und Dimethylether) verbrennen in Kombination mit einem relativ einfachen Abgasnachbehandlungssystem (z. B. Dreibegekatalsator) sehr sauber. Im Gegensatz dazu benötigen die meisten selbstzündenden Dieselsubstitute aufwendige Abgasnachbehandlungssysteme (Kombination aus Oxidationskatalysator, Partikelfilter und SCR-Katalysator), um aktuelle Schadstoffgrenzwerte einhalten zu können. Im Kapitel 9.2 wird dieser Aspekt weiterführend beschrieben.

Kraftstoffe, von denen keine direkte Umweltgefährdung ausgeht, sind besonders geeignet, um in umweltsensiblen Räumen, wie Naturschutzgebieten oder auf nicht versiegelten Flächen, eingesetzt zu werden. Hier sind insbesondere Pflanzenöle und mitunter auch Biodiesel zu nennen, die eine hohe biologische Abbaubarkeit und geringe Ökotoxizität aufweisen. Andere Kraftstoffe, wie CNG, LNG und Wasserstoff gefährden zwar nicht Boden und Gewässer, besitzen aber hinsichtlich der Arbeitssicherheit ein Gefährdungspotenzial, das bestimmte Sicherheitsanforderungen an Tanksystem, Fahrzeug und Tankinfrastruktur voraussetzt. Kraftstoffe werden entsprechend der Gefahrenklassen des *Global harmonisierten Systems zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien* (GHS) gekennzeichnet. Hierzu zählen: Explosivität, Entzündbarkeit, Gase unter Druck, Ätzwirkung auf Haut, schwere Augenschädigung, akute Toxizität, Gesundheitsgefahren und Gewässergefährdung.

Kraftstoffsorten werden u. a. auch nach ihrer Kälteeignung unterteilt. So gibt es sowohl bei den Kraftstoffen für fremdgezündete als auch für selbstzündende Verbrennungskraftmaschinen Sommer-, Winter- und Übergangsqualitäten, die zu den jeweiligen Jahreszeiten an Tankstellen angeboten werden müssen. Bei Kraftstoffen für selbstzündende Verbrennungskraftmaschinen wird das Kälteverhalten meist über den Cold Filter Plugging Point (CFPP) (siehe Abschnitt 6.2.3) beschrieben. Dabei besitzen Kraftstoffe mit einem hohen paraffinischen Anteil an Kohlenwasserstoffen (HVO-Diesel und FT-Diesel) bessere Kälteeigenschaften als andere Kraftstoffe, wie fossiler Diesel, Biodiesel (FAME), Pflanzenölkraftstoff und Oxymethylenether (OME). Das Kälteverhalten von Biodiesel (FAME) und Pflanzenölen hängt z. B. vom verwendeten Rohstoff (Art des Pflanzenöls) ab. Im Gegensatz dazu ist bei Kraftstoffen für fremdgezündete Verbrennungskraftmaschinen der Dampfdruck ein Indikator für das Kälteverhalten. Im Winter müssen höhere Dampfdrücke ermöglicht werden als im Sommer. Das wird am Beispiel von Ethanol und Methanol dadurch erreicht, dass der Anteil von fossilem Benzin im Winter angehoben wird. Bei Wasserstoff und Strom besteht kein direkter Einfluss der Temperatur auf die Eignung als Kraftstoff bzw. Antriebsenergie, allerdings vermindern tiefe Umgebungstemperaturen die Kapazitäten von Li-Ionen-Akkus mitunter deutlich.

8 Ökonomische Aspekte der Nachhaltigkeit – Preise und Kosten

8.1 Preisentwicklung von Biokraftstoffen, Rohstoffen, Koppelprodukten

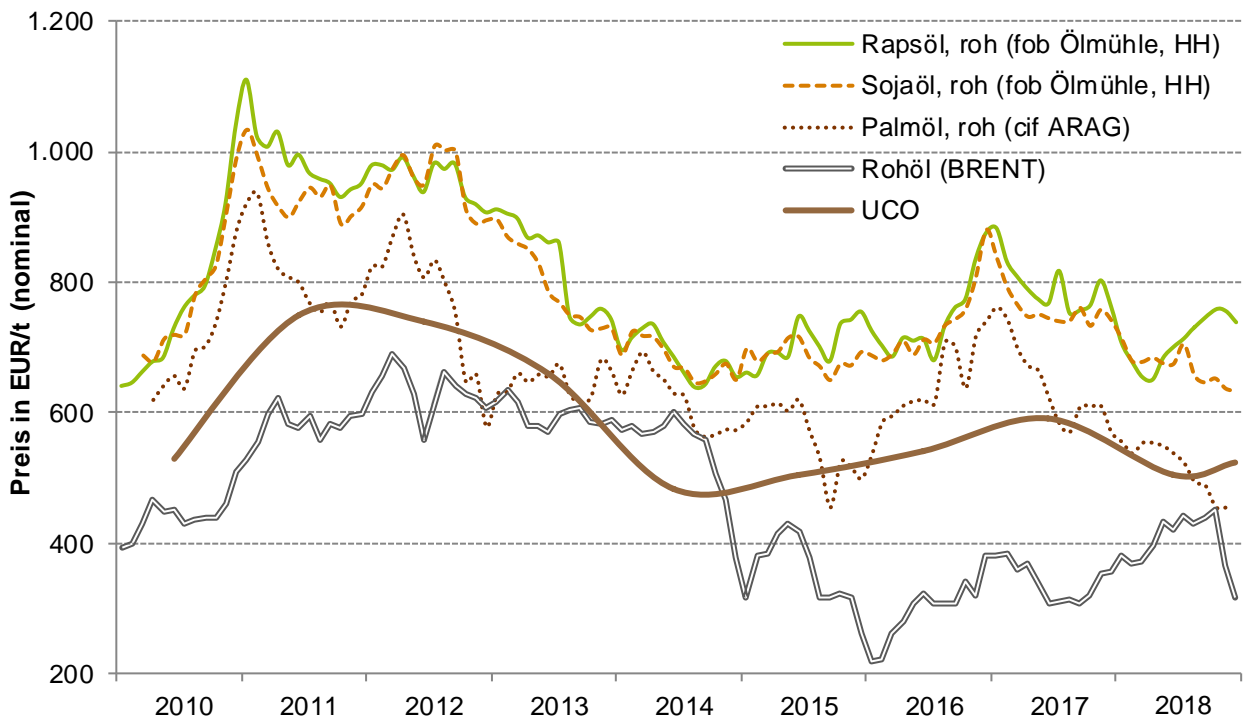
Da die Gesteungskosten von auf dem Markt befindlichen Biokraftstoffen im Regelfall stark von den Rohstoffkosten abhängig sind und besonders bei der Produktion in großtechnischen Anlagen 80 bis 90 % der gesamten Kosten verursachen können, wird im Folgenden kurz auf die Entwicklung ausgewählter Rohstoff- und Produktpreise eingegangen.

Die Preise für Agrarrohstoffe sind sehr volatil. Die zeitlichen Schwankungen und regionalen Unterschiede resultieren u. a. einerseits aus einem schwankenden Angebot (z. B. bedingt durch starke/schwache Ertragsjahre), andererseits sind sie auch bedingt durch die unterschiedliche Nachfrageintensität der Nutzungssektoren (v. a. Nahrungsmittel, Futtermittel, Energie).

8.1.1 Biodiesel

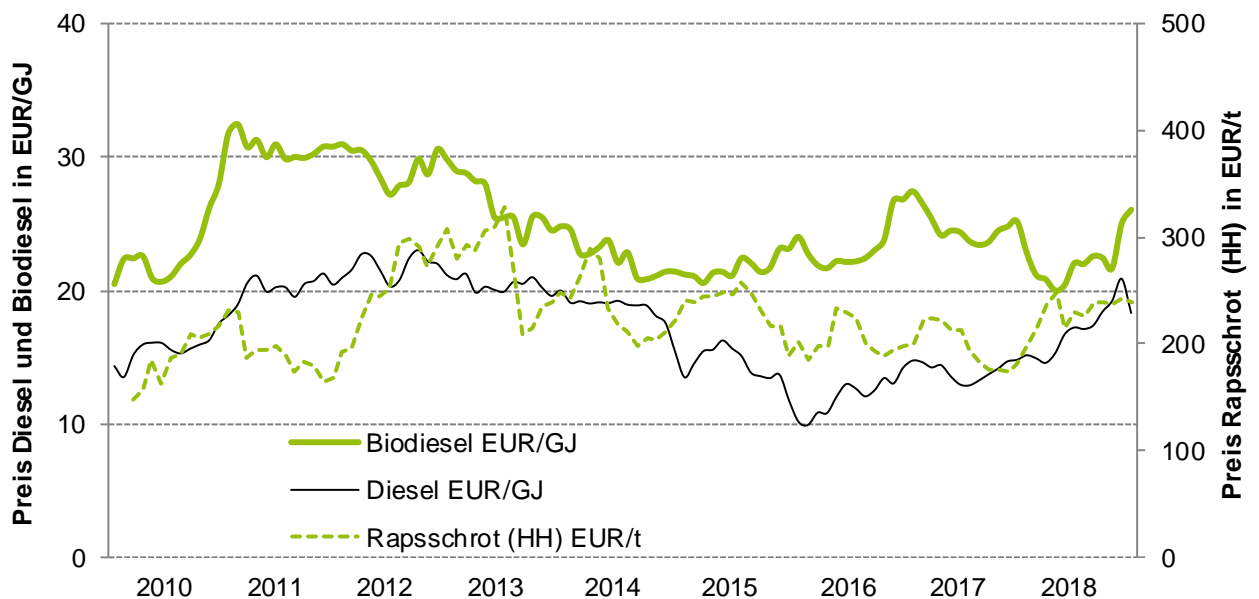
Pflanzenöl als ein Hauptrohstoff für die Produktion von Biodiesel (FAME) und HVO/HEFA, unterlag in den letzten Jahren deutlichen Preisschwankungen. Die nominale, also nicht inflationsbereinigte, Preisentwicklungen der für die zur Biodieselproduktion eingesetzten Pflanzenöle Raps-, Soja-, Palmöl sowie Alt-speiseöl (UCO) und vergleichend für fossiles Rohöl sind in Abbildung 8-1 zusammenfassend dargestellt. Nachdem sich alle Preise im Sommer 2014 sehr stark angenähert hatten (massebezogen in EUR/t), ist der Unterschied zu Raps- und Sojaöl infolge des starken Preisrückgangs für fossiles Rohöl wieder stark gestiegen. Kostete Raps- bzw. Sojaöl von Ende 2011 bis 2012 noch fast 1.000 EUR/t, so hat sich, mit wenigen Ausnahmen, seit 2014 ein neuer Marktpreis im Bereich von 700 bis 800 EUR/t eingestellt. Rohes Palmöl, das günstigste betrachtete Pflanzenöl, unterliegt stärkeren Preisschwankungen und hat Ende 2018 mit ca. 455 EUR/t einen neuen Tiefstand erreicht. UCO wird derzeit noch nicht analog den Pflanzenölen als *commodity* an den Rohstoffbörsen, sondern eher bilateral gehandelt und kann daher nicht vergleichbar transparent dargestellt werden. Sein Preis hat sich jedoch in der Vergangenheit etwa auf dem Niveau von rohem Palmöl eingepegelt.

In Abbildung 8-2 sind die Großhandelspreise für Biodiesel und dessen mögliches Koppelprodukt Rapschrot sowie vergleichend für fossilen Dieselmotorkraftstoff dargestellt. Der Preis für Biodiesel bewegt sich seit Mitte 2013 im Bereich von 20 bis 25 EUR/GJ (740–925 EUR/t). Während die Differenz zwischen fossilem und Biodiesel im Sommer 2010 noch bei etwa 5 EUR/GJ lag, ist sie bis Januar 2016, in dem der Diesel mit 10 EUR/GJ einen Tiefstand erreichte, auf 14 EUR/GJ gestiegen. Infolge des kontinuierlich steigenden Dieselpreises nimmt diese Differenz aktuell wieder ab und lag im November 2018 bei 4 EUR/GJ.



Rapsöl u. Sojaöl, roh (fob Ölmühle Dtl.); Palmöl, roh (cif ARAG); Rohöl (Brent) | Daten auf Basis AMI, UFOP,finanzen.net | © DBFZ, 01/2019

Abbildung 8-1 Preisentwicklung von Raps-, Soja- und Palmöl (roh) sowie Altspeiseöl (UCO) und fossilem Rohöl von 2010–2018 (eigene Darstellung auf Basis AMI; finanzen.net 2018b; Pelkmans et al. 2014; UFOP 2019; © DBFZ)

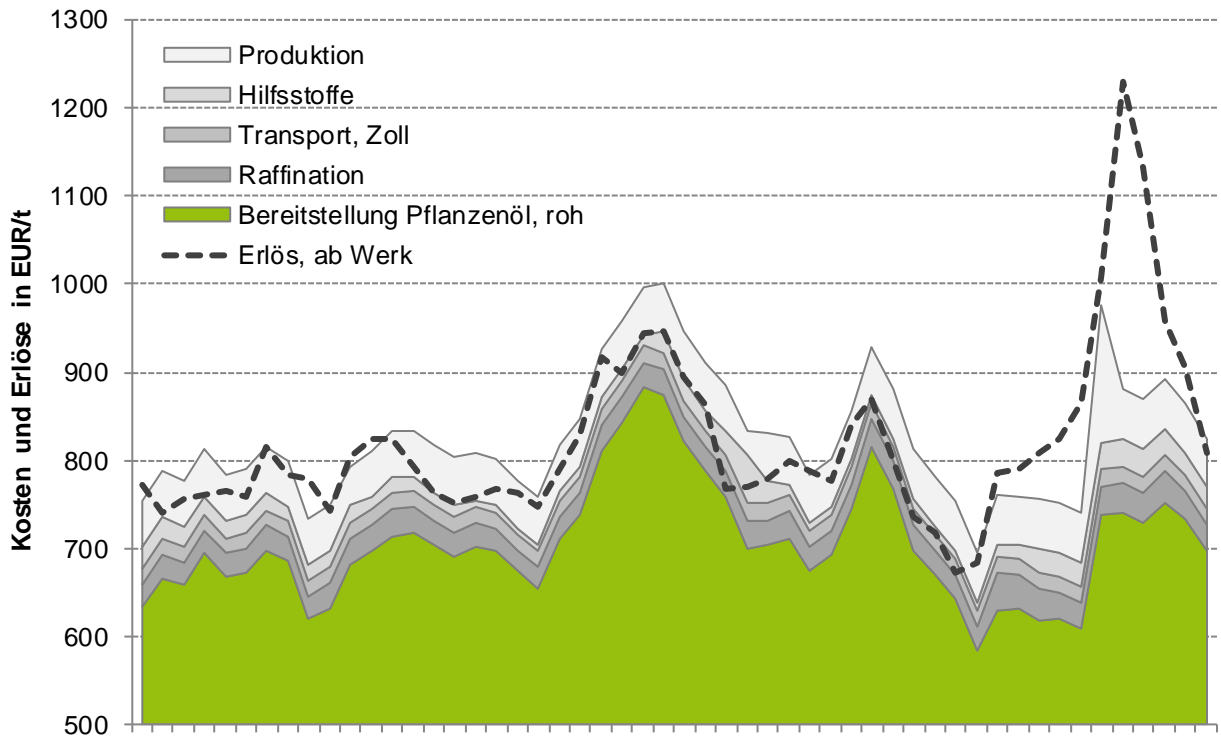


Datenbasis: AMI, MWV, UFOP

© DBFZ, 04/2019

Abbildung 8-2 Preisentwicklung von Biodiesel und fossilem Diesel (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Rapsschrot von 2010 bis Dezember 2018 (eigene Darstellung auf Basis AMI; MWV 2018; UFOP 2019; © DBFZ)

In Abbildung 8-3 sind Rohstoff- und Produktionskosten aus der Biodieselproduktion in Europa dem Erlös gegenübergestellt. Die Grafik zeigt, dass europäische Biodieselproduzenten (FAME) über einen Zeitraum von mehreren Jahren an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit gearbeitet haben. Seit Mitte 2018 ist dieser Trend nicht mehr zu erkennen. Durch stark steigende Erlöse ab Werk konnten über mehrere Monate deutliche Gewinne erzielt werden. Zu Beginn 2019 ist der Preis für Biodiesel wieder deutlich gesunken.



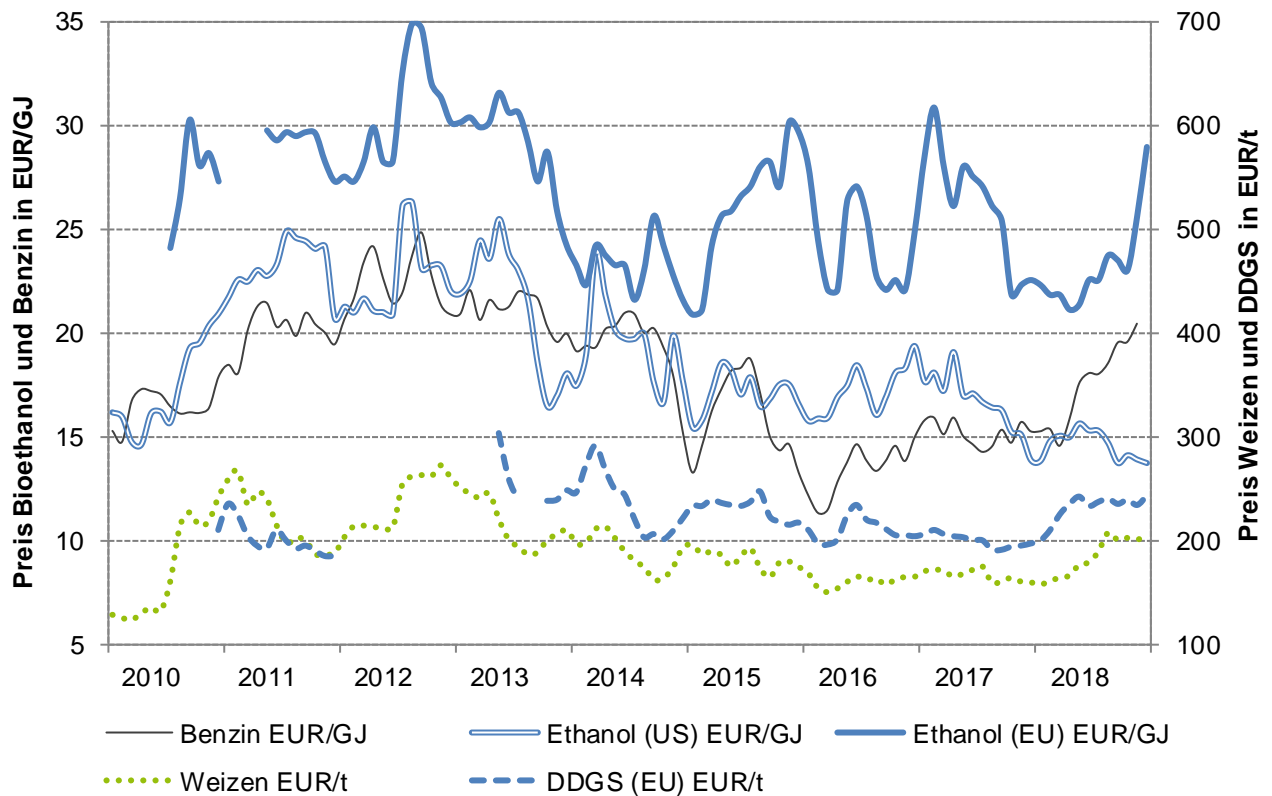
Datenbasis: F.O.Licht

© DBFZ, 04/2019

Abbildung 8-3 Wirtschaftlichkeit Biodieselproduktion (FAME) in der EU: Gegenüberstellung Kosten- und Erlösentwicklung von 2015–2019 (geänderte Darstellung auf Basis F.O. Licht 2018b; © DBFZ)

8.1.2 Bioethanol

In Abbildung 8-4 sind die Preisentwicklungen für den Rohstoff Weizen, das Nebenprodukt DDGS, Bioethanol in den USA und Europa sowie vergleichend der Preis von fossilem Ottokraftstoff bzw. Benzin zusammenfassend dargestellt. Deutlich erkennbar ist, dass der US-Preis unter dem EU-Preis für Ethanol liegt, diese Differenz war im Jahr 2014 kleiner als 4 EUR/GJ (108 EUR/t) und ist in den Folgejahren im Mittel auf 7 bis 9 EUR/GJ (189–243 EUR/t) gestiegen. Im Dezember 2018 wurde mit 15 EUR/GJ (405 EUR/t) ein Höchststand dieser Entwicklung erreicht. Die Preise von Weizen und des DDGS verlaufen überwiegend parallel, wobei der Preis des Futtermittels DDGS seit 2014 im Mittel etwa 50 EUR/t über dem Weizenpreis liegt.



Datenbasis: Ethanol (US) und Weizen: finanzen.net, Ethanol (EU) und DDGS (EU): F.O.Licht, Benzin: MWV

© DBFZ, 01/2019

Abbildung 8-4 Preisentwicklung von Bioethanol und fossilem Benzin (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Weizen und DDGS von 2010–2018 (eigene Darstellung auf Basis finanzen.net 2018a, 2018c; F.O. Licht 2018b; MWV 2018; © DBFZ)

8.1.3 Biomethan

Die erzielbaren Erlöse für Biomethan im Kraftstoffmarkt orientieren sich am Preis für Erdgas. Dieser liegt 2018 in Deutschland im Durchschnitt bei circa 0,03 EUR/kWh (ohne Erdgasnetz und Tankstelle, inkl. Energiesteuer; Eurostat 2019). Durch die nachträgliche Anrechnung von Biomethan (v. a. aus Abfall- und Reststoffen) auf das Ziel zur Treibhausgasminderung im Verkehr (Kapitel 3.1.1.2), kann ein zusätzlicher Erlös erzielt werden. Die Rahmenbedingungen bieten für Biomethan als Kraftstoff allerdings wenig Planungssicherheit. Verpflichtete entsprechend der Quote sind lediglich die Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen, weshalb zunächst vorzugsweise flüssige Biokraftstoffe wie Biodiesel (FAME) und HVO und Bioethanol zum Einsatz kommen. Biomethan wird als Beimischung im Erdgaskraftstoff eingesetzt, sein Inverkehrbringer kann (auch nachträglich) durch vertragliche Regelung die Quotenpflicht in entsprechender Höhe für einen Quotenverpflichteten übernehmen (§ 37a Abs. 6). Für diesen sogenannten Quotenhandel gilt üblicherweise das Delta zwischen Biodieselpreis und Dieselpreis als Grenzpreis.

Seit 2018 wird unter anderem⁵ CNG als THG-Minderungsoption anerkannt. In Folge dessen sinkt, bezogen auf die Treibhausgasminderung, der Mehrwert und Anreiz für Biomethan. Logische Folge dieser Entwicklung ist ein sinkender Quotenerlös.

⁵ Nach 38. BImSchV, Anlage 2: LPG (aus allen fossilen Quellen), CNG (EU-Mix), LNG (EU-Mix), Komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle (Erdgas mit Dampfreforming, Kohle), Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoff (Altkunststoff aus fossilen Rohstoffen).

8.2 Gestehungskosten erneuerbarer Kraftstoffe

Die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit einzelner Anlagen für erneuerbare (Bio-)kraftstoffe sind von vielerlei Faktoren abhängig. Ein Indikator sind die Gestehungskosten. Hinzu kommen gesetzliche Regelungen, die möglichen ökonomische Nachteile dieser Optionen mitunter ausgleichen und die Wettbewerbsfähigkeit erhöhen sollen. Hierzu zählen beispielsweise das Energiesteuergesetz, das die steuerliche Entlastung verschiedener Kraftstoffe (nunmehr vernachlässigbar für Flüssigkraftstoffe und sinkend für Biomethan) regelt(e). Einfluss hat auch die im BImSchG festgelegte Quote zur Treibhausgasvermeidung sowie die Höhe der Strafzahlungen (Pönale), die bei Nichterfüllung drohen (Kapitel 3.1).

Abbildung 8-5 zeigt die sich für die einzelnen Biokraftstoffen ergebenden Gestehungskosten. Dazu wurden mehr als 60 internationale Veröffentlichungen seit 2009 ausgewertet, die Ergebnisse jeweils unter Verwendung der Inflationsrate auf das Jahr 2018 normalisiert und vergleichend gegenübergestellt.

Abhängig vom Stand der Technik, den standortspezifischen Anlagenkonzepten und damit verbundenen Kosten für Investitionen, Edukte und Anlagenbetrieb sowie der verwendeten Methodik bei der Kostenrechnung ergeben sich teils sehr große Bandbreiten. Besonders bei Konzepten zur Produktion von Biokraftstoffen mit geringer oder fehlender Marktetablierung, die z.B. noch Technologieentwicklung betreiben, führen unterschiedliche Annahmen zu den Randbedingungen einer ökonomischen Bewertung zu großen Bandbreiten. Die Grafik gibt daher nur eine Indikation, wo einzelne Optionen hinsichtlich ihrer Gestehungskosten einzuordnen sind. In der Regel sind neben den Investitionen im Regelfall die Rohstoffkosten im Fall der biomassebasierten Anlagen und elektrischer Strom im Fall von PTL die entscheidenden Einflussgrößen.

Den Bandbereiten gegenübergestellt sind die derzeitigen Preisniveaus für Biokraftstoffe die innerhalb der THG-Quote eingesetzt werden (Kapitel 8.1) und für fossile Kraftstoffe. Ersichtlich wird, dass erneuerbare Kraftstoffe bei derzeitigen Rohstoffpreisen nur schwer bis gar nicht mit fossilen Kraftstoffen konkurrieren können und somit auch mittelfristig unter den derzeitigen ökonomischen Rahmenbedingungen und ohne staatliche Maßnahmen nur bedingt wettbewerbsfähig sind.

Die Konkurrenz der verschiedenen Biokraftstoffoptionen und Anlagenbetreiber schaffen trotz der rechtlichen Regelungen (Kapitel 3) einen Wettbewerb, wobei die günstigsten Technologien, bzw. in Deutschland jene mit den besten Treibhausgasvermeidungskosten, einen erheblichen Vorteil haben. Werden die Treibhausgasemissionen der erneuerbaren Kraftstoffe in die ökonomische Betrachtung einbezogen, verstärkt sich der positive Eindruck von Biokraftstoffen aus Reststoffen, da diese im Regelfall zu vergleichbaren oder günstigeren Gestehungskosten bereitgestellt werden, dabei aber teils deutlich niedrigere spezifische THG-Emissionen aufweisen und dadurch die Vermeidungskosten deutlich sinken. Jedoch beschränkt das begrenzte Potenzial ungenutzter Reststoffe den Gesamteffekt im Kraftstoffsektor und zugleich führt der steigende Nachfragedruck nach Reststoffen für die energetische Nutzung zu Preissteigerungen dieser Fraktionen und damit auch zu höheren Produktionskosten. Wettbewerbsfähig innerhalb einer THG-bezogenen Quote sind also in erster Linie die erneuerbaren Kraftstoffe mit geringen THG-Vermeidungskosten.

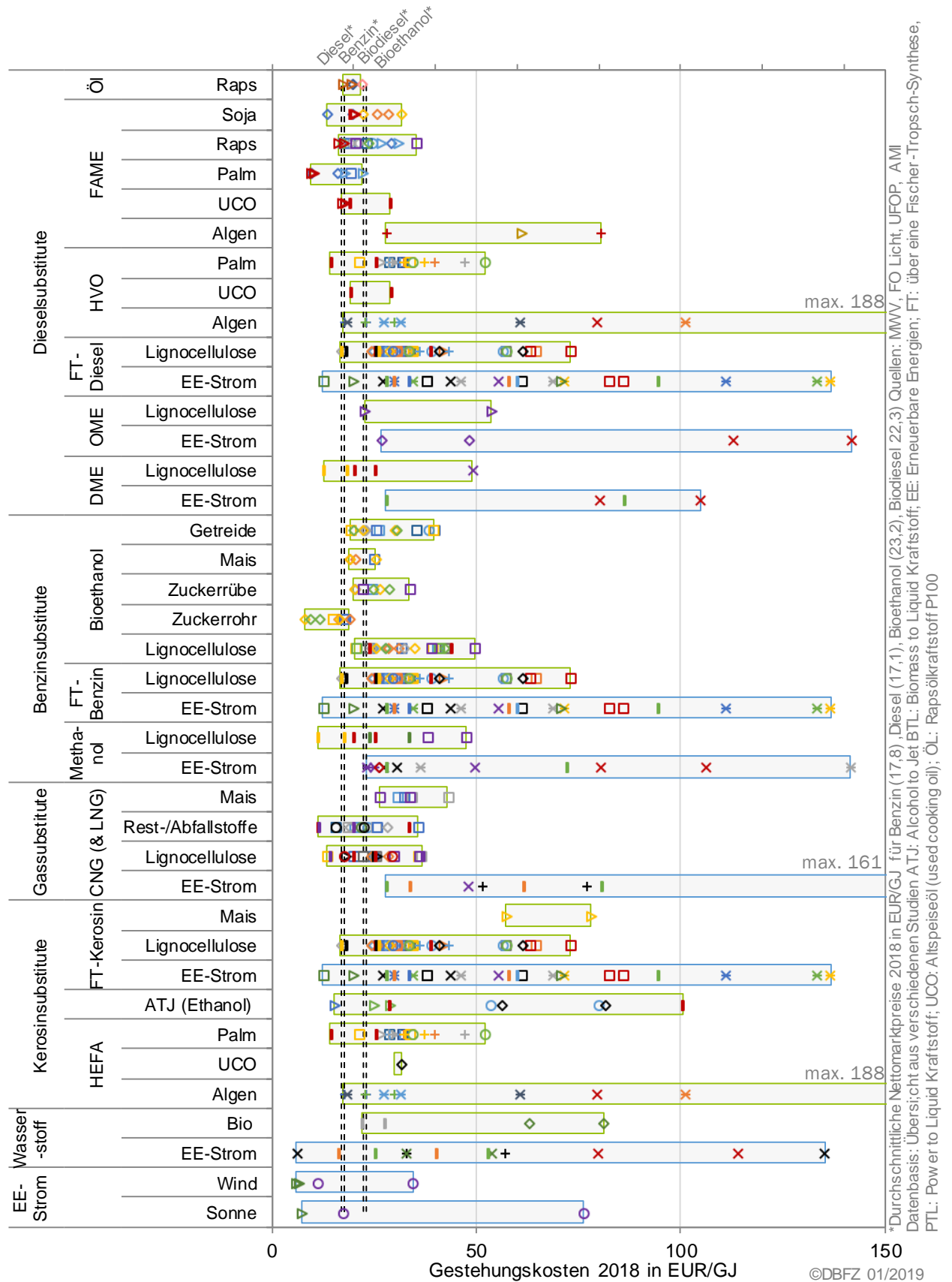


Abbildung 8-5 Bandbreiten für Gestehungskosten erneuerbarer Kraftstoffe (eigene Darstellung auf Basis diverser Studien und Veröffentlichungen; siehe Literaturverzeichnis Abbildung 8-5, © DBFZ)

9 Ökologische Aspekte der Nachhaltigkeit – Emissionen von Biokraftstoffen

9.1 Treibhausgaspotenzial erneuerbarer Kraftstoffe WTT

In Abbildung 9-1 sind aus insgesamt 94 ausgewerteten Veröffentlichungen Angaben zu THG-Emissionen von einerseits derzeit verfügbaren erneuerbaren Kraftstoffen sowie andererseits von Produktionspfaden, die derzeit noch Gegenstand von Forschung und Entwicklung sind, dargestellt. Die zum Teil extreme Streubreite der Ergebnisse ist hier sowohl auf daten- und prozessbedingte als auch auf methodische Unterschiede zurückzuführen. Prozessbedingt kann dies z. B. der Umgang mit Rest- und Abfallstoffen, die Art des Biomasseanbaus oder aber die Bereitstellung von Prozessenergie sein.

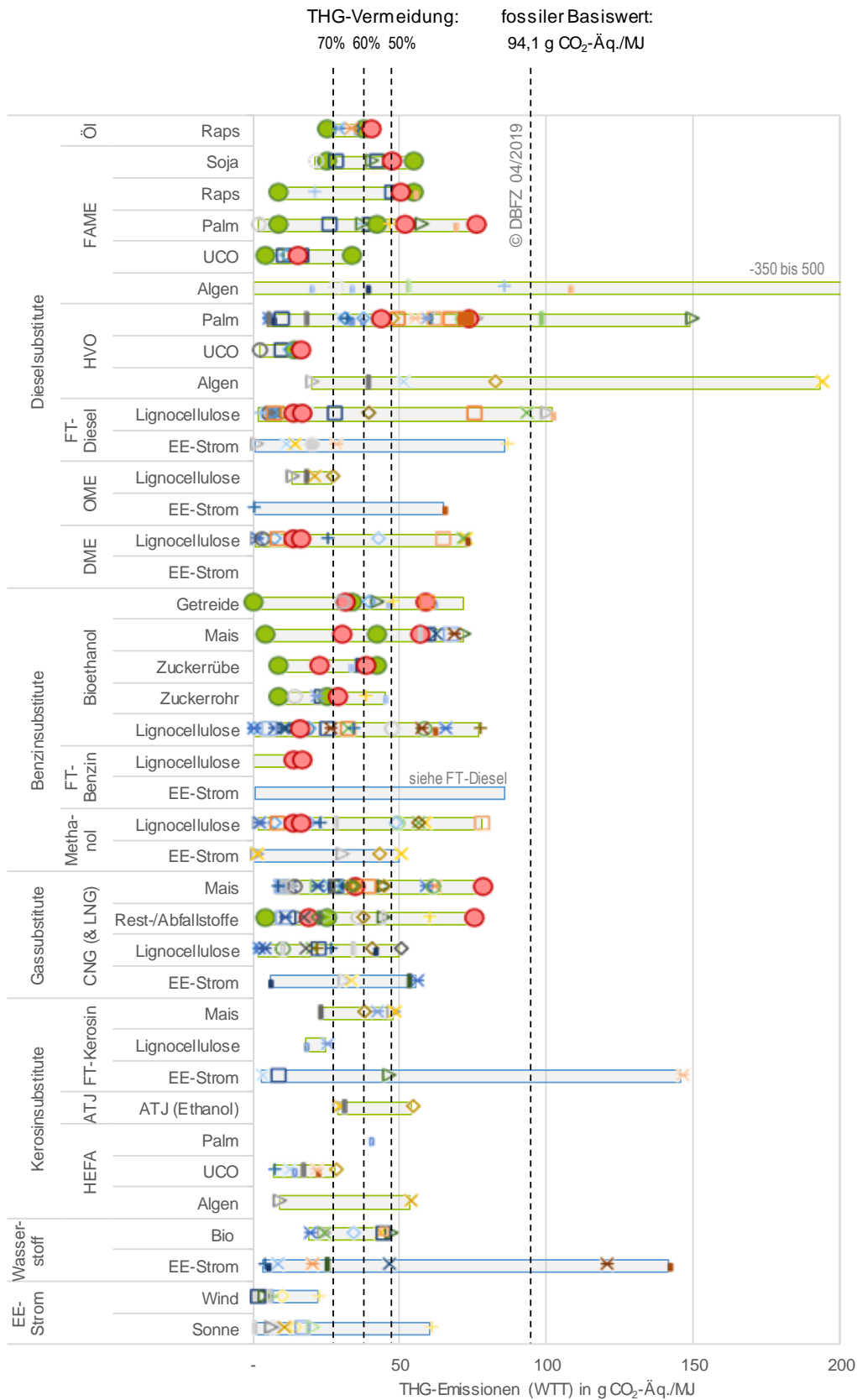
Über alle Technologien weisen insbesondere die Kraftstoffpfade eine besonders hohe Bandbreite der THG-Emissionen auf, die zur Kraftstoffproduktion Palmöl, Algen und Lignocellulose einsetzen. Ursächlich für die differenten Werte der palmölbasierten Biokraftstoffe sind zum einen Unterschiede bezüglich der Berücksichtigung der abfall- und abwasserbedingten Emissionen des Palmölmühlenbetriebes. Die offene Lagerung der Ölmühlenabwässer birgt infolge der entstehenden und frei emittierten Methangase ein wesentlich höheres Treibhausgaspotenzial als die gasdicht abgedeckte und mit einer Methanabscheidung versehene Abwasserlagerung. Wird in letzterem Fall noch das entstehende Methan einer energetischen Verwertung zugeführt, lassen sich so weitere prozessbedingte Emissionen vermeiden. Zum anderen kann der Umgang mit den leeren Fruchthüllen (empty fruit bunches) die THG-Bilanz palmölbasierter Kraftstoffe wesentlich beeinflussen. Wird dem Prozess das gängige Verfahren des Dumpings, dies bedeutet, dass die leeren Fruchthüllen unbehandelt auf die Plantagen zurückgeführt werden, unterstellt, führt dies zu deutlich höheren klimarelevanten Emissionen als die Annahme, dass die leeren Fruchthüllen einer Kompostierung zugeführt werden. Dementsprechend besteht insbesondere im Bereich der Behandlung der Rest- und Abfallstoffe bezüglich der THG-Emissionen ein nicht unerhebliches Minderungspotenzial.

Dies gilt auch für die lignocellulose-basierten Kraftstoffe. Wird beispielsweise das abgetrennte Lignin zur Deckung des prozessspezifischen Wärme- und Strombedarfs genutzt, fallen die produktionsbedingten THG-Emissionen deutlich geringer aus als im Fall der erdgasbasierten Prozessenergiebereitstellung. Die Bereitstellung von Prozessenergie über die energetische Nutzung von Braunkohle stellt sich diesbezüglich übrigens am THG intensivsten dar, was für alle Kraftstoffpfade gilt. Einen weiteren, nicht unwesentlichen Einfluss auf die THG-Bilanz hat die Art des eingesetzten Holzes. Werden z. B. zur Kraftstoffproduktion forstwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe, wie z. B. Waldrestholz, eingesetzt sind damit deutlich geringere THG-Emissionen verbunden als bei der Nutzung von Holz aus KUP. Bei Letzterem sind die Aufwendungen aus dem Biomasseanbau, in erster Linie die Bereitstellung und Anwendung von Düngemitteln und der Einsatz von fossilen Kraftstoffen in landwirtschaftlichen Maschinen für die höheren Emissionen verantwortlich. Dies gilt im Übrigen für sämtliche Anbaubiomassen. Der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen stellt sich aufgrund der nicht Berücksichtigung von Vorkettenemissionen als besonders vorteilhaft dar.

Die Emissionen algenbasierter Kraftstoffe sind unter anderem deutlich durch die Bereitstellung von Energie und Nährstoffen für die Algenproduktion gekennzeichnet. Je nach Design der verwendeten Algenreaktoren können dabei deutliche Unterschiede in der THG-Bilanz die Folge sein.

Wie erwähnt sind die Streubreiten auch auf methodische Unterschiede zurückzuführen, denn für die Bilanzierung von Treibhausgasen gibt es zwar eine Vielzahl methodischer Ansätze, häufig ist sie jedoch Teil einer umfassenden Ökobilanz. Zur Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten

Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die Methode der Ökobilanzierung ist definiert in den DIN ISO Standards 14040 und 14044 und erlaubt eine, dem definierten Ziel entsprechend dedizierte Bilanzierung mit einer Reihe von Freiheitsgraden für die zu treffenden Festlegungen und Annahmen. Diese Freiheitsgrade sind aus wissenschaftlicher Sicht eine der Stärken der Ökobilanzierung, jedoch sind die Ergebnisse aufgrund der oft unterschiedlichen Annahmen und Rahmenbedingungen schwer miteinander vergleichbar und können zu einer großen Streubreite an Ergebnissen führen.



Datenbasis: Übersicht aus diversen Studien | rote Punkte: Standardwerte RED II, grüne Punkte: Bandbreiten der THG-Bilanz der Zertifizierung 2017 (BLE) | ATJ: Alcohol to Jet, EE: Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, FT: über eine Fischer-Tropsch-Synthese, HEFA = HVO: mit Wasserstoff umgewandelte biogene Öle, Öl: Rapsölkraftstoff P100, UCO: Altispeiseöl/-fett (used cooking oil)

Abbildung 9-1 Bandbreiten der Treibhausgasvermeidung von erneuerbaren Kraftstoffen (eigene Darstellung auf Basis diverser Studien und Veröffentlichungen; siehe Literaturverzeichnis, siehe Abbildungsverzeichnis Abbildung 9-1, © DBFZ)

9.1.1 Zertifizierung von Biokraftstoffen

Die Richtlinie zur *Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen* 2009/28/EG (RED) enthält eine Reihe von Nachhaltigkeitskriterien. Diese umfassen ein erforderliches Treibhausgasminde- rungspotenzial der Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Kraftstoff (derzeit mindestens 35 %) sowie Kri- terien bezüglich nachhaltiger Landwirtschaft und dem Schutz von Lebensräumen. Der Nachweis über die Erfüllung dieser Anforderungen erfolgt im Rahmen einer Zertifizierung, welche die gesamte Bereitstel- lungskette vom Ersterfasser (z. B. Landwirt) bis zur letzten Schnittstelle (z. B. Biokraftstoffproduzent) um- fasst. Die Zertifizierung und die dabei ausgestellten Nachhaltigkeitsnachweise sind Voraussetzung für die Anrechnung der entsprechenden Biokraftstoffe auf die Quotenerfüllung (Nachweispflicht beim Inver- kehrbringer von Kraftstoffen) bzw. zur Gewährung von Steuerbegünstigungen.

Für den Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe hat die EU-Kommission inzwischen 14 Zertifizierungssysteme zugelassen (Tabelle 9-1).

Diese unterscheiden sich z. B. hinsichtlich der adressierten Kraftstoff-/Rohstoffoptionen und daher u. a. in den methodischen Ansätzen sowie hinsichtlich ihrer Prüfkriterien. Aspekte der sozialen Nachhaltigkeit werden derzeit im Rahmen der RED nicht gefordert, im Rahmen einiger Zertifizierungssysteme aber den- noch geprüft (z. B. ISCC).

Tabelle 9-1 Zugelassene Zertifizierungssysteme (Stand 01/2019; für die durchgestrichenen Systeme ist die Anerken- nung derzeit abgelaufen)

Zulassung	Zertifizierungssysteme
19.07.2011	1. ISCC (International Sustainability and Carbon Certification)
03/2017	2. Bonsucro EU
11/2017	3. RTRS EU-RED (Round Table on Responsible Soy EU-RED)
08/2016	4. RSB EU-RED (Roundtable of Sustainable Biofuels EU-RED)
08/2016	5. 2BSvs (Biomass Biofuels voluntary scheme)
	6. RBSA (Abengoa RED Bioenergy Sustainability Assurance)
	7. Greenergy (Greenergy Brazilian Bioethanol verification programme)
23.04.2012	8. Ensus voluntary scheme under RED for Ensus bioethanol production
16.07.2012	9. Red Tractor (Red Tractor Farm Assurance Combinable Crops & Sugar Beet Scheme)
24.07.2012	10. SQC (Scottish Quality Farm Assured Combinable Crops (SQC) scheme)
24.07.2012	11. Red Cert
abgelaufen 07/2017	12. NTA 8080
abgelaufen 12/2017	13. RSPO RED (Roundtable on Sustainable Palm Oil RED)
30.05.2013	14. Biograce-Treibhausgasberechnungstool
01/2014	15. HVO Renewable Diesel Scheme for Verification of Compliance with the RED sustaina- bility criteria for biofuels
03.06.2014	16. Gafta Trade Assurance Scheme

Zulassung	Zertifizierungssysteme
06/2014	17. KZR INiG System
17.09.2014	18. Trade Assurance Scheme for Combinable Crops
09/2014	19. Universal Feed Assurance Scheme

Die Bemessungsgrundlage für die Erfüllung der Biokraftstoffquote nach BImSchG (§ 37) wurde im Januar 2015 vom Energiegehalt der Kraftstoffe auf eine Verpflichtung zur Treibhausgas (THG)-Minderung umgestellt. Demnach haben Biokraftstoffe mit einem hohen THG-Minderungspotenzial innerhalb der Nachhaltigkeitszertifizierung einen Marktvorteil und dieses THG-Minderungspotenzial wird somit zum wesentlichen Wettbewerbsfaktor. (Majer et al. 2015)

Ein Blick auf die Entwicklung durchschnittlicher THG-Minderungspotenziale aus den Nachhaltigkeitsnachweisen der einzelnen Biokraftstoffoptionen von 2012 bis 2015 zeigt deutliche Steigerungen der THG-Einsparungen (Abbildung 9-3). Dies stützt die Erwartung, dass die Verwendung der Standardwerte aus dem Anhang der RED zunehmend abnimmt und vorwiegend individuell berechnete THG-Bilanzen im Rahmen der Zertifizierung erstellt werden, weil zum einen nach Umstellung der Quote höhere THG-Minderungen einen Wettbewerbsvorteil darstellen und zum anderen weil die Verwendung von Standardwerten zum Teil (Standardwert für RME) zukünftigen Zielvorgaben (50 % THG-Minderung ab 2018) nicht gerecht werden.

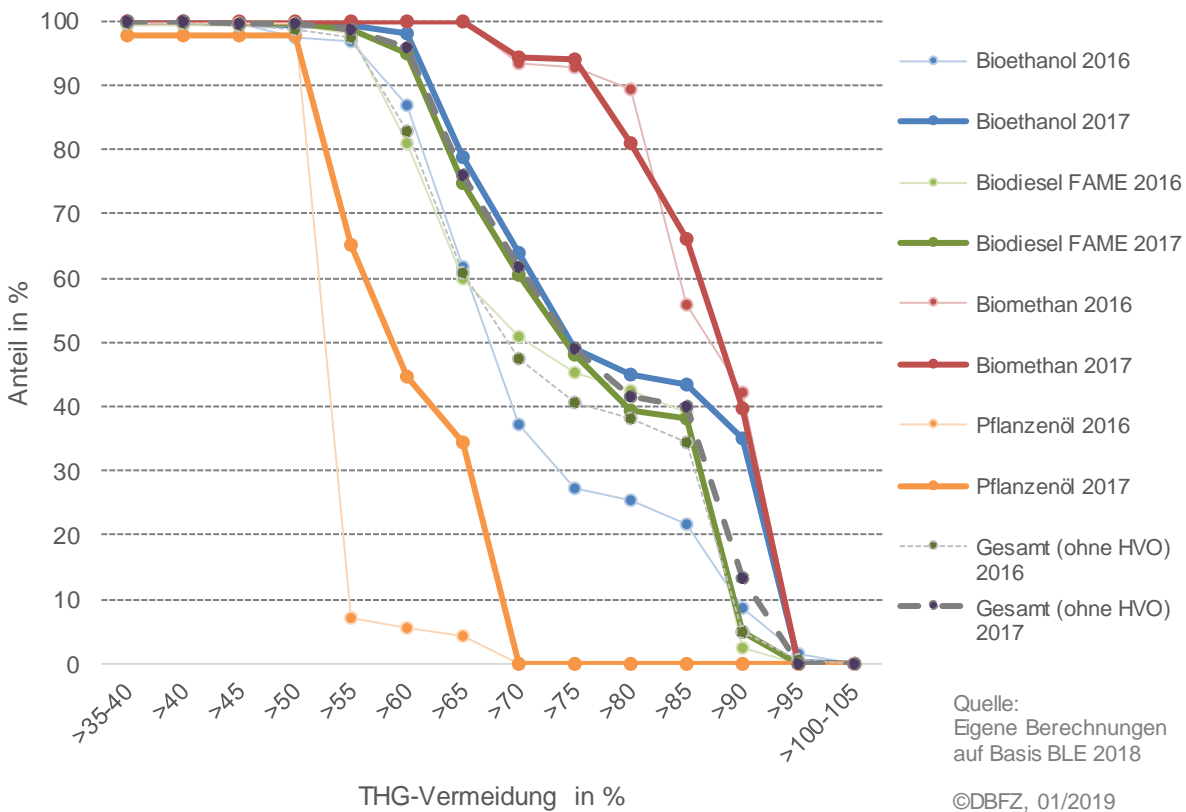


Abbildung 9-2 Anteilige spezifische THG-Vermeidung in Deutschland eingesetzter Biokraftstoffe (ohne HVO) der Jahre 2016 und 2017 in Prozent gegenüber Referenzwert von 83,8 g CO₂-Äq./MJ (eigene Darstellung auf Basis von BLE 2018, © DBFZ)

Die Nachhaltigkeitszertifizierung hat sich für den Biokraftstoffsektor seit der Einführung im Jahr 2009 etabliert und das entsprechende System wird fortlaufend weiterentwickelt. Um zu vermeiden, dass lediglich eine Umverteilung nachhaltiger Rohstoffe in den Biokraftstoffsektor stattfindet, wird eine Ausweitung der Zertifizierung, zunächst auf andere Energiesektoren, vorbereitet.

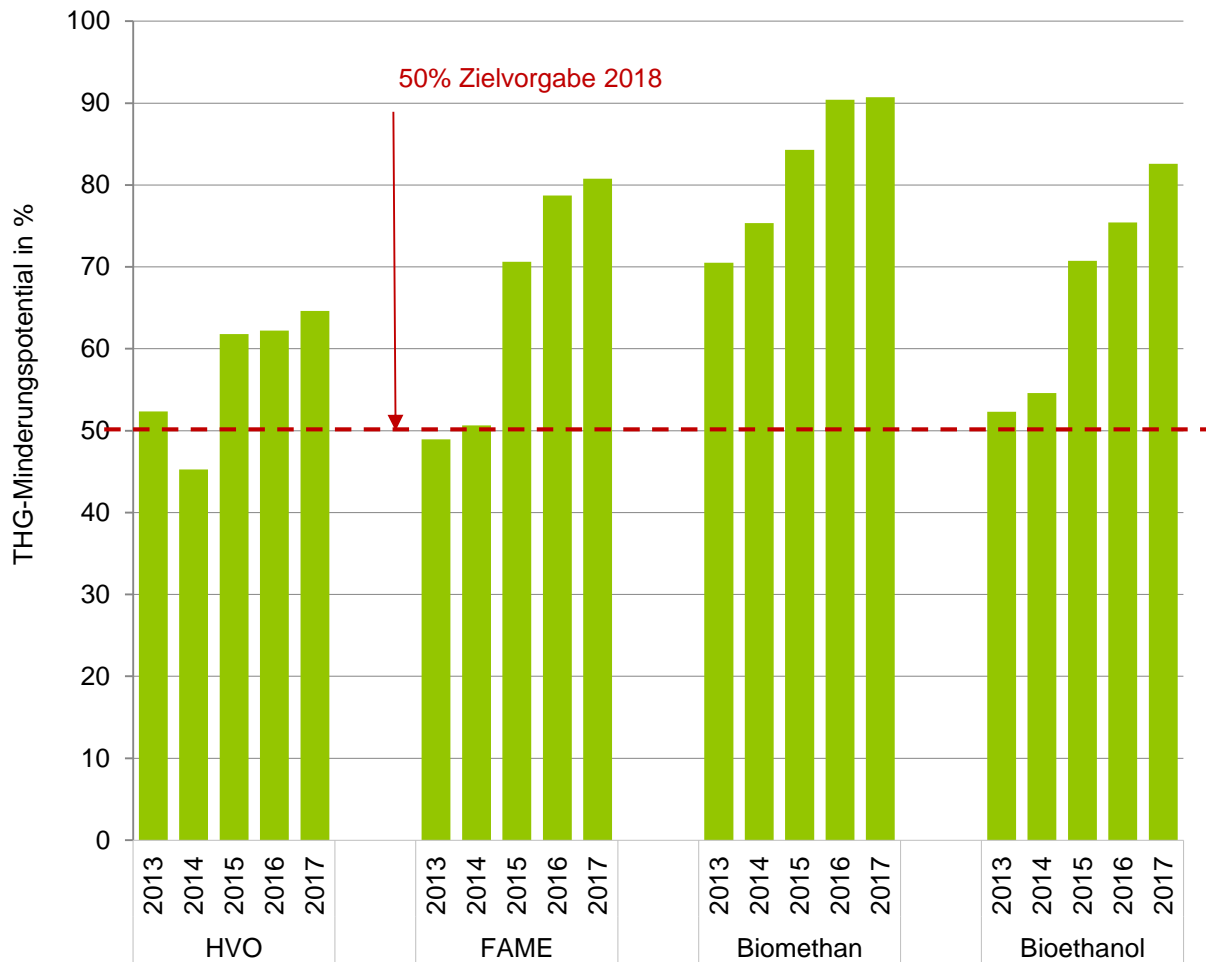


Abbildung 9-3 Durchschnittliche THG-Vermeidung der Biokraftstoffe HVO, FAME, Biomethan und Bioethanol aus den Nachhaltigkeitsnachweisen der staatlichen Datenbank NABISY der Jahre 2013–2017, angegeben in Prozent gegenüber dem in der RED definierten Referenzwert von 83,8 g CO₂-Äq./MJ (eigene Darstellung auf Basis von BLE 2015b, 2015a, 2018, © DBFZ)

9.2 Abgasemissionen beim Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe

9.2.1 Treibhausgasemissionen

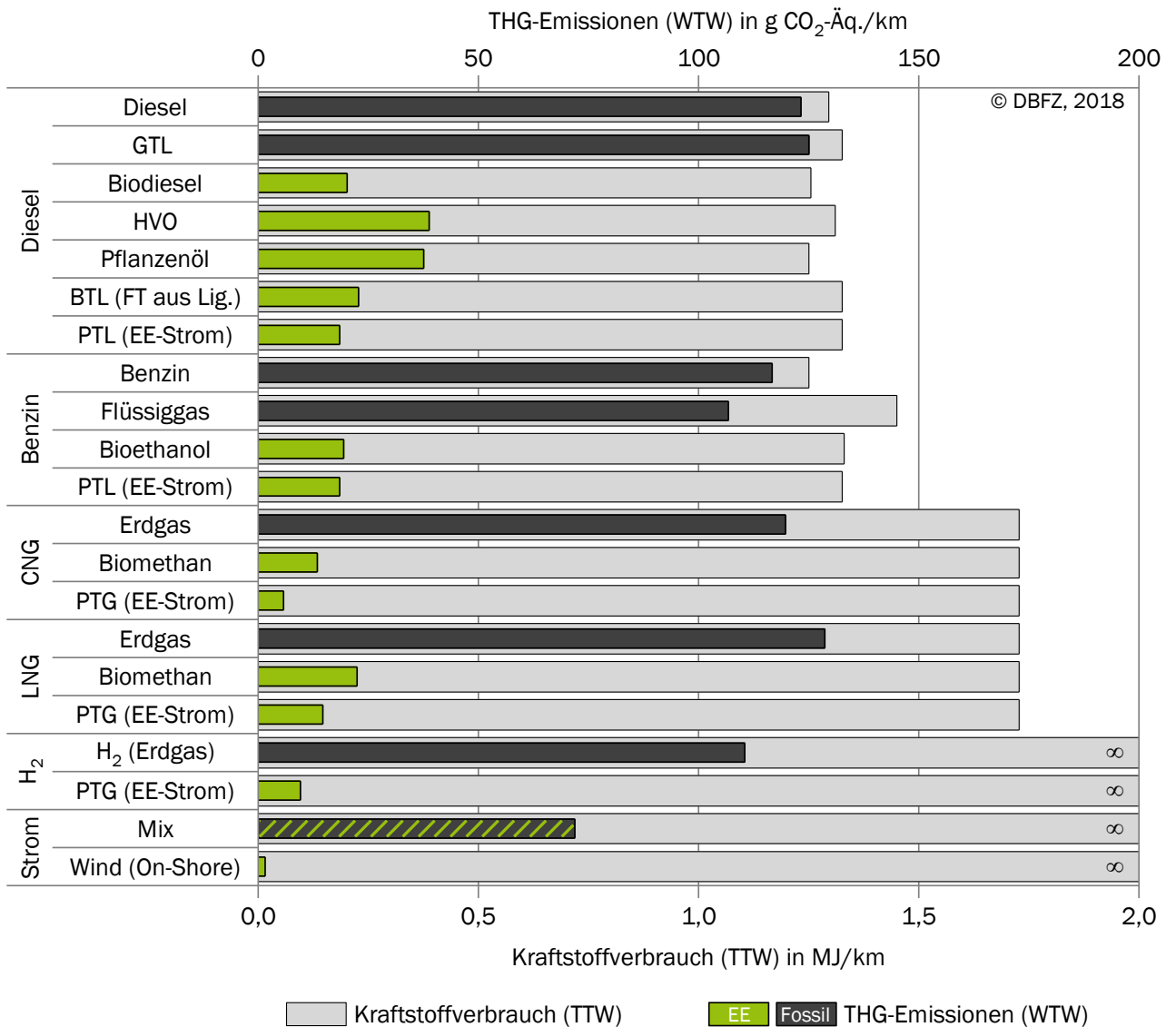
Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor können vor allem durch die Vermeidung unnötiger Verkehre, die Verlagerung von Verkehren, das kraftstoffsparende Verhalten beim Betrieb von Fahrzeugen, die Reduzierung des realen Kraftstoffverbrauchs eines Fahrzeuges, durch den Einsatz von Kraftstoffen mit einem günstigen C-H-Verhältnis und durch den Einsatz von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energiequellen reduziert werden. Erneuerbare Kraftstoffe haben dabei das Potenzial, die THG-Emissionen sowohl in der

Well-to-Tank-Balance (WTT) als auch in der Tank-to-Wheel-Balance (TTW) zu senken. In der WTT-Betrachtung ist die wichtigste Bemessungsgröße für die Nachhaltigkeit eines Kraftstoffs das THG-Minderungspotenzial relativ zu dem ersetzten fossilen Kraftstoff. (Müller-Langer et al. 2014) Dabei muss die Nachhaltigkeit eines Kraftstoffs nach den Vorgaben der RED zertifiziert werden (Kapitel 9.1 und 3.1). (Richtlinie 2009/28/EG; Richtlinie (EU) 2018/2001 2018)

Im Transportsektor (Pkw, leichte Nutzfahrzeuge) werden aktuell ausschließlich die direkten, bei der motorischen Verbrennung freigesetzten CO₂-Emissionen des Kraftstoffs bzw. Fahrzeugs betrachtet (TTW). So fordern die Verordnungen des europäischen Parlamentes Nr. 443/2009 und Nr. 333/2014 für Ende 2020 beispielsweise einen durchschnittlichen Flottenverbrauch von 95 g CO₂/km im Pkw-Sektor und 147 g CO₂/km im leichten Nutzfahrzeugsektor. (Verordnung (EU) 333/2014 2014; Verordnung (EG) 443/2009 2009) Anschließend sollen, so aktuelle Diskussionen auf europäischer Ebene, die Flottenmissionen beider Sektoren um weitere 15 % bis 2025 bzw. 37,5 % für den Pkw-Sektor und 31 % für den leichten Nutzfahrzeugsektor bis 2030 gegenüber dem Stand 2021 reduziert werden. (Europäische Kommission 2018) Erstmals sollen auch für die schweren Nutzfahrzeuge (z.B. Lkw und Busse) Emissionsobergrenzen eingeführt werden. So soll der durchschnittliche CO₂-Ausstoß um 15% bis 2025 bzw. 30% gegenüber dem Bezugsjahr 2019 reduziert werden. (COM/2018/284 2018)

Die CO₂-Emissionen eines Fahrzeuges stehen im direkten Zusammenhang mit dem spezifischen Kraftstoffverbrauch, da die bei der Verbrennung im Kraftstoff gebundenen Kohlenstoffatome schrittweise zu CO₂ oxidiert werden. In der Regel werden Kraftstoffverbräuche durch eine Effizienzsteigerung am Fahrzeug (Leichtbauweise, Reduktion Rollwiderstand usw.) oder am Motor (Downsizing, Zylinderdeaktivierung usw.) reduziert. Ebenso kann der Einsatz von Kraftstoffen mit einem günstigen C-H-Verhältnis, d.h. mit einem hohen Anteil an Wasserstoff im Verhältnis zum Kohlenstoffanteil, die CO₂-Emissionen, bei im Vergleich zum fossilen Äquivalentkraftstoff gleichen gebundenen Energiegehalt, reduzieren. So steht zum Beispiel bei der Verbrennung von 1 kg Methan (Kohlenstoffanteil 75 Masseprozent, unterer Heizwert 50 MJ/kg) im Vergleich zu Dieselmethan (Kohlenstoffanteil 86 Masseprozent, unterer Heizwert 43 MJ/kg) etwa ein Drittel mehr Energie zur Verfügung, um maximal 95 g CO₂/km freizusetzen. Kohlenstofffreie Energieträger, wie Wasserstoff oder Strom, können unbegrenzt eingesetzt werden, ohne dass CO₂ in der TTW-Balance emittiert wird. (Hinweis: Antriebsspezifische Wirkungsgrade werden hierbei nicht beachtet.).

Abbildung 9-4 Vergleich kraftstoffspezifische THG-Emissionen (WTW) und Verbrauch in MJ/km (TTW) für 95 g CO₂/km (basierend auf BLE 2018; Müller-Langer 2011; Richtlinie (EU) 2015/652 2015; Schlömer et al. 2014; UBA 2018b, © DBFZ) zeigt in der ganzheitlichen Betrachtung Well-to-Wheel (WTW), dass vor allem erneuerbare Energieträger die Treibhausgasemissionen reduzieren und damit die Dekarbonisierung des Transportsektors fördern können. Beispielsweise können CNG-Fahrzeuge bis zu 1,73 MJ Kraftstoff pro zurückgelegten Kilometer verbrauchen ohne den TTW-Grenzwert von 95 g CO₂/km zu überschreiten. In Abhängigkeit der Energiequelle ergeben sich differenzierte THG-Emissionen (WTW). So bedeuten 1,73 MJ/km (TTW) mit Erdgas als Methanquelle eine THG-Emission von ca. 120 g CO₂-Äq./km (WTW). Im Gegensatz dazu werden bei Biogas als Methanquelle nur 43 g CO₂-Äq./km (WTW) freigesetzt. Die kohlenstofffreien Energieträger Wasserstoff und Strom emittieren bei der Produktion ebenfalls Treibhausgase, so dass diese, obwohl bei TTW vernachlässigbar, in Abhängigkeit von der Energiequelle (fossil oder erneuerbar) in der ganzheitlichen WTW-Betrachtung mit ins Gewicht fallen. Flaschenhals bei deren Anwendung ist jedoch nach wie vor die erforderliche Infrastruktur für die Bereitstellung und Nutzung im Verkehrssektor. (Müller-Langer et al. 2015)



Annahmen: Kraftstoffverbrauch (TTW) basierend auf dem Kohlenstoffanteil der spezifischen Kraftstoffe unter der Voraussetzung maximal 95 g CO₂-Äq./km zu emittieren (antriebspezifische Wirkungsgrade werden nicht beachtet); THG-Emissionen (WTW) basierend auf dem Kraftstoffverbrauch (TTW) und kraftstoffspezifischen WTT-Emissionen (BLE 2018) für Biodiesel, HVO, Pflanzenöl, Bioethanol und Biomethan; (UBA 2018b) für Mix; (Richtlinie (EU) 2015/652 2015) für Diesel und 14 g CO₂-Äq./MJ für PTL (EE-Strom), GTL, Benzin, Flüssiggas, Erdgas und H₂ (Erdgas); (Schlömer et al. 2014) für Wind (On-Shore); (Müller-Langer 2011) für BTL (FT aus Lig.); Kraftstoffverbrauch für Strom und H₂ zur Berechnung der WTT-Emissionen basierend auf Stromverbrauch BEV und Wasserstoffverbrauch FCEV als Durchschnitt aktueller Herstellerangaben (BEV: 0,147 kWh/km; FCEV: 1,06 MJ/km)

Abbildung 9-4 Vergleich kraftstoffspezifische THG-Emissionen (WTW) und Verbrauch in MJ/km (TTW) für 95 g CO₂/km (basierend auf BLE 2018; Müller-Langer 2011; Richtlinie (EU) 2015/652 2015; Schlömer et al. 2014; UBA 2018b, © DBFZ)

9.2.2 Gesetzlich limitierte Emissionen

Schadstoffe, die bei der motorischen Verbrennung entstehen, haben vielfältige negative Auswirkungen auf Mensch und Umwelt, wie Schädigung der Atmungsorgane und des Herz-Kreislaufsystems, Erhöhung des Krebsrisikos, Smog etc. Die bedeutendsten gesetzlich limitierten Schadstoffkomponenten sind Stickstoffoxide (NO_x), Kohlenwasserstoffe (HC), Kohlenmonoxid (CO) sowie Partikelmasse und Partikelanzahl.

In den vergangenen Jahren wurden die gesetzlichen Grenzwerte für Abgasemissionen zunehmend verschärft. Sie liegen heute bereits für viele Komponenten nahe der Nachweisgrenze. Beispielsweise wurden die Grenzwerte für Dieselmotoren von mobilen Maschinen und Geräten in der Leistungsklasse von 130 bis 560 kW gemäß der EU-Nonroad-Richtlinie 97/68/EG zwischen 1999 (Stufe I) und 2014 (Stufe IV) bei den Stickstoffoxid- (NO_x) und Partikelmasse-Emissionen jeweils um mehr als 95 % abgesenkt. Daneben ist seit dem Jahr 2011 zusätzlich zum Testzyklus mit stationären Prüfphasen auch ein dynamischer Testzyklus vorgeschrieben, um den tatsächlichen transienten Motorbetrieb besser abzubilden. (Richtlinie 97/68/EG 1997)

Die Minderung des Schadstoffausstoßes erfolgte in früheren Jahren auch durch Verbesserung der Kraftstoffqualität (z. B. Reduzierung des Schwefelgehalts im Dieselmotorkraftstoff). In den letzten Jahren erfolgt die Schadstoffminderung fast ausschließlich durch eine Kombination aus innermotorischen Maßnahmen und Abgasnachbehandlungssystemen, darunter: Abgasrückführung (NO_x-Reduktion), Oxidationskatalysator (CO- und HC-Minderung), Rußpartikelfilter (Reduzierung von Partikelmasse und Partikelanzahl) sowie SCR-Katalysatoren (NO_x-Minderung).

Vor der Einführung von Abgasnachbehandlungssystemen waren noch signifikante Unterschiede im Emissionsverhalten bei der Verwendung unterschiedlicher Kraftstoffe erkennbar. So wirkten sich sauerstoffhaltige Biokraftstoffe, wie Pflanzenöl und Biodiesel günstig auf die CO-, HC- und Partikelemissionen aus, wohingegen meist höhere NO_x-Emissionen in Kauf genommen werden mussten. Heute überlagern Motortyp und Abgasnachbehandlungssystem sowie der Wartungszustand und die Betriebsweise des Motors den Einfluss der Kraftstoffart und -qualität bei Weitem. Dies betrifft sowohl die limitierten Abgaskomponenten CO, HC, NO_x und Partikelmasse als auch nicht limitierte gesundheitsrelevante Komponenten, z. B. aus den Gruppen der Aldehyde und polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffe (PAK). Weder bei Abgasmessungen am Prüfstand noch im tatsächlichen Betrieb können bedeutsame Unterschiede im Emissionsverhalten von modernen Dieselmotorsystemen bei der Verwendung von unterschiedlichen Kraftstoffen ermittelt werden, sofern die Motoren für den jeweiligen Kraftstoff optimiert sind.

Die Anwendung von Biokraftstoffen kann dennoch auch indirekt zur Minderung von gesetzlich limitierten Abgasemissionen gegenüber fossilen Kraftstoffen beitragen, wenn erstere eine verbesserte Motoreinstellung erlauben. Beispielsweise kann durch höhere Ethanolanteile im Ottokraftstoff die Klopfestigkeit verbessert werden und dadurch der Motor mit einem höheren Verdichtungsverhältnis betrieben werden, was sich günstig auf eine effiziente Verbrennung und geringere Emissionen auswirkt. Demgegenüber kann es auch zu einem Anstieg der Abgasemissionen über die Betriebszeit kommen, wenn Biokraftstoffe z. B. aufgrund ungenügender Abstimmung mit dem Motorsystem zu Ablagerungen an Injektoren führen. Bei pflanzenöлтаuglichen Dieselmotoren kann in manchen Fällen auf eine aktive Partikelfilterregeneration durch Kraftstoffnacheinspritzung verzichtet werden, was sich günstig vor allem auf die HC-Emissionen auswirkt. Andererseits bewirken die etwas höheren NO_x-Rohemissionen (vor AGN) beim Einsatz von Pflanzenölkraftstoff, dass mehr Harnstoff für die selektive katalytische Reduktion der Stickstoffoxide im Vergleich zu Dieselmotorkraftstoff benötigt wird, um die Emissionen zu senken.

9.2.3 Emissionen im realen Fahrbetrieb

Dass sich trotz immer strengerer Abgasgesetzgebung die Luftqualität vor allem in Ballungsräumen nicht verbessert hat, liegt zum einen daran, dass das Verkehrsaufkommen weiter gestiegen ist und zum anderen, dass insbesondere im Pkw-Sektor die nach Abgasgesetzgebung am Prüfstand überwachten Grenzwerte häufig im realen Betrieb deutlich überschritten wurden. Letzteres ergibt sich daraus, dass die eingestellten Laborbedingungen am Prüfstand die tatsächlichen Bedingungen im Straßenbetrieb nicht

ausreichend repräsentieren und dass zum Teil durch die illegale Abschaltung von Abgasreinigungssystemen (im Sinne von Artikel 3 Absatz 10 der Verordnung (EG) Nr. 715/2007) die Abgasnachbehandlung in der Praxis nicht erfolgte.

Die Fortschreibung der Abgasgesetzgebung berücksichtigt nun verstärkt auch die Überprüfung der Emissionen im tatsächlichen Fahrbetrieb. Für Nutzfahrzeuge ist bereits seit dem Jahr 2013 die Prüfung der sogenannten *In-Service-Conformity* (ISC) erforderlich. Dabei werden die Abgasemissionen von im Betrieb befindlichen Fahrzeugen in regelmäßigen Abständen über ihre Nutzungsdauer unter realen Fahrbedingungen auf der Straße mit einem portablen Emissions-Messsystem (PEMS) erfasst. Die gesetzliche Grundlage für schwere Nutzfahrzeuge bilden die EU-Verordnungen 595/2009 (Verordnung (EG) 595/2009 2009) und 64/2012 (Verordnung (EU) 64/2012 2012). Für Pkw wurden im Jahr 2016 Richtlinien zur Bestimmung von *Real Driving Emissions* (RDE) eingeführt und auch Grenzwerte festgelegt. Die Bestimmung der RDE von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen erfolgt nach der EU-Richtlinie 2016/646. (Verordnung (EU) 2016/646 2016) Die RDE-Messungen sollen bei der Typzulassung, stichprobenartig bei Neufahrzeugen und bei Fahrzeugen nach einer gewissen Laufleistung durchgeführt werden.

Für die Klasse der mobilen Maschinen und Geräte (non-road mobile machinery – NRMM) gelten für die Bestimmung der RDE zur Überprüfung der *In-Service-Conformity* die EU-Verordnungen 2016/1628 und 2017/655. Die Grundlagen zur Erfassung der RDE von NRMM wurden im sogenannten *NRMM PEMS Pilot Programme* erarbeitet. (Gietzelt et al. 2012; Bonnel et al. 2013) Mehrere Untersuchungen bestätigen, dass die herkömmlichen Testzyklen am Prüfstand nicht bzw. nur einen Teil der tatsächlichen Einsatzprofile von Fahrzeugen und mobilen Arbeitsmaschinen repräsentieren. Entsprechend unterscheiden sich die am Prüfstand ermittelten Emissionen von den Emissionen im realen Fahrbetrieb mitunter deutlich. (Brooks 2015; Cao et al. 2016; Verkehrsblatt 2009)

In jüngster Zeit werden vermehrt Emissionsmessungen im realen Betrieb an verschiedenen Fahrzeugen bzw. mobilen Maschinen und Geräten mit unterschiedlichen Kraftstoffen durchgeführt. So zeigt z. B. der Einsatz von E85 in einem Pkw (Flexible Fuel Vehicle, FFV), dass sich ein hoher Ethanolgehalt im Kraftstoff günstig auf die CO- und NO_x-Emissionen, insbesondere bei Beschleunigungsvorgängen auswirken kann. (Huber 2019)

Grundsätzlich ist jedoch zu beachten, dass sich Emissionsmessungen im realen Betrieb aufgrund der großen Variabilität auftretender Randbedingungen nur annäherungsweise miteinander vergleichen lassen. Trotzdem können RDE-Messungen Aufschluss darüber geben, bei welchen Betriebsbedingungen Emissionsspitzen auftreten und ob ein bestimmtes Fahrzeug oder eine bestimmte Maschine die gesetzlichen Abgasgrenzwerte auch im tatsächlichen Betrieb über die Lebensdauer einhalten kann.

9.2.3.1 Messtechnik

Ein portables Emissions-Messsystem (PEMS) besteht im Wesentlichen aus:

- einem Abgasmassenstrom-Messgerät am Auspuffendrohr mit Entnahme und Aufbereitung eines Teilstroms aus dem Abgas,
- Analysatoren für die gasförmigen und partikulären Abgasbestandteile,
- dem Stromgenerator und/oder einer Pufferbatterie für eine vom Bordnetz des Fahrzeuges unabhängige Stromversorgung,
- Sensoren für Position (GPS) und Umgebungsbedingungen (Temperatur, Druck, relative Feuchte) und einem
- Schnittstellenmodul zum Fahrzeug (Vehicle Interface) für die Datenerfassung (Drehzahl, Motorlast etc.).

9.2.3.2 Datenauswertung

Für die Datenauswertung von schweren Nutzfahrzeugen stehen vor allem zwei Methoden zur Verfügung, die auch als Basis für weitere Fahrzeuganwendungen wie Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sowie NRMM dienen können. Dies sind die sogenannte europäische *Moving Averaging Window* (MAW) und die amerikanische *Not-to-Exceed* (NTE) Methode.

Bei der NTE-Methode wird im Last-Drehzahlkennfeld ein NTE-Kontrollbereich festgelegt. Für jedes Messereignis, bei dem der NTE-Kontrollbereich während einer PEMS-Messung für mindestens 30 Sekunden nicht verlassen wird, werden die mittleren spezifischen Emissionen berechnet, anhand derer die Erfüllung der Abgas-Anforderungen beurteilt werden kann. Für sehr dynamische Belastungsprofile, wie bei vielen Anwendungen im Bereich der NRMM, gilt die NTE-Methode als weniger gut geeignet als die MAW-Methode.

Bei der MAW-Methode dient als Basis der Zertifizierungsprozess bei der Typgenehmigung. Referenz für die Größe eines Fensters ist die Zyklusarbeit bzw. die Summe der CO₂-Masse-Emissionen während des NRTC-Prüfzyklus. Beim ersten Datenpunkt startet das erste Messfenster und bleibt solange „geöffnet“ bis die Referenzgröße (Zyklusarbeit bzw. Zyklus-CO₂-Emissionen) erreicht wurde. Für diesen Bereich werden dann die Mittelwerte der Messgrößen gebildet. Das nächste Fenster startet beim zweiten Datenpunkt, das dritte Fenster beim dritten Datenpunkt usw. Die Messfenster enden jeweils wieder bei Erreichen der Referenzgröße. Die minimale Datenfrequenz sollte bei 1 Hz liegen. Ausgeschlossen werden Phasen bei denen keine gültigen Bedingungen in Bezug auf den Umgebungszustand oder die Motortemperatur vorherrschen oder bei denen die Analysatoren nicht messbereit sind (z. B. im Wartungsmodus). Eine detaillierte Beschreibung der Messmethode inkl. Berechnungsformeln erfolgt in der EU-Verordnung 2017/655. (Verordnung (EU) 2017/655 2016)

Die während der einzelnen Messfenster erfassten RDE-Werte werden auf die Emissionsgrenzwerte des gesetzlichen Prüfzyklus bezogen. Dieses Verhältnis wird als conformity factor (CF) bezeichnet. 90 % aller gültigen Fenster, also das 90. kumulative Perzentil, darf einen festgelegten CF nicht überschreiten. Bei der Regelung für schwere Nutzfahrzeuge beträgt der CF = 1,5. Für die Klasse der NRMM wurde bislang noch kein verbindlicher CF eingeführt.

Messfenster, bei denen die mittlere Leistung unterhalb von 20 % der maximalen Motorleistung liegt, werden ausgeschlossen. Im Bereich der NRMM werden auch längere Leerlaufzeiten nur teilweise berücksichtigt, was durch die Definition von „Working-“ und „Non-Working-Events“ erfolgt. Für eine gültige Messung der RDE muss mindestens die Hälfte aller Fenster gültig sein.

9.2.3.3 Beispiel: Realemissionen von Land- und Forstmaschinen mit Rapsöl- und Dieselkraftstoff

Abgasuntersuchungen an pflanzenöлтаuglichen Traktoren im realen Betrieb mit PEMS zeigen, dass die RDE sowohl im Diesel- als auch im Rapsölkraftstoffbetrieb bei weniger dynamischen Lastprofilen, wie sie für den landwirtschaftlichen Maschineneinsatz typisch sind, größtenteils deutlich niedriger sind als bei stark dynamischen Bedingungen im Straßenverkehr oder beim Zertifizierungslauf am Prüfstand. (Ettl 2019; Huber 2019; Thuneke et al. 2016, 2016)

Abbildung 9-5 zeigt exemplarisch die Konformitätsfaktoren (CF), also das Verhältnis der RDE zu den Zyklusgrenzwerten, für die Stickstoffoxid-Emissionen eines mit Rapsölkraftstoff betriebenen Traktors der Abgasstufe IV bei unterschiedlichen Feldarbeiten. Mehr als 90 % aller gültigen Mittelungsfenster je Untersuchung (Anzahl Messfenster von $n=4.175$ bis $n=5.289$) weisen Konformitätsfaktoren von weniger als 1 auf und liegen somit unterhalb des gesetzlichen Grenzwerts des dynamischen Testzyklus NRTC am Motorprüfstand. Zudem sind die im Feld ermittelten Emissionen auch mehrheitlich deutlich geringer als bei Messungen nach standardisierten Prüfzyklen am Traktorenprüfstand. Höhere Messwerte bei einzelnen Messfenstern treten vor allem bei Kaltstart- und Schwachlastbetrieb auf, wo die optimale Betriebstemperatur des Abgasnachbehandlungssystems (z. B. des SCR-Katalysators) nicht erreicht wird und die Minderungsraten der Abgaskomponenten sehr niedrig sind.

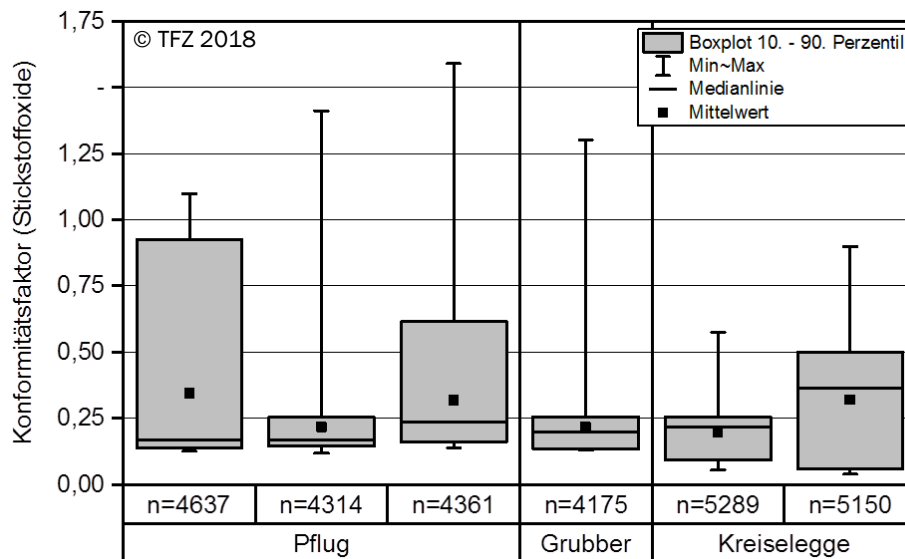


Abbildung 9-5 Stickstoffoxid-Konformitätsfaktoren von n Mittelwertfenster einer RDE-Messung mit PEMS an einem Traktor im Betrieb mit Rapsölkraftstoff bei unterschiedlichen landwirtschaftlichen Arbeiten (Huber 2019), (© TFZ)

Weitere Untersuchungen an einem pflanzenöлтаuglichen Harvester (Holzvollernter) der aktuellen Abgasstufe IV mit Rapsöl- und Dieselkraftstoff zeigen ebenfalls, dass die Abgaskonzentrationen im realen Betrieb unterhalb der gesetzlichen Grenzwerte am Motorprüfstand liegen. (Huber 2019)

9.2.4 Fazit

Hinsichtlich gesetzlich limitierter Abgasemissionen und weiterer gesundheitsschädlicher Emissionskomponenten sind weder deutliche Vor- noch Nachteile bei der Verbrennung von erneuerbaren Kraftstoffen in modernen, auf den jeweilig genutzten Kraftstoff optimierten Motoren mit Abgasnachbehandlung (AGN) im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen zu erwarten. Lediglich bei inaktiver AGN (z. B. außerhalb der Arbeitstemperaturen der Katalysatoren) oder bei älteren Motoren ohne AGN können sich kraftstoffspezifische Unterschiede im Abgasverhalten je nach betrachtetem Schadstoff (Partikel, NO_x) ergeben. Ob sich erneuerbare Kraftstoffe im Dauerbetrieb auf die Wirksamkeit von AGN-Systemen positiv oder negativ auswirken, ist noch nicht abschließend geklärt. Untersuchungen haben bisher gezeigt, dass verschiedene Qualitäten von Biodiesel (FAME) zumindest die Langzeitstabilität der AGN-Systeme unterschiedlich beeinflussen können. (AGQM 2018; Schröder et al. 2017)

Von zukünftigen synthetischen Kraftstoffen (z.B. BTL) wird ein gewisses Potenzial zur Emissionsminderung erhofft, welches nach heutigem Stand aber auch gegenüber motorischen und nachmotorischen Maßnahmen zur Schadstoffreduktion in den Hintergrund treten wird. Inwieweit neue Kraftstoffe zur Etablierung effektiverer und emissionsärmerer Motorbrennverfahren (z.B. homogene Kompressionszündung, HCCI) beitragen können bleibt abzuwarten. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, ob die Weiterentwicklung von Brennverfahren und Verbrennungsmotoren weiterhin in dem Maße erfolgt, wenn der hier maßgeblich treibende Pkw-Sektor auf Elektromobilität setzt.

Wesentlicher unumstrittener Emissionsvorteil von Biokraftstoffen gegenüber fossilen Kraftstoffen ist der Beitrag zur Einsparung von Treibhausgasemissionen. Je nach Rohstoffart, Herstellungsverfahren, Verteilungswege und motorischer Nutzung liegen die Treibhausgasemissionen von Biokraftstoffen zu meist deutlich unterhalb des Niveaus von fossilen Kraftstoffen. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinien 2009/28/EG (RED) und 2018/2001 (RED II) benennen in diesem Kontext Standardwerte für die Treibhausgas-Emissionen verschiedener Biokraftstoffe. Es ist dabei aber zu berücksichtigen, dass die tatsächlichen THG-Emissionen von Fall zu Fall auf Grund verschiedener Einflussgrößen wie Boden, Witterung, Anbaumethode, Bewertung der Koppelprodukte, Annahmen bzgl. Landnutzungsänderungen extrem davon abweichen können. Die pauschale Bewertung der Vorzüglichkeit der einen oder anderen Biokraftstofflinie ist deshalb wenig aussagekräftig. Für eine ganzheitliche Beurteilung von Biokraftstoffen sind darüber hinaus auch die weiteren ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen einzubeziehen.

10 Übersicht Bewertung erneuerbarer Kraftstoffe

Erneuerbare Energieträger im Verkehrssektor sollten gezielt und energieeffizient unter Berücksichtigung vorteilhafter Eigenschaften und Auswirkungen (Zusatznutzen) sowie Abwägung möglicher Alternativen eingesetzt werden. Einer der größten Vorteile von flüssigen erneuerbaren Kraftstoffen wie Biodiesel, Bioethanol und HVO ist deren nahezu problemlose Integration in die derzeitige Energieinfrastruktur des Verkehrssektors. Jedoch muss für eine nachhaltige Nutzung der limitierten biogenen Ressourcen der weitere Ausbau der biogenen Kraftstoffbereitstellung besonders effizient, ökologisch und sozialverträglich erfolgen. Aufgrund der großen Bandbreite an biogenen Rohstoffe und an entsprechenden Bereitstellungspfaden für erneuerbare Kraftstoffe, ist es erforderlich, verschiedene Biokraftstoffrouten zu analysieren und diese untereinander sowie mit der fossilen Referenz oder anderen erneuerbaren Substituten zu vergleichen.

Im Folgenden wird eine zusammenfassende Bewertung (Abbildung 10-1) der Kraftstoffe und möglicher Einsatzbereiche vorgenommen und diskutiert, unter Einbeziehung

- der eingesetzten Rohstoffe,
- der Kraftstoffproduktion mit den Kategorien Entwicklungsstadium Konversionstechnologie, Gestehungskosten und THG-Vermeidung,
- des Investitionsbedarfs in die Tankstelleninfrastruktur,
- der Kraftstoffeigenschaften, wie volumenbezogene Energiedichte, lokale Emissionen, Gefahrstoffkennzeichnung und Kälteeigenschaften sowie
- der Verkehrssektoren.

Die nachfolgend vorgenommene Bewertung soll als Diskussionsgrundlage dafür dienen, welche alternative Kraftstoffe aus heutiger Sicht in welchen Anwendungsbereichen aus technischen, ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten in Zukunft vorrangig eingesetzt werden sollten. Hybridlösungen werden nicht explizit betrachtet, wenngleich diese vor allem in der frühen Phase des Umbaus der Energieversorgung im Mobilitätssektor mit noch nicht gesicherter flächendeckender Tankstellen- bzw. Ladeinfrastruktur von Bedeutung sind.

Bei der Einordnung und Bewertung der Optionen für die einzelnen Verkehrssektoren werden die oben genannten Kriterien berücksichtigt. Da vor allem bei der Schifffahrt und im Flugverkehr aber auch in weiteren Anwendungen mit hohen Anforderungen an Leistung und Reichweite auf absehbare Zeit flüssige Kraftstoffe mit hoher Energiedichte benötigt werden, sollten im Hinblick auf die Ressourcenverfügbarkeit diese Kraftstoffe vorrangig auch dort eingesetzt werden. Gleichzeitig liegt es nahe, elektrische Antriebe in den Anwendungsfeldern konsequent einzusetzen, in denen die Verkehrswege einfach leitungsgebunden elektrifizierbar sind (z.B. Schienenverkehr) oder größerer Raumbedarf und höheres Gewicht der Batterien im Fahrzeug sowie häufigere Ladevorgänge eher akzeptiert werden können.

Die Bewertung der Kraftstoffproduktion, des Investitionsbedarfs für die Tankstelleninfrastruktur und der Kraftstoffeigenschaften erfolgt in fünf Stufen. Diese werden in der Legende zu Abbildung 10-1 beschrieben. Der Grad der Eignung bzw. der Priorisierung des Einsatzes in den betrachteten Verkehrssektoren wird in vier Stufen angegeben von „wenig geeignet oder wenig sinnvoll“ (leeres Feld) bis hin zu „sehr gut geeignet und bevorzugte Verwendung“ (grünes Fahrzeug-Piktogramm).

Strom: Elektrische Antriebskonzepte sind sehr gut geeignet für den motorisierten Individualverkehr mit Zweirädern und Pkw auf Kurzstrecken, für Lieferverkehr im innerstädtischen und regionalen Bereich, für Offroad-Anwendungen mit geringerem Leistungsbedarf aber mit hohen Anforderungen an den Anwenderschutz, für Busse im Stadtverkehr (ggf. auch leitungsgebunden) sowie für den bereits weitgehend elektrifizierten Schienenverkehr. Elektromobilität hat vor allem dort eine große Bedeutung, wo lokal Lärm- und Abgasemissionen minimiert werden müssen und wo gasförmige sowie flüssige Kraftstoffe ein erhöhtes Gefährdungspotenzial aufweisen. Dem gegenüber stehen zum Teil hohe Investitionskosten in die Infrastruktur von Ladepunkten. Insbesondere die anwenderfreundlichen Schnellladesysteme, die besonders auf Langstrecken vonnöten sind, aber auch die Vielzahl an erforderlichen Ladesystemen an Pkw-Stellplätzen in Innenstädten und in Wohngebieten sind sehr kostenintensiv. Weitere Kosten werden mit fortschreitender Entwicklung der Elektromobilität für die Ertüchtigung der Netzinfrastruktur zur Netzstabilisierung sowie für die Erweiterung von Windparks und Photovoltaikanlagen anfallen. Der konsequente Ausbau erneuerbarer Energien ist Grundvoraussetzung dafür, dass Elektroantriebe in der ganzheitlichen Well-to-Wheel (WTW) Betrachtung einen entscheidenden Beitrag zur Treibhausgaseinsparung leisten können. Darüber hinaus gilt es, die Kapazitäten von Stromspeichern zu erhöhen und Batterien hinsichtlich ihrer Speicherdichte und Aufladezeiten aber auch in Hinblick auf Effizienz und Nachhaltigkeit der dafür notwendigen Ressourcen sowie Recyclingfähigkeit zu verbessern. Insbesondere die Produktionsphase von Elektrofahrzeugen ist mit hohen THG-Emissionen – im Wesentlichen getrieben durch die verwendeten Akkumulatoren – versehen. Die Verbreitung strombasierter Antriebe kann durch den Einsatz hybrider Antriebssysteme aus Elektromotor und einem mit erneuerbaren Kraftstoffen betriebenen Verbrennungsmotor (sogenannter Range-Extender) unterstützt werden.

Pflanzenöl: Pflanzenölkraftstoffe sind hochenergiedichte Kraftstoffe und prädestiniert für Offroad-Anwendungen in umweltsensiblen Bereichen, bei denen ihre hohe biologische Abbaubarkeit und geringe Ökotoxizität besonders vorteilhaft sind. Pflanzenölkraftstoff ist bereits weitgehend etabliert (TRL 9), dessen Potenzial wird aber derzeit wenig genutzt. Der Aufwand zur Reduktion lokaler Schadstoffe ist vergleichbar mit konventionellem Dieselmotorkraftstoff. Für die Anwendung in kalten Jahreszeiten sind technische Maßnahmen an Vorrattanks und Kraftstoffleitungen erforderlich (Beheizung) oder es ist das Fließverhalten durch Zugabe von Additiven zu verbessern. Besonders geeignete Anwendungsfelder für Pflanzenölkraftstoffe sind sowohl mobile Maschinen und Geräte der Land- und Forstwirtschaft sowie des Baugewerbes als auch Binnenschiffe und Lokomotiven auf noch nicht elektrifizierten Streckenabschnitten. Da der Kraftstoff (in Deutschland fast ausschließlich Rapsölkraftstoff) mit nur geringem Energie- und Ressourceneinsatz, technisch wenig aufwendig und damit auch kostengünstig regional produziert werden kann, ist das Treibhausgas-Reduktionspotenzial hoch. Das bei der Produktion von Rapsölkraftstoff anfallende Koppelprodukt Extraktionsschrot bzw. Presskuchen ist zudem ein wertvolles und geschätztes Eiweißfuttermittel, das Sojaimporte ersetzt. Durch die regionale Verfügbarkeit des Rohstoffes und inländische Erzeugung bieten Pflanzenölkraftstoffe eine hohe Versorgungssicherheit auch in Krisenzeiten und fördern zudem die Wertschöpfung im ländlichen Raum.

Biodiesel (FAME): Fettsäure-Methylester weist eine hohe Energiedichte auf, ist in vielen Ländern etabliert (TRL 9) und kann über die herkömmliche Tankstelleninfrastruktur bereitgestellt werden. Biodiesel ist besonders vorteilhaft für die Anwendung in der Binnenschifffahrt, im überregionalen Straßenpersonenverkehr (Reisebusse), Straßengüterverkehr (schwere Lkw) und nichtelektrifizierten Schienenverkehr sowie bei mobilen Maschinen und Geräten. Generell ist Biodiesel (B100) in allen weiteren Anwendungsbereichen, die bislang konventionellen Dieselmotorkraftstoff nutzen, gut einsetzbar, weil dafür nur geringfügige Anpassungen am Motor- und AGN-System sowie an der Tankstelleninfrastruktur notwendig sind. Neben gebräuchlichen Speiseölen und Fettsäuren als Nebenprodukt technischer Prozesse, stehen als Rohstoffe diverse

Pflanzenöle und in Abhängigkeit länderspezifischer Regelungen auch tierische Fette zur Verfügung. Ähnlich wie Pflanzenölkraftstoff kann Biodiesel mit geringem Energie- und Rohstoffeinsatz und ohne allzu großen technischen Aufwand produziert werden. So besteht auch bei der Nutzung von Biodiesel in Abhängigkeit des verwendeten Rohstoffes ein geringes bis sehr hohes Potenzial an Treibhausgaseinsparung. Die Gestehungskosten von Biodiesel sind auf dem Niveau der fossilen Referenz. Der Aufwand zur Reduktion der lokalen Schadstoffemissionen ist ebenfalls mit Pflanzenöl vergleichbar.

HVO und FT-Diesel: Als Rohstoffquellen für HVO dienen im Wesentlichen gesättigte Pflanzenöle (v.a. Palmöl) und Altspeiseöle. Die Erzeugung von HVO ist technisch ausgereift (TRL 9), der Kraftstoff konnte sich vor allem als Blendkomponente von Dieselkraftstoff am Markt etablieren. Im Gegensatz dazu hat FT-Diesel sowohl auf Basis von Biomasse (BTL) als auch auf Basis von erneuerbarem Strom (PTL) aufgrund der hohen Gestehungskosten bislang noch keine Marktbedeutung erlangt (TRL 5–6) obwohl verschiedene Studien auch deutlich niedrigere Kosten erwarten. Das THG-Reduktionspotenzial beider Kraftstoffe umfasst eine breite Spanne. So können in Abhängigkeit von den Ausgangsstoffen und des Produktionsverfahrens Einsparungen von 0 % bis über 90 % erreicht werden. HVO und FT-Diesel zählen zu den paraffinischen Dieselkraftstoffen und weisen im Vergleich zu fossilem Diesel ein besseres Tieftemperaturverhalten und eine höhere Energiedichte auf. Aus technischer Sicht können sie auch als Reinkraftstoff in die bestehende Tankstelleninfrastruktur integriert werden und ohne Hardware-Anpassungen im Fahrzeug fossilen Diesel ersetzen. Gegebenenfalls sind neue Motorsteuergeräteapplikationen notwendig. FT-Diesel und HVO können in allen Anwendungsfeldern eingesetzt werden. Sie sollten jedoch aufgrund ihrer hohen Energiedichte vor allem in der Schifffahrt, im Schwerlastverkehr und in Reisebussen zum Einsatz kommen.

HEFA und FT-Kerosin: Die Bereitstellung von HEFA und FT-Kerosin entspricht weitgehend HVO und FT-Diesel. Rohstoffquellen, Rohstoffverfügbarkeit, Produktionskapazitäten, Ökonomie und THG-Bilanz von FT-Kerosin und HEFA sind vergleichbar mit denen von FT-Diesel und HVO. Hinsichtlich der Kraftstoffeigenschaften (Energiegehalt, lokale Emissionen, Gefahrstoffeinordnung und Tieftemperaturverhalten) sowie der Integration in vorhandene Tanklager sind die Kerosinkraftstoffe bis auf wenige geringe Unterschiede, z.B. im Energiegehalt, miteinander vergleichbar. FT-Kerosin und HEFA sind ausschließlich für den Flugverkehr bestimmt.

ATJ: Rohstoffquellen für ATJ sind Zucker, Stärke und Lingozellulose. Entsprechend ist eine hohe Rohstoffverfügbarkeit gegeben. Der Kraftstoff selbst befindet sich noch in der Entwicklung, entsprechende Kapazitäten müssten noch aufgebaut werden und eine Markteinführung steht noch aus (TRL 5–6). Die abgeschätzten Gestehungskosten weisen dadurch ebenfalls eine weite Bandbreite auf. Das THG-Reduktionspotenzial gegenüber dem fossilen Kerosin von ATJ ist als mittel (50–70 %) einzuschätzen. ATJ ist ausschließlich als Turbinenkraftstoff zu verwenden.

FT-Benzin: Je nach Bedarf kann neben der Kerosin- und Dieselfraktion auch die Benzinfraktion der FT-Synthese als Kraftstoffsubstitut verwendet werden. Rohstoffquellen, Rohstoffverfügbarkeit, Produktionskapazitäten, Gestehungskosten sowie das THG-Reduktionspotenzial sind vergleichbar mit FT-Kerosin und FT-Diesel. FT-Benzin könnte überall dort verwendet werden, wo heute fossiles Benzin eingesetzt wird. Unter der Annahme, dass Dieselsubstitute wie Biodiesel und HVO vor allem im Schwerlastverkehr und in der Schifffahrt gebunden sind, könnte FT-Benzin einen Beitrag zur THG-Einsparung vor allem bei mobilen Maschinen und Geräten mit geringer Leistungsanforderung aber auch bei Pkw und bei den leichten Nutzfahrzeugen leisten.

Ethanol: Ethanol kann entweder aus Stärke und Zucker (TRL 9) oder aus Lignocellulose (TRL 7–8) hergestellt werden. In Deutschland wird heute überwiegend Ethanol auf Basis von Stärke dem Ottokraftstoff

beigemischt. Ethanol aus Lignocellulose hingegen hat bislang noch keine größere Bedeutung am Kraftstoffmarkt erlangt. Das THG-Reduktionspotenzial und die Herstellungskosten schwanken in Abhängigkeit der Rohstoffe und des eingesetzten Herstellungsverfahrens stark. Die Energiedichte von Ethanol ist etwa ein Drittel geringer als die von fossilem Ottokraftstoff. Die mit diesem Kraftstoff erzielbare Reichweite ist jedoch besonders für mobile Maschinen und Geräte mit geringer Leistungsanforderung und überwiegend auch für Pkw und regionale Lieferfahrzeuge ausreichend. Neben dem Einsatz in Ottomotoren kann Ethanol als Nischenanwendung auch in Form von ED95 als Dieseleratzkraftstoff, z. B. in Bussen, Lkw oder in mobilen Maschinen und Geräten mit hoher Leistung genutzt werden.

CNG: Methan entstammt aus Biogasanlagen durch anaerobe Vergärung von Rest- und Abfallstoffen sowie Anbaubiomasse (TRL 9), aus der Vergärung von Klärschlamm oder aus Deponien sowie aus SNG-Prozessen (Lignocellulose, TRL 5–6). Zudem besteht die Möglichkeit, in einem Power-to-Gas-Prozess sogenanntes synthetisches Methan (PTG, TRL 5–6) zu erzeugen. Dies erfolgt durch die Gewinnung von Wasserstoff bei der Elektrolyse unter Zuhilfenahme von erneuerbarem Strom und Reaktion des Wasserstoffs mit Kohlestoffdioxid, zum Beispiel aus einer Biogasanlage. Das Mengenpotenzial ist hoch. Das aus den jeweiligen Prozessen gewonnene Methan muss für eine Kraftstoffnutzung aufgereinigt und zu CNG üblicherweise auf 200 bar komprimiert werden. CNG weist dann knapp ein Viertel der Energiedichte von Ottokraftstoff und ein Fünftel der Energiedichte von Dieselkraftstoff auf. Damit ist CNG bezüglich der Reichweite für den Individualverkehr mit Personenkraftwagen, für den regionalen Lieferverkehr, für Kommunalfahrzeuge, für Offroad-Anwendungen mit geringer Leistungsanforderung (z. B. Flurförderfahrzeuge, Pflegeschlepper) aber auch für den Betrieb von Bussen im öffentlichen Personennahverkehr sowie leichte bis mittelschwere Transportfahrzeuge geeignet. Die Gestehungskosten unterscheiden sich je nach Rohstoff stark. CNG aus Biomasse wird gegenüber dem PTG-Prozess aktuell als günstiger eingeschätzt und kann teilweise günstiger als die fossile Referenz erzeugt werden. Die Treibhausgasbilanz variiert in Abhängigkeit des Ausgangsstoffes. So ist die THG-Einsparung für CNG aus Abfall- und Reststoffen rechnerisch am höchsten (70 bis über 100 %), weil für diese gemäß RED keine THG-Emissionen anzusetzen sind und beispielsweise durch die Vergärung von Gülle Methanemissionen aus der Güllelagerung und -ausbringung vermieden werden. Trotz eines bestehenden Verteilnetzes, dem Erdgasnetz, sind erhebliche Investitionen in den Ausbau der Tankstelleninfrastruktur erforderlich.

LNG: Wird heute über die Nutzung von LNG gesprochen, so ist zumeist von verflüssigtem, fossilem Erdgas die Rede. Der Beitrag zum Klimaschutz von nicht erneuerbarem LNG ist daher vergleichsweise gering. Die Verflüssigung von Methan zu LNG ist kostenintensiver als die Verdichtung von Methan zu CNG. Jedoch ist der Entwicklungsstand der Konversionstechnologie bereits etabliert (TRL 9). LNG ist generell gut für den Schiffsverkehr geeignet. Die Energiedichte von auf -160 °C abgekühltem flüssigen Methan ist auf das Volumen bezogen etwa dreimal höher als die von auf 200 bar komprimiertem Methan und beträgt damit etwa 70 % der Energiedichte von Ottokraftstoff und 60 % der Energiedichte von Dieselkraftstoff. Als erneuerbare Rohstoffquellen und Energieträger können die gleichen wie zur Herstellung von CNG genutzt werden. Die Verflüssigung von CNG zu LNG verschlechtert die THG-Bilanz und verteuert den Kraftstoff. Aus Gründen des Klimaschutzes und der Energieeffizienz sollte Methan aus Biogas oder aus PTG erst dann verflüssigt werden, wenn die Märkte für CNG bedient sind.

Methanol: Methanol als Kraftstoff könnte zukünftig stärker in den Fokus rücken. Als Rohstoffbasis dienen hier vor allem Lignocellulose (z. B. Holz, Halmgut) und Schwarzlauge auf Holzbasis. Jedoch befindet sich der Entwicklungsstand der Konversionstechnik noch auf vergleichsweise geringem Niveau bei TRL 5, entsprechend sind keine Produktionskapazitäten vorhanden. Gestehungskosten werden aktuell als mittel bis sehr hoch abgeschätzt und das THG-Einsparpotenzial liegt in Abhängigkeit der verwendeten Rohstoffe und Energieerzeugnisse zwischen 50 und 90%. Aktuell werden verschiedene Nutzungsmöglichkeiten,

insbesondere für den Straßen- und Schiffsverkehr diskutiert. Eine weitere Einsatzoption können Fahrzeuge mit Methanol-Brennstoffzellentechnologie sein.

Wasserstoff: Wasserstoff als Energieträger benötigt eine eigene Verteilinfrastruktur, die um ein Vielfaches teurer ist als die für andere gasförmige Kraftstoffe, wie Methan. Die Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie ist daher eine eher langfristige Option und eignet sich zunächst für Fahrzeug-Flotten, die im engeren Umkreis einer Wasserstofftankstelle betrieben werden. Vorteilhaft bei der Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen ist, dass keine lokalen Schadstoffemissionen entstehen. Die Brennstoffzellen-Technologie kann in einem breiten Spektrum an Fahrzeugen, von Pkw über Nutzfahrzeuge und Busse bis hin zu Schienenfahrzeugen, bei denen keine Elektrifizierung möglich ist, eingesetzt werden. Im ersten Schritt sollte Wasserstoff jedoch im Pkw- und leichten Nutzfahrzeugsektor eingesetzt werden. Die Herstellung von Wasserstoff ist energieintensiv und deshalb stark von den Annahmen der Stromkosten mehr oder weniger kostenintensiv. Der Transport von Wasserstoff im Fahrzeug erfolgt entweder im tiefkalten Zustand in flüssiger Form (Siedepunkt von Wasserstoff unter Umgebungsdruck liegt bei $-252,8\text{ °C}$) oder in stark komprimiertem Zustand (etwa 700 bar), was jeweils mit deutlichen Energieverlusten für die Kühlung beziehungsweise Komprimierung verbunden ist. Unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Brennstoffzelle und des Elektromotors ist für die Speicherung von Wasserstoff auf dem Fahrzeug in flüssiger Form etwa das dreifache und in Gasform das dreieinhalbfache Volumen als für einen entsprechenden Dieselmotortank erforderlich.

DME und OME: Dimethylether und Oxymethylenether sind sogenannte Oxygenate, die zwischen zwei benachbarten Kohlenstoffatomen ein Sauerstoffatom aufweisen. Die molekulare Struktur ermöglicht bei der Anwendung im Dieselmotor eine nahezu rußfreie Verbrennung und durch weitere innermotorische Maßnahmen auch eine deutliche Reduktion der Stickstoffoxide. Der gebundene Sauerstoff führt zu einem gegenüber Dieselmotorkraftstoff deutlich geringeren Energiegehalt von weniger als 50%. DME ist unter Normalbedingungen gasförmig und von der Handhabung mit Flüssiggas (LPG) zu vergleichen. Im Gegensatz dazu sind OME-Verbindungen bei Umgebungsbedingungen flüssig. Beide Kraftstoffoptionen weisen Eigenschaften von Lösemitteln auf, weshalb herkömmliche Dichtungsmaterialien nicht verwendet werden können. Entsprechend ist der Investitionsbedarf für eine geeignete Tankstelleninfrastruktur und für Änderungen an den Fahrzeugen höher als bei Kraftstoffen, wie Biodiesel, HVO oder FT-Diesel. Das schlechtere Kälteverhalten von OME und DME erfordert Präventivmaßnahmen im Winter. Anwendungsfelder für OME liegen primär bei den mobilen Maschinen und Geräten sowie im Nutzfahrzeugsektor. Ähnlich wie Wasserstoff sind erneuerbares OME und DME eher langfristige Kraftstoffoptionen, zumal sie sich aktuell noch in einem frühen Entwicklungsstadium (TRL 4 für OME und TRL 6 für DME) befinden und Produktionskapazitäten erst aufgebaut werden müssen. Die Einschätzungen zu den Gestehungskosten von OME schwanken entsprechend des TRL relativ stark. Für DME werden Gestehungskosten die 25-50 % über der fossilen Referenz liegen erwartet. Die geschätzte THG-Vermeidung mit OME liegt bei ca. 70 bis 90 %, bei DME reichen die Schätzungen von weniger als 50 bis über 90 %.

	Kraftstoffproduktion			Investitionsbedarf Tankstelleninfrastruktur ^d	Kraftstoffeigenschaften			
	Entwicklungsstadium Konversionstechnologie	Gestehungskosten	THG-Vermeidung		Reichweite Fahrzeugje Volumen Energieträger ^{e,f}	Lokale Emissionen	Gefahrstoffkennzeichnung ^g	Kälteeigenschaften ^h
Dieselsubstitute	Pflanzenöl ^a	●	●	●	●	●	●	●
	Biodiesel (FAME) ^b	Pflanzenöl	●	●	●	●	●	●
		Altspeiseöl (UCO)	●	●	●	●	●	●
	HVO	Pflanzenöl	●	●	●	●	○	●
		Altspeiseöl (UCO)	●	●	●	●	○	●
	FT-Diesel	BTL Lignocellulose	●	●	●	●	○	●
		PTL EE-Strom	○	○	○	●	○	●
	OME	BTL Lignocellulose	○	○	○	●	○	●
PTL EE-Strom		○	○	k. A. ⁿ	●	○	●	
DME	BTL Lignocellulose	●	●	●	●	○	●	
	PTL EE-Strom	●	○	k. A. ⁿ	●	○	●	
Benzinsubstitute	Ethanol	Zucker/Stärke ^c	●	●	●	●	○	●
		Lignocellulose	●	●	●	●	○	●
	FT-Benzin	BTL Lignocellulose	●	●	●	●	○	●
		PTL EE-Strom	○	○	○	●	○	●
	Methanol	BTL Lignocellulose	●	●	●	●	○	●
		PTL EE-Strom	○	○	k. A. ⁿ	●	○	●
Gäsubstitute	CNG	Biogas Mais	●	●	●	○	○	●
		Biogas Abfall-/Reststoff	●	●	●	○	○	●
		SNG Lignocellulose	●	●	●	○	○	●
		PTG EE-Strom+CO ₂	●	●	●	○	○	●
	LNG	Biogas Mais	●	●	●	○	○	●
		Biogas Abfall-/Reststoff	●	●	●	○	○	●
Kerosinsubstitute	FT-Kerosin	GTL Mais	●	●	●	●	○	●
		BTL Lignocellulose	●	●	●	●	○	●
		PTL EE-Strom	○	○	○	●	○	●
	ATJ	Lignocellulose	●	●	●	●	○	●
		Pflanzenöl	●	●	●	●	○	●
	HEFA	Altspeiseöl (UCO)	●	●	●	●	○	●
Wasserstoff (Fuel Cell)	Lignocellulose	●	●	●	○	○	●	
	EE-Strom	●	○	○	○	○	●	
	Strom ⁱ	●	○	○	○	○	●	

Legende Kraftstoffproduktion und Kraftstoffeigenschaften:					
	○	●	●	●	●
Entwicklungsstadium Konversionstechnologie	TRL 1-3 (Grundlagenforschung)	TRL 4-5 (Angewandte Forschung)	TRL 6-7 (Pilotierung)	TRL 8 (Demonstration)	TRL 9 (etabliert)
Gestehungskosten (ggü. fossiler Referenz) ^m	sehr hoch (> 200%)	hoch (150-200%)	mittel (125-150%)	gering (100-125%)	sehr gering (< 100%)
THG-Vermeidung (ggü. fossiler Referenz)	keine (< 0%)	gering (0-50%)	mittel (50-70%)	hoch (70-90%)	sehr hoch (>90%)
Investitionsbedarf Tankstelleninfrastruktur ^d	sehr hoch	hoch	mittel	gering	sehr gering
Reichweite Fahrzeugje Volumen Energieträger ^{e,f}	sehr gering (<10%)	gering (10-20%)	mittel (20-50%)	hoch (50-90%)	sehr hoch (>90%)
Lokale Emissionen	sehr hoch	hoch	mittel	gering	keine bzw. Wasserdampf
Gefahrstoffkennzeichnung ^g	4 Piktogramme	3 Piktogramme	2 Piktogramme	1 Piktogramm	keine
Kälteeigenschaften ^h	nicht geeignet	Vorbehandlung notwendig	geeignet nur für Sommerzeit	geeignet auch für Übergangszeit	ganzjährig geeignet

Kraftstoff-Verkehrssektoren-Matrix										
Motorisierte Zweiräder	Personenkraftwagen	Leichte Nutzfahrzeuge und Lastkraftwagen (< 7,5 t)	Schwere Lastkraftwagen (≤ 7,5 t)	Busse (urban, regional und überregional)	Mobile Maschinen und Geräte Offroad (geringe Leistungsanforderung)	Mobile Maschinen und Geräte Offroad (hohe Leistungsanforderung)	Schienenfahrzeuge	Schiffe für Übersee- und Binnenschifffahrt	Flugzeuge	
										Pflanzenöl ^a
										Biodiesel (FAME) ^b
										HVO
										FT-Diesel
										OME
										DME
										Ethanol
										FT-Benzin
										Methanol
										CNG
										LNG
										FT-Kerosin
										ATJ
										HEFA
										Wasserstoff (Fuel Cell)
										Strom

										Grad potenzieller Elektrifizierung
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	------------------------------------

Legende Kraftstoff-Verkehrssektoren-Matrix	
	Sehr gut geeignet und bevorzugte Verwendung
	Sehr gut geeignet und gute Alternative
	Geeignet
	Wenig geeignet oder wenig sinnvoll

Legende Grad potenzieller Elektrifizierung	
	Hohes Potenzial für Elektrifizierung des Verkehrssektors
	Mittleres Potenzial für Elektrifizierung des Verkehrssektors
	Geringes bis kein Potenzial für Elektrifizierung des Verkehrssektors

Fußnoten:	
a	im wesentlichen Rapsöl;
b	Kälteeigenschaften (CFPP) bei Biodiesel variieren in Abhängigkeit der verwendeten Rohstoffe;
c	im wesentlichen auf Basis von Stärke;
d	in Abhängigkeit der möglichen Tankvorgänge pro Zeiteinheit;
e	ggü. fossilem Dieselmotorkraftstoff;
f	Wirkungsgrad der Antriebe (Verbrennungskraftmaschine, Brennstoffzelle und Elektromotor) mit einbezogen;
g	Gefahrstoffkennzeichnung gemäß CLP-Verordnung (EG) 1272/2008;
h	Kälteeigenschaften ohne Additive und fahrzeugseitige Vorkehrungen;
i	im Gegensatz zu flüssigen und gasförmigen Energieträgern beinhaltet der Energieträger Strom nicht die entsprechenden Gesteuungskosten (etc.) für die Speicherung der Energie;
m	fossile Referenz ist 17,3 EUR/GJ;
n	Es liegen keine Angaben vor

Hinweis: ohne Anspruch auf Vollständigkeit

Abbildung 10-1 Übersicht Bewertung erneuerbarer Kraftstoffe (© DBFZ)

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1	Nachhaltigkeitsziele der EU und Deutschlands im Verkehrssektor 2020 (Richtlinie 2009/28/EG; Richtlinie 2009/30/EG; BImSchG 2019; 36. BImSchV; 37. BImSchV 2017; 38. BImSchV; UERV; Richtlinie 98/70/EG 2018)	17
Tabelle 3-2	Zielerreichung zur THG-Vermeidung im Verkehrssektor (THG-Quote): eigene Berechnung bis 2018, *möglicher Korridor bis 2020 (Darstellung auf Basis von (BAFA 2019; BLE 2018; Stücke und Egdius 2018)	20
Tabelle 3-3	Anteil Erneuerbarer Energien (entsprechend RED) im Verkehrssektor, eigene Berechnung bis 2018, *möglicher Korridor bis 2020 (Daten auf Basis von BAFA 2019; BLE 2018; AGEB 2019)	21
Tabelle 3-4	Klimaschutzplan 2050 – Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder (BMUB 2016)	23
Tabelle 3-5	Emissionsfaktoren für Kraftstoffe im Straßenverkehr in g/MJ für Deutschland 2015 gemäß (UBA 2018a; 38. BImSchV; Biokraft-NachV 2009)	25
Tabelle 3-6	Entwicklung der gesamten Treibhausgase 1990 bis 2035 im Verkehrssektor in Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalenten, tatsächliche Emissionen und Projektionen (BMU 2018b)	25
Tabelle 3-7	Endenergiebedarf und THG-Emissionen im Verkehrssektor 1990–2030	26
Tabelle 3-8	Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach EU-Richtlinie 2009/28/EG	29
Tabelle 3-9	Energiepolitische Ziele der EU und Deutschlands im Überblick (Richtlinie 2009/28/EG; Richtlinie 2009/30/EG; BImSchG 2019; BMWi 2010; KOM(2011) 112 2011).....	38
Tabelle 4-1	Ausgangsstoffe und Energiequellen alternativer Kraftstoffe entsprechend Anhang IX RED II (Richtlinie (EU) 2018/2001 2018)	41
Tabelle 5-1	Steckbrief Kraftstoff Pflanzenöl.....	50
Tabelle 5-2	Steckbrief Kraftstoff Biodiesel / FAME (fatty acid methyl ester)	51
Tabelle 5-3	Steckbrief Kraftstoff HVO/HEFA (hydrotreated vegetable oils / esters and fatty acids)	52
Tabelle 5-4	Steckbrief Kraftstoff Bioethanol (konventionell)	53
Tabelle 5-5	Steckbrief Kraftstoff Bioethanol (Lignocellulose).....	54
Tabelle 5-6	Steckbrief Kraftstoff Biomethan (Biogas)	55
Tabelle 5-7	Steckbrief Kraftstoff Biomethan (SNG, synthetic natural gas)	56
Tabelle 5-8	Steckbrief Kraftstoff BTL/Methanol	57
Tabelle 5-9	Steckbrief Kraftstoff BTL/FT-Kraftstoff (Fischer-Tropsch).....	58
Tabelle 5-10	Steckbrief Kraftstoff BTL / DME (Dimethylether)	59
Tabelle 5-11	Steckbrief Kraftstoff BTL/OME (Oxymethylenether).....	60
Tabelle 5-12	Steckbrief Kraftstoff Biowasserstoff	61
Tabelle 5-13	Steckbrief Kraftstoff PTX.....	62
Tabelle 5-14	Entwicklung der E-Fuels (PTX)-Produktionskapazitäten in Deutschland, ohne Anspruch auf Vollständigkeit	64
Tabelle 6-1	Investitionskosten Tankstelleninfrastruktur	94

Tabelle 6-2	Fahrzeugbestand und -entwicklung der Fahrzeugsegmente in Deutschland, (Radke 2018; KBA 2019a)	97
Tabelle 6-3	Fahrzeugbestand und -entwicklung der Personenkraftwagen in Deutschland in Abhängigkeit der Kraftstoffart, (KBA 2019a; Radke 2018).....	98
Tabelle 7-1	Biokraftstoffproduktion und Nutzung in Deutschland 2012–2017, jährlich in 1.000 t (Tsd.t) und PJ (bezogen auf den unteren Heizwert) (DBFZ auf Basis von BDBe 2016, 2019; BLE 2015a, 2018; BNetzA und BKartA 2019; Destatis 2018; OVID 2019a, 2019b; VDB 2015).....	102
Tabelle 9-1	Zugelassene Zertifizierungssysteme (Stand 01/2019; für die durchgestrichenen Systeme ist die Anerkennung derzeit abgelaufen)	123

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1	Weltweite Produktion von Biokraftstoffen 2006–2019 in PJ / a (* geschätzt, eigene Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018a, © DBFZ).....	2
Abbildung 2-1	Global production of biofuels 2006–2019 in PJ / a (own diagram based on (* estimated, own figure based on F.O. Licht 2018a, © DBFZ).....	5
Abbildung 3-1	Politische Ziele und rechtliche Vorgaben für Biokraftstoffe in der Europäischen Union und in Deutschland (© DBFZ)	8
Abbildung 3-2	Biokraftstoffnutzung in Deutschland 2000–2015 sowie Bedarf bis 2020 (eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von BAFA 2019; BImSchG 2019; BLE 2013, 2014, 2015a, 2018; Radke 2014, © DBFZ)	18
Abbildung 3-3	Zieldefinition und Zielerfüllung der THG-Quote, © DBFZ	19
Abbildung 3-4	Nationale Biokraftstoffquoten und -rahmenbedingungen in der EU 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von Europäische Kommission 2016a; Flach et al. 2013; F.O. Licht 2018b, © DBFZ)	31
Abbildung 3-5	Anteile erneuerbarer Energieträger im Verkehrssektor 2021–2030 nach (COM(2016) 767 2017), Annex X (geänderte Darstellung auf Basis von COM(2016) 767/2 2016, © DBFZ).....	34
Abbildung 3-6	Ausgewählte aktuelle und zukünftige Biokraftstoffquoten/-mandate weltweit 2018 (eigene Darstellung auf Basis von Lane 2019, © DBFZ)	39
Abbildung 4-1	Beispiele für biogene Rohstoffe zur Kraftstoffproduktion (© DBFZ).....	40
Abbildung 4-2	Rohstoffbasis für in Deutschland genutzte biogene Dieselsubstitute FAME und HVO (eigene Darstellung auf Basis von AGEE-Stat 2018; BAFA 2019; BLE 2014, 2015a; BMU 2018a, © DBFZ).....	42
Abbildung 4-3	Rohstoffbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Bioethanol (geänderte Darstellung auf Basis von AGEE-Stat 2018; BAFA 2019; BLE 2014, 2015a; BMU 2018a; © DBFZ)	43
Abbildung 4-4	Rohstoffbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Biomethan/ Bio-CNG (geänderte Darstellung auf Basis von BLE 2014, 2015a; © DBFZ)	44
Abbildung 4-5	Produktion von Biodiesel (FAME) und HVO in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis Flach et al. 2013; Flach et al. 2016, © DBFZ)	45
Abbildung 4-6	Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis Flach et al. 2013; Flach et al. 2016, © DBFZ)	46
Abbildung 4-7	Weltweite Produktionsmengen Biokraftstoffe nach Rohstoffbasis 2006–2016 (eigene Berechnungen auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ).....	47
Abbildung 5-1	Konversionspfade für die Biokraftstoffproduktion sowie Synergien zwischen bio- und strombasierter Kraftstoffe (© DBFZ)	49
Abbildung 5-2	Produktion, Produktionskapazität und Nutzung von Biodiesel in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von BAFA 2019; BMF 2007; VDB 2015, © DBFZ).....	66
Abbildung 5-3	Produktion, Produktionskapazität und Nutzung von Bioethanol in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von BAFA 2019; BDBe 2016; BMF 2007, © DBFZ).....	67

Abbildung 5-4	Produktion, Einspeisekapazität und Nutzung als Kraftstoff von Biomethan in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von BLE 2014, 2018; BNetzA 2011, 2012, 2013, 2014; BNetzA und BKartA 2019, © DBFZ).....	68
Abbildung 5-5	Produktion und Produktionskapazität von Biodiesel (FAME) in der EU 2018 (eigene Darstellung auf Basis F.O. Licht 2018b, © DBFZ).....	69
Abbildung 5-6	Produktion und Produktionskapazität von Biodiesel- (FAME) in der EU 2018 (eigene Darstellung auf Basis F.O. Licht 2018b, © DBFZ).....	69
Abbildung 5-7	Entwicklung von Biodiesel (FAME) und HVO innerhalb der EU von 2006–2018 (geänderte Darstellung auf Basis Flach et al. 2013; Flach et al. 2016, © DBFZ)	70
Abbildung 5-8	Entwicklung des EU-Bioethanolsektors 2007–2018 (geänderte Darstellung auf Basis Flach et al. 2016; Flach et al. 2013, © DBFZ)	71
Abbildung 5-9	Weltweite Produktion von Biokraftstoffen 2006–2016 in PJ / a (eigene Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ).....	72
Abbildung 5-10	Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen weltweit 2018 (eigene Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)	73
Abbildung 5-11	Weltweite Produktion von Bioethanol als Kraftstoff 2000–2019 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ).....	74
Abbildung 5-12	Weltweite Produktion von Biodiesel FAME (links) und HVO (rechts) seit 2005 bzw. 2008 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)	75
Abbildung 5-13	Produktionskapazitäten für Bioethanol aus Lignocellulose weltweit 2010–2020+ (Auswertung auf Basis von F.O. Licht 2018a, © DBFZ).....	76
Abbildung 5-14	Weltweite Produktionskapazität von HVO 2004–2018 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018a, © DBFZ).....	77
Abbildung 5-15	Aufbereitungskapazität Biomethan weltweit 2005–2017 (geänderte Darstellung auf Basis von IEA 2018, © DBFZ).....	78
Abbildung 6-1	Im- und Exporte von Biodiesel (FAME) nach/aus Deutschland 2017 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ 2018).....	79
Abbildung 6-2	Importe und Exporte von Bioethanol (beinhaltet auch Industrie- und Trinkalkohol) nach bzw. aus Deutschland 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ 2018)	80
Abbildung 6-3	Biodieselaußenhandel der Europäischen Union 2010–2018 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ).....	80
Abbildung 6-4	EU-Importe von Biodiesel 2015 und 2017 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b; © DBFZ 2018).....	81
Abbildung 6-5	EU-Importe von Bioethanol (zur Nutzung als Kraftstoff und sonstige Nutzungen) 2011 und 2017 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ 2018).....	82
Abbildung 6-6	Biokraftstoffaußenhandel der Europäischen Union 2017 (eigene Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ).....	83
Abbildung 6-7	Entwicklung der Im- und Exporte von Bioethanol (inklusive Industrie- und Trinkalkohol) weltweit 2011–2017 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ)	84
Abbildung 6-8	Entwicklung der Im- und Exporte von Biodiesel (FAME) und HVO weltweit 2008–2019 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b, © DBFZ).....	84

Abbildung 6-9	Beimischungsgrenzen und länderspezifische Kraftstoffoptionen mit erhöhtem Biokraftstoffanteil innerhalb der EU (auf Basis der nationalen Normungsgremien, © DBFZ).....	85
Abbildung 6-10	Anzahl öffentlich zugänglicher Tankstellen für die konventionellen Kraftstoffe Benzin und Diesel sowie der öffentlich zugänglichen Normal- (AC) und Schnellladepunkte (DC) für Elektrofahrzeuge (Abbildung links) und der öffentlich zugänglichen Tankstellen für die alternativen Kraftstoffe Pflanzenöl, Biodiesel B100, Ethanol E85, Wasserstoff, CNG und LNG. (Datenbasis: BNetzA 2018; heise.de 2018; LBST 2015, 2016, 2017; NPE 2015, 2018; Schumann 2017; Statista 2018a, 2018b; TÜV 2018a, 2018b, © DBFZ 2)	93
Abbildung 6-11	Fahrleistung in Deutschland gemeldeter Fahrzeuge, (Darstellung auf Basis von Radke 2018, © DBFZ).....	99
Abbildung 6-12	Fahrzeugspezifische durchschnittliche Fahrleistung pro Jahr, (Darstellung auf Basis von KBA 2018, © DBFZ)	100
Abbildung 7-1	Biokraftstoffnutzung in Deutschland 1994–2017 (DBFZ auf Basis von BAFA 2019; BLE 2014, 2015a, 2018; BMF 2007; Radke 2014; © DBFZ), HVO und Biomethan 2018: vorläufige Schätzung	103
Abbildung 7-2	Biokraftstoffnutzung in der Europäischen Union 2008–2019 (geänderte Darstellung auf Basis von F.O. Licht 2018b; © DBFZ).....	104
Abbildung 7-3	Weltweiter Energiebedarf im Verkehrssektor, historische Entwicklung seit 1990 und perspektivisch bis 2040 (eigene Darstellung auf Basis von IEA/OECD 2015; © DBFZ).....	105
Abbildung 7-4	Energiebedarf im EU-Verkehrssektor, historische Entwicklung seit 1990 und perspektivisch bis 2050 (eigene Darstellung auf Basis von Capros et al. 2013; Eurostat 2019; © DBFZ)	106
Abbildung 7-5	Entwicklung und Aufteilung des Endenergiebedarfs auf die Verkehrssektoren in Deutschland 1994–2017 (eigene Darstellung auf Basis von Radke 2018; © DBFZ).....	107
Abbildung 7-6	Kernaussagen für erneuerbare Energieträger im Verkehr bis 2050 (eigene Darstellung auf Basis von Kreyenberg et al. 2015)	108
Abbildung 7-7	Entwicklungspotenziale für Angebot und Nachfrage erneuerbarer Energieträger im Verkehr bis 2050 (geänderte Darstellung auf Basis von Kreyenberg et al. 2015).....	109
Abbildung 7-8	Selbstverpflichtung der Flugverkehrsbranche und daraus resultierender Bedarf an erneuerbaren Energieträgern bis 2050 (Naumann und Müller-Langer 2016; © DBFZ).....	110
Abbildung 8-1	Preisentwicklung von Raps-, Soja- und Palmöl (roh) sowie Altspeiseöl (UCO) und fossilem Rohöl von 2010–2018 (eigene Darstellung auf Basis AMI; finanzen.net 2018b; Pelkmans et al. 2014; UFOP 2019; © DBFZ).....	115
Abbildung 8-2	Preisentwicklung von Biodiesel und fossilem Diesel (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Rapsschrot von 2010 bis Dezember 2018 (eigene Darstellung auf Basis AMI; MWV 2018; UFOP 2019; © DBFZ)	115

Abbildung 8-3	Wirtschaftlichkeit Biodieselproduktion (FAME) in der EU: Gegenüberstellung Kosten- und Erlösentwicklung von 2015–2019 (geänderte Darstellung auf Basis F.O. Licht 2018b; © DBFZ).....	116
Abbildung 8-4	Preisentwicklung von Bioethanol und fossilem Benzin (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Weizen und DDGS von 2010–2018 (eigene Darstellung auf Basis finanzen.net 2018a, 2018c; F.O. Licht 2018b; MWV 2018; © DBFZ)	117
Abbildung 8-5	Bandbreiten für Gesteungskosten erneuerbarer Kraftstoffe (eigene Darstellung auf Basis diverser Studien und Veröffentlichungen; siehe Literaturverzeichnis Abbildung 8-5, © DBFZ).....	119
Abbildung 9-1	Bandbreiten der Treibhausgasvermeidung von erneuerbaren Kraftstoffen (eigene Darstellung auf Basis diverser Studien und Veröffentlichungen; siehe Literaturverzeichnis, siehe Abbildungsverzeichnis Abbildung 9-1, © DBFZ)	122
Abbildung 9-2	Anteilige spezifische THG-Vermeidung in Deutschland eingesetzter Biokraftstoffe (ohne HVO) der Jahre 2016 und 2017 in Prozent gegenüber Referenzwert von 83,8 g CO ₂ -Äq./MJ (eigene Darstellung auf Basis von BLE 2018, © DBFZ)	124
Abbildung 9-3	Durchschnittliche THG-Vermeidung der Biokraftstoffe HVO, FAME, Biomethan und Bioethanol aus den Nachhaltigkeitsnachweisen der staatlichen Datenbank NABISY der Jahre 2013–2017, angegeben in Prozent gegenüber dem in der RED definierten Referenzwert von 83,8 g CO ₂ -Äq./MJ (eigene Darstellung auf Basis von BLE 2015b, 2015a, 2018, © DBFZ)	125
Abbildung 9-4	Vergleich kraftstoffspezifische THG-Emissionen (WTW) und Verbrauch in MJ/km (TTW) für 95 g CO ₂ /km (basierend auf BLE 2018; Müller-Langer 2011; Richtlinie (EU) 2015/652 2015; Schlömer et al. 2014; UBA 2018b, © DBFZ).....	127
Abbildung 9-5	Stickstoffoxid-Konformitätsfaktoren von n Mittelwertfenster einer RDE-Messung mit PEMS an einem Traktor im Betrieb mit Rapsölkraftstoff bei unterschiedlichen landwirtschaftlichen Arbeiten (Huber 2019), (© TFZ)	131
Abbildung 10-1	Übersicht Bewertung erneuerbarer Kraftstoffe (© DBFZ).....	139

Literaturverzeichnis

10. BImSchV (2014): Zehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes. 10. BImSchV. In: *BGBI* (Heft I Nr. 55), S. 1890.

36. BImSchV: Sechsendreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote. 36. BImSchV, vom 29.01.2007. In: *BDGI* 2007 (Heft I Nr. 3), S. 60.

37. BImSchV (2017): Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes. 37. BImSchV, vom 15.05.2017. In: *BGBI* (Heft I Nr. 28), S. 1195.

38. BImSchV: Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, vom 08.12.2017. In: *BGBI* (Heft I Nr. 77), S. 3892.

AGEB (2019): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Hg. v. AG Energiebilanzen. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&file-Name=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf, zuletzt aktualisiert am 07.05.2019.

AGEE-Stat (2018): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

AGQM (2018): Biodiesel-Analytik. Die wichtigsten Qualitätsparameter und ihre Bedeutung. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agqm-biodiesel.de/application/files/6715/4710/7996/Merkblatt_Analytik.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

AMI: Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe. Wöchentlicher Newsletter. Hg. v. Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH.

ASTM D1655-18a, 2018: ASTM D1655-18a Specification for Aviation Turbine Fuels.

Audi (2017): Audi intensiviert Forschung bei synthetischen Kraftstoffen. Ingolstadt/Laufenburg. Online verfügbar unter <https://www.audi-mediacyber.com/de/pressemitteilungen/audi-intensiviert-forschung-bei-synthetischen-kraftstoffen-9546>, zuletzt geprüft am 11.01.2019.

BAFA (2019): Amtliche Mineralölstatistik für die Bundesrepublik Deutschland. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Mineraloelstatistik/mineraloel_node.html;jsessionid=A062EFC20A1EAD3FDB875EF32C30B1F9.1_cid387, zuletzt aktualisiert am 07.05.2019.

BDBe (2016): Die deutsche Bioethanolwirtschaft in Zahlen. Online verfügbar unter <https://www.bdbe.de/daten/marktdaten-deutschland>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

BDBe (2018): Marktdaten 2017. Online verfügbar unter https://www.bdbe.de/application/files/2415/3018/2156/Marktdaten_Bioethanol_2017_2018_06_28.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

BDBe (2019): Die deutsche Bioethanolwirtschaft in Zahlen. Online verfügbar unter <https://www.bdbe.de/daten/marktdaten-deutschland>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

BFT (2018): Entwicklung der Tankstellenanzahl in Deutschland. Hg. v. Bundesverband Freier Tankstellen e.V. Online verfügbar unter <https://www.bft.de/daten-und-fakten/entwicklung-tankstellenanzahl>, zuletzt geprüft am 14.12.2018.

BImSchG (2019): Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. BImSchG, vom 08.04.2019. In: *BGBI* (Heft I Nr. 12), S. 432.

BioKraftFÄndG (2009): Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen. BioKraftFÄndG, vom 15.07.2009. In: *BGBI* (I Nr. 41), S. 1804.

Biokraft-NachV (2009): Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen. Biokraft-NachV, vom 05.10.2009. In: *BGBI* 2009 (Teil I Nr. 65), S. 3182.

BLE (2013): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. 2. überarbeitete Auflage. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2012_2_Auflage.pdf;jsessionid=F83723B2944228AD3C163782F8AEBF89.2_cid335?__blob=publicationFile&v=1.

BLE (2014): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2013. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2013.pdf;jsessionid=F83723B2944228AD3C163782F8AEBF89.2_cid335?__blob=publicationFile&v=1.

BLE (2015a): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2014. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2014.pdf;jsessionid=F83723B2944228AD3C163782F8AEBF89.2_cid335?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

BLE (2015b): Grafik. THG-Einsparung: Biokraftstoffe aus Nachhaltigkeitsnachweisen aus der staatlichen Datenbank Nabisy. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/THG-EinsparungBiokraftstoffeGrafik.html>.

BLE (2018): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Hg. v. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Bonn. Online verfügbar unter https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

BMF (2007): Bericht des Bundesministeriums der Finanzen an den Deutschen Bundestag zur Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe. Biokraftstoffbericht 2007. Hg. v. Bundesministeriums der Finanzen.

BMU (2007): Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

- BMU (2018a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Hg. v. Naturschutz und Reaktorsicherheit Bundesministerium für Umwelt. Berlin.
- BMU (2018b): Klimaschutzbericht 2017. Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Berlin.
- BMU; BMELV (2010): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland. Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Berlin.
- BMUB (2014): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin.
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin.
- BMUB (2019): Klimaschutzbericht 2018. zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin.
- BMW i (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin.
- BMW i (2018a): Die Energie der Zukunft. Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2016. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW i). Berlin.
- BMW i (2018b): Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen (Umweltbonus), vom 28.02.2018. In: *BAnz* (AT 02.03.2018 B1).
- BNetzA (2011): Biogas-Monitoringbericht 2011. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2011. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/BioGasMonitoringbericht2011.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- BNetzA (2012): Biogas -Monitoringbericht 2012. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2012. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/BioGasMonitoringbericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- BNetzA (2013): Biogas -Monitoringbericht 2013. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2013. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/130819_Biogas-Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- BNetzA (2014): Biogas -Monitoringbericht 2014. Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2018): Ladesäulenregister Bundesnetzagentur. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulen/Ladesaeulenkarte_Datenbankauszug19.xlsx?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 17.12.2018.

BNetzA; BKartA (2019): Monitoringbericht 2018. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Bonnel, Pierre; Mendoza Villafuerte, Pablo; Perujo, Adolfo; Provenza, Alessio (2013): Non road engines conformity testing based on pems. Lessons learned from the European pilot program. Luxembourg: Publications Office (EUR, Scientific and technical research series, 26438), zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Brooks, Phillip (EPA) (2015): Re: Notice of Violation, 2015 an D. Geanacopoulos, S. Johnson, Volkswagen Group of America Inc., Volkswagen AG und Audi AG.

Bründlinger, Thomas; König, Julian Elizalde; Frank, Oliver; Gründig, Dietmar; Jugel, Christoph; Kraft, Patrizia et al. (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

Cao, Tanfeng; Durbin, Thomas D.; Cocker, David R.; Wanker, Roland; Schimpl, Thomas; Pointner, Volker et al. (2016): A Comprehensive Evaluation of a Gaseous Portable Emissions Measurement System with a Mobile Reference Laboratory. In: *Emiss. Control Sci. Technol.* 2 (3), S. 173–180. DOI: 10.1007/s40825-016-0040-4.

Capros, P.; Vita, A. de; Tasios, N. (2013): EU energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050: Reference scenario 2013. Hg. v. Europäische Kommission. Luxembourg.

COM(2014) 15 (2014): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020–2030. COM(2014) 15, vom 22.01.2014.

COM(2016) 501 (2016): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine europäische Strategie für emissionsarme Mobilität. COM(2016) 501, vom 20.07.2016.

COM(2016) 767 (2017): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). COM(2016) 767, vom 23.02.2017.

COM(2016) 767/2 (2016): Annexes to the Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). COM (2016) 767/2.

COM(2018) 773 (2018): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank: Ein sauberer Planet für alle. Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft. COM(2018) 773, vom 28.11.2018.

COM/2018/284 (2018): Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung von CO₂-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge. COM/2018/284.

CRI (2019): World's Largest CO₂ Methanol plant. Online verfügbar unter <http://www.carbonrecycling.is/george-olah>, zuletzt aktualisiert am 09.05.2019.

Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Trommler, Marcus; Reinholz, Toni; Völler, Klaus et al. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ Report, Nr. 30).

Destatis (2018): Erzeugung. Erhebung über Biotreibstoffe. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Biotreibstoffe.html>.

DIN 51605:2016-01, 2016: DIN 51605 Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren.

DIN 51623:2015-12, 2015: DIN 51623 Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren - Pflanzenölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren.

DIN EN 14214:2014-06, 2014: DIN EN 14214 Flüssige Mineralölerzeugnisse - Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 14214:2012+A1:2014.

DIN EN 15293:2018-10, 2018: DIN EN 15293 Kraftstoffe - Ethanolkraftstoff (E85) - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 15293:2018.

DIN EN 15376:2014-12, 2014: DIN EN 15376 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 15376:2014.

DIN EN 15940:2018-08, 2018: DIN EN 15940 Kraftstoffe - Paraffinischer Dieselmotorkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 15940:2016+A1:2018.

DIN EN 16709:2015-12, 2015: DIN EN 16709 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Dieselmotorkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30) - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 16709:2015.

DIN EN 16723-2:2017-10, 2017: DIN EN 16723 Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz - Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge: Deutsche Fassung EN 16723-2:2017.

DIN EN 16734:2016-11, 2016: DIN EN 16734 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - B10 Dieselmotorkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 16734:2016.

DIN EN 16942:2016-12, 2016: DIN EN 16942 Kraftstoffe - Identifizierung der Fahrzeug-Kompatibilität - Graphische Darstellung zur Verbraucherinformation. Deutsche Fassung EN 16942:2016.

DIN EN 228:2017-08, 2017: DIN EN 228 Kraftstoffe - Unverbleite Ottokraftstoffe - Anforderungen und Prüfverfahren; Deutsche Fassung EN 228:2012+A1:2017.

DIN EN 589:2012-06, 2012: DIN EN 589 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Flüssiggas - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 589:2008+A1:2012.

DIN EN 590:2017-10, 2017: DIN EN 590 Kraftstoffe - Dieseldieselkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren. Deutsche Fassung EN 590:2013+A1:2017.

Emberger, Peter (2013): Zünd-, Verbrennungs- und Emissionsverhalten verschiedener Pflanzenöle. Dissertation. Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, Halle (Saale).

EnergieStG (2006): Energiesteuergesetz. EnergieStG, vom 15.07.2006. In: *BGBI* (I Nr. 33), S. 1534.

EnergieStG (2015): Energiesteuergesetz. EnergieStG, vom 03.12.2015. In: *BGBI* (I), S. 2178.

Ettl, Johannes (2019): Langzeitmonitoring pflanzenöлтаuglicher Traktoren der Abgasstufen I bis IV. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (Berichte aus dem TFZ, 60 (in Vorbereitung)).

Ettl, Johannes; Emberger, Peter; Thuneke, Klaus; Remmele, Edgar (2016): Pflanzenöлтаugliche Traktoren der Abgasstufen I bis IIIB. Begleitforschung zum Einsatz pflanzenöлтаuglicher Traktoren auf bayerischen Versuchsgütern. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe. Straubing (Berichte aus dem TFZ, 47).

Europäische Kommission (Hg.) (2016a): Clean Transport. Support to the Member States for the Implementation of the Directive on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure. Good Practice Examples. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/themes/urban/studies/doc/2016-01-alternative-fuels-implementation-good-practices.pdf>, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

Europäische Kommission (2016b): Infrastructure. TEN-T: Connecting Europe. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/transport/themes/infrastructure>.

Europäische Kommission (2018): Saubere Mobilität. Parlament und EU-Staaten einig über neue CO₂-Grenzwerte für Autos. Hg. v. Europäische Kommission. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/germany/news/20181218-co2-grenzwerte-autos_de, zuletzt geprüft am 03.01.2019.

Europäische Kommission (2019): Clean energy for all Europeans. Online verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>, zuletzt geprüft am 17.01.2019.

Eurostat (2019): Anteil erneuerbarer Energie am Kraftstoffverbrauch des Verkehrs. Hg. v. Europäische Kommission. Online verfügbar unter <http://data.europa.eu/euodp/de/data/data-set/PGYpGpTwqJaYOD7ZXhkHg>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

F.O. Licht (2018a): Plants & Projects. Hg. v. Informa U.K. Limited.

F.O. Licht (2018b): World Ethanol & Biofuels Report. Bd. 2008–2018. Hg. v. Informa U.K. Limited.

finanzen.net (2018a): Ethanolpreis historische Kurse in Euro. Hg. v. finanzen.net GmbH. Online verfügbar unter <https://www.finanzen.net/rohstoffe/ethanolpreis/historisch/euro>.

finanzen.net (2018b): Ölpreis historische Kurse in Euro. Hg. v. finanzen.net GmbH. Online verfügbar unter <https://www.finanzen.net/rohstoffe/oelpreis/historisch/euro?type=Brent>, zuletzt aktualisiert am 08.05.2019.

finanzen.net (2018c): Weizenpreis historische Kurse in Euro. Hg. v. finanzen.net GmbH. Online verfügbar unter <https://www.finanzen.net/rohstoffe/weizenpreis/historisch>.

Flach, Bob; Bendz, Karin; Krautgartner, Roswitha; Lieberz, Sabine (2013): EU-27. Biofuels Annual: EU Biofuels Annual 2013. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service (GAIN Report, NL3034).

Flach, Bob; Lieberz, Sabine; Rondon, Marcela; Williams, Barry; Wilson, Candice (2016): EU-27. Biofuels Annual: EU Biofuels Annual 2016. Hg. v. USDA Foreign Agricultural Service (GAIN Report, NL6021).

FNR (2019): Untersuchungen zur Ausgestaltung der Biokraftstoffgesetzgebung. Online verfügbar unter <https://www.fnr.de/index.php?id=11150&fkz=22401416>, zuletzt aktualisiert am 08.05.2019.

Fuelcat (2018): Tankstellen in Deutschland (Ethanol/E85). Online verfügbar unter <http://www.fuelcat.de/tankstellen-in-deutschland-eu/tankstellen-in-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 17.12.2018.

Gietzelt, C.; Heinle, H.; Knuth, H.-W. (2012): Mobile "in use" Emissionsmessung bei realen Agraranwendungen. Ein Beitrag zum EU-PEMS Pilotprojekt für mobile Maschinen (NRMM). In: AVL Deutschland GmbH (Hg.): Beiträge – Proceedings. 7. Internationales Forum Abgas und Partikelemissionen, S. 70–81, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Golling, Christiane, Heuke, Reemt; Seidl, Hannes; Uhlig, Jeannette (2017): Baustein einer Integrierten Energiewende. Roadmap Power to Gas. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

Götz, Kristin; Zickmann, Stefan; Fey, Barbara; Büniger, Jürgen; Stapf, Wolfgang; Fan, Zhu (2016): Abschlussbericht zum Projektvorhaben Diesel R33. 1. Aufl. Hg. v. Jürgen Krahl, Axel Munack, Peter Eilts und Jürgen Büniger. Göttingen (Fuels Joint Research Group - Interdisziplinäre Kraftstoffforschung für die Mobilität der Zukunft, 15).

Greenea (2017): New players join the HVO game. Online verfügbar unter <https://www.greenea.com/wp-content/uploads/2017/02/HVO-new-article-2017-1.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Günther, Jens; Lehmann, Harry; Lorenz, Ullrich; Purr, Katja (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_fachbrosch_rtd_final_bf_0.pdf.

H2 live (2018): H2 tanken. Wasserstoffmobilität beginnt jetzt. Hg. v. H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co KG. Online verfügbar unter <https://h2.live/>, zuletzt geprüft am 17.12.2018.

Haas, Rita; Remmele, Edgar (2013): Dezentrale Ölsaatenverarbeitung 2012/2013. Eine bundesweite Befragung. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum Straubing. Straubing (Berichte aus dem TFZ, 34). Online verfügbar unter http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/34_bericht.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Harndorf, Horst; Buchholz, Bert; Schümann, Ulrike; Wichmann, Volker; Flügge, Evelyn; Sadlowski, Thomas (2017): Betriebsverhalten von Industrie- und Landtechnikmotoren Abgasstufe EU COM IV im Biodieselbetrieb. Rostock. Online verfügbar unter <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22012113.pdf>, zuletzt aktualisiert am 08.05.2019.

Hebenstreit, Steffen (2018): Erdgastankstellen in Deutschland. Hg. v. Verlag Energie Marketing. Online verfügbar unter https://www.gas24.de/cms/index.php?article_id=155&clang=0, zuletzt geprüft am 17.12.2018.

heise.de (2018): Erste LNG-Tankstelle in Deutschland eröffnet. Online verfügbar unter <https://www.heise.de/autos/artikel/Erste-LNG-Tankstelle-in-Deutschland-eroeffnet-4167609.html>, zuletzt geprüft am 14.12.2018.

Hitzler, G.; Bargende, M. (2000): Schadstoffemissionen von Pkw mit reformulierten Kraftstoffen unter realen Fahrbedingungen. Hg. v. Forschungsinstitut für Kraftfahrwesen und Fahrzeugmotoren Stuttgart

FKFS. Online verfügbar unter <http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/40054/PEF397006SBer.pdf?command=downloadContent&file-name=PEF397006SBer.pdf&FIS=203>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Hobohm, Jens; der Maur, Alex auf; Dambeck, Hans; Kemmler, Andreas; Koziel, Sylvie; Kreidelmeyer, Sven et al. (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Endbericht. Hg. v. Prognos AG, Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.

Huber, Georg (2019): Abgasverhalten von Fahrzeugen im realen Betrieb mit alternativen Kraftstoffen. Bestimmung mit einem portablen Emissionsmesssystem (PEMS). Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (Berichte aus dem TFZ, 62). Online verfügbar unter http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/tfz_bericht_62_pems_ges.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Huber, Georg; Scholz, Alexander; Stöhr, Michael; Düsseldorf, Christian; Flierl, Rudolf; Thuncke, Klaus et al. (2015): Herstellung und Demonstration der Praxistauglichkeit von Traktoren mit Motoren der Abgasstufe IV im Betrieb mit Pflanzenöl. Hg. v. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe. Straubing (Berichte aus dem TFZ, 44).

IEA (2018): Upgrading Plant List 2017. Hg. v. IEA Task 37: Energy from Biogas. Online verfügbar unter <http://task37.ieabioenergy.com/plant-list.html>, zuletzt aktualisiert am 08.05.2019.

IEA/OECD (2015): World Energy Outlook 2015. Washington: Organisation for Economic Co-operation and Development.

IEA/OECD (2017): World Energy Outlook 2017.

ISO 14687-2:2012-12, 2012: ISO 14687-2 Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2: Protonenaustauschmembran (PEM) – Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge.

ISO 16861:2015-05, 2015-05: ISO 16861 Mineralölerzeugnisse - Kraftstoffe (Klasse F) - Spezifikationen für Dimethylether (DME).

KBA (2018): Erneut mehr Gesamtkilometer bei geringerer Jahresfahrleistung je Fahrzeug. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/2017_vk_kurzbericht_pdf?__blob=publicationFile&v=14, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

KBA (2019a): Bestand am 1. Januar 2019 nach Fahrzeugklassen. Absolut. Kraftfahrt-Bundesamt. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/2019_b_fzkl_eckdaten_pkw_dusl.html?nn=652402, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

KBA (2019b): Personenkraftwagen am 1. Januar 2019 nach ausgewählten Merkmalen. Kraftstoffarten. Kraftfahrt-Bundesamt. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/j%C3%A4hrlich/2019_b_barometer.html?nn=2084378, zuletzt geprüft am 02.05.2019.

KOM(2001) 547: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen. KOM(2001) 547, vom 07.11.2001. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52001DC0547&from=EN>, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

KOM(2005) 628 (2005): Aktionsplan für Biomasse. KOM(2005) 628, vom 07.12.2005. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52005DC0628&from=EN>, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

KOM(2006) 34 (2006): Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe. KOM(2006) 34, vom 08.02.2006.

KOM(2006) 848 (2007): Fahrplan für erneuerbare Energien – Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft. KOM(2006) 848, vom 10.01.2007.

KOM(2011) 112 (2011): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Fahrplan für den Übergang zu einer Wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050. KOM(2011) 112, vom 08.03.2011.

König, Daniel (2016): Techno-ökonomische Prozessbewertung der Herstellung synthetischen Flugturbinentreibstoffes. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiespeicherung.

Kreyenberg, D.; Lischke, A.; Bergk, F.; Duennebeil, F.; Heidt, C.; Knörr, W. et al. (2015): Erneuerbare Energien im Verkehr. Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Anlage/MKS/mks-kurzstudie-ee-im-verkehr.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Kühnel, Sven; Hacker, Florian; Görz, Wolf (2018): Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr. Ein Technologie- und Wirtschaftlichkeitsvergleich. Erster Teilbericht des Forschungsvorhabens „StratON – Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge“. Hg. v. Öko-Institut e.V. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratON-O-Lkw-Technologievergleich-2018.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Landälv, Ingvar (2018): Biofuels potential, production costs and GHG reduction capability. Results from SGAB work 2016. 8th Stakeholder Plenary Meeting. European Technology and Innovation Platform. Brüssel/Belgien, 11.04.2018.

Lane, Jim (2019): Biofuels Mandates Around the World 2019. Hg. v. Biofuels Digest. Online verfügbar unter <https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2019/01/01/biofuels-mandates-around-the-world-2019/>, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

LBST (2015): Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland. Hg. v. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Online verfügbar unter <https://ecomento.de/wp-content/uploads/2015/03/Wasserstofftankstellen-Deutschland-2014.jpg>.

LBST (2016): Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland. Hg. v. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Online verfügbar unter <https://ecomento.de/wp-content/uploads/2016/02/Wasserstofftankstellen-Deutschland-2016-Anzahl.jpg>.

LBST (2017): Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland. Hg. v. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Online verfügbar unter <https://ecomento.de/wp-content/uploads/2017/02/Wasserstoff-Elektroauto-Tankstellen-Deutschland-2017.jpg>.

LIQVIS (2018): LNG-Tankstellen in Europa. Die Zukunft liegt auf der Straße – das Netz wird dichter. Hg. v. LIQVIS GmbH. Online verfügbar unter <https://www.liqvis.com/de/lng-tankstellennetz/>, zuletzt geprüft am 14.12.2018.

Majer, Stefan; Gröngröft, Arne; Drache, Christian; Braune, Maria; Meisel, Kathleen; Müller-Langer, Franziska et al. (2015): Handreichung. Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.

Müller-Langer, Franziska (2011): Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Leipzig (DBFZ-Report, 9).

Müller-Langer, Franziska; Majer, Stefan; O'Keeffe, Sinéad (2014): Benchmarking biofuels—a comparison of technical, economic and environmental indicators. In: *Energ Sustain Soc* 4 (1), S. 523. DOI: 10.1186/s13705-014-0020-x.

Müller-Langer, Franziska; Schröder, Jörg; Naumann, Karin (2015): Beitrag der biogenen Kraftstoffe zur Erreichung der CO₂-Gesetzgebung. In: Beiträge zur 13. FAD-Konferenz: Herausforderung - Abgasnachbehandlung für Dieselmotoren. S. 243-254. Förderkreis Abgasnachbehandlungstechnologien für Dieselmotoren (FAD) e.V. Dresden – ISSN 2199- 8973.

MWV (2018): Preiszusammensetzung. Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselmotorenkraftstoff [€-cent/Liter]. Hg. v. Mineralölwirtschaftsverband e.V. Online verfügbar unter <https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/>, zuletzt aktualisiert am 08.05.2019.

Naumann, Karin; Müller-Langer, Franziska (2016): Perspektiven für Antriebstechnologien und biogene Energieträger im Verkehr bis 2050. In: Michael Nelles (Hg.): Tagungsband. 10. Rostocker Bioenergieforum. Rostock: Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät (Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, Band 58).

NGV (2018): Current Natural Gas Vehicle Statistics. Hg. v. NGV Global. Online verfügbar unter <http://www.iangv.org/current-ngv-stats/>.

NGVA (2012): Statistical information on the European and Worldwide NGV status. Hg. v. NGVA Europe. Online verfügbar unter <http://www.ngvaeurope.eu/statistical-information-on-the-european-and-worldwide-ngv-status>.

NOW (2016): Ergebnisbericht. Studie Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene. Hg. v. NOW GmbH Nationale Organisation Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie. Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20160701-bmvi-studie-untersucht-wirtschaftliche-rechtliche-und-technische-voraussetzungen-fuer-den-einsatz-von-brennstoffzellentriebwagen-im-zugverkehr/h2-schiene_ergebnisbericht_online.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

NPE (2015): Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015. Hg. v. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin. Online verfügbar unter http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_AG3_Statusbericht_LIS_2015_barr_bf.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

NPE (2018): Fortschrittsbericht 2018. Markthochlaufphase. Hg. v. Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin. Online verfügbar unter http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

OVID (2019a): Die Standorte unserer Mitgliedsfirmen in Deutschland. Hg. v. Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e.V. Online verfügbar unter <https://www.ovid-verband.de/ueber-ovid/mitgliedsfirmen/>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

OVID (2019b): Zahlen Deutschland. Aktuelle Zahlen für 2017. Hg. v. Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e.V. Online verfügbar unter <https://www.ovid-verband.de/positionen-und-fakten/zahlen-deutschland/>.

Pelkmans, Luc; Goh, Chun Sheng; Junginger, Martin; Parhar, Ravindresingh; Bianco, Emanuele; Pellini, Alessandro et al. (2014): Impact of promotion mechanisms for advanced and low-iLUC biofuels on markets. Summary report. Hg. v. IEA Task 40: Sustainable International Bioenergy Trade.

Radke, Sabine (2014): Verkehr in Zahlen 2014/2015. 43. Jahrgang. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Hamburg.

Radke, Sabine (2018): Verkehr in Zahlen. 2018/2019. 47. Jahrgang. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Flensburg.

Reichel, Johannes (2018): Volkswagen. R33 BlueDiesel senkt CO₂-Emissionen. Hg. v. HUSS-VERLAG GmbH. VISION-mobility.de. Online verfügbar unter <https://www.vision-mobility.de/de/news/volkswagen-r33-bluediesel-senkt-co2-emissionen-2475.html>, zuletzt aktualisiert am 08.05.2019.

Richtlinie (EU) 2015/1513: Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Richtlinie (EU) 2015/1513. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 239), S. 1.

Richtlinie (EU) 2015/652 (2015): Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates vom 20. April 2015 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen. Richtlinie (EU) 2015/652. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 107), S. 26.

Richtlinie (EU) 2018/2001 (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). Richtlinie (EU) 2018/2001. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 328), S. 82, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Richtlinie 2003/30/EG: Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. Richtlinie 2003/30/EG, vom 08.05.2003. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 123), S. 42.

Richtlinie 2003/96/EG: Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. Richtlinie 2003/96/EG, vom 27.10.2003. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 283), S. 51.

Richtlinie 2009/28/EG: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Richtlinie 2009/28/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 140), S. 16.

Richtlinie 2009/30/EG: Richtlinie 2009/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen sowie zur Änderung der Richtlinie 1999/32/EG des Rates im Hinblick auf die Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 93/12/EWG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 140), S. 88.

Richtlinie 2014/94/EU (2014): Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Richtlinie 2014/94/EU. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 307), S. 1.

Richtlinie 97/68/EG (1997): Richtlinie 97/68/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 1997 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über Maßnahmen zur Bekämpfung der Emission von gasförmigen Schadstoffen und luftverunreinigenden Partikeln aus Verbrennungsmotoren für mobile Maschinen und Geräte. Richtlinie 97/68/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 059), S. 1.

Richtlinie 98/70/EG (2018): Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates. Richtlinie 98/70/EG, vom 24.12.2018. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 350), S. 58. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:01998L0070-20181224&from=EN>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Schlömer, S.; Bruckner, T.; Fulton, L.; Hertwich, E.; McKinnon, A.; Perczyk, D. et al. (2014): Annex III. Technology-specific cost and performance parameters. In: O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth et al. (Hg.): *Climate Change 2014. Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge (United Kingdom and New York, NY, USA).

Schröder, Jörg; Hartmann, Franziska; Eschrich, Robert; Worch, Denis; Böhm, Jürgen; Gläser, Roger; Müller-Langer, Franziska (2017): Accelerated performance and durability test of the exhaust aftertreatment system by contaminated biodiesel. In: *International Journal of Engine Research* 18 (10), S. 1067 – 1076. DOI: 10.1177/1468087417700762.

Schumann, Detlef (2017): Status quo Ladeinfrastruktur 2016. Workshop Dokumentation. Hg. v. Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität. Frankfurt am Main (Ergebnispapier der Begleit- und Wirkungsforschung, 36). Online verfügbar unter https://schaufenster-elektromobilitaet.org/media/media/documents/dokumente_der_begleit__und_wirkungsforschung/EP36_Ladeinfrastruktur_online.pdf.

Siegmund, Stefan; Trommler, Marcus; Kolb, Ole; Zinnecker, Valentin; Schmidt, Patrick; Weindorf, Werner et al. (2017): «E-FUELS» STUDY. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. An expertise by LBST and dena. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

ASTM D7566-19, 2019: Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons.

Stålhammar, Per (2015): SCANIA – ED95 development. Alcohol CI combustion. Scania CV AB, 2015. Online verfügbar unter http://www.lth.se/fileadmin/mot2030/filer/11._Stalhammar_-_Scania_ED95_development.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Statista (2018a): Anzahl der Tankstellen in Deutschland von 1950 bis 2018. Hg. v. Statista GmbH. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2621/umfrage/anzahl-der-tankstellen-in-deutschland-zeitreihe/>, zuletzt geprüft am 19.12.2018.

Statista (2018b): Bestand an Erdgastankstellen in Deutschland von 2001 bis 2018. Hg. v. Statista GmbH. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/256646/umfrage/anzahl-der-erdgastankstellen-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 17.12.2018.

Stephan, Dominik (2018): Syngas statt Abgas. Carbon2Chem zündet die nächste Stufe. Online verfügbar unter <https://www.process.vogel.de/syngas-statt-abgas-carbon2chem-zuendet-die-naechste-stufe-a-758609/>.

Store&Go (2019): The German demonstration site at Falkenhagen. Online verfügbar unter <https://www.storeandgo.info/demonstration-sites/germany/>, zuletzt aktualisiert am 08.05.2019.

Stücke, Andreas; Egidius, Sabine (2018): Jahresbericht 2011 bis 2017. Deutscher Verband Flüssiggas e. V. Hg. v. Deutscher Verband Flüssiggas e.V. Berlin.

sunfire (2017): Blue Crude: Sunfire produziert nachhaltigen Erdölersatz. Hg. v. sunfire GmbH. Online verfügbar unter <https://www.sunfire.de/de/unternehmen/news/detail/blue-crude-sunfire-produziert-nachhaltigen-erdoelersatz>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Thuneke, K.; Huber, G.; Ettl, P.; Emberger, P.; Remmele, E. (2016): Real Driving Emissions of Vegetable Oil Fuelled Tractors.

Tunér, Martin; Aakko-Saksa, Päivi; Molander, Patrik (2018): SUMMETH. Sustainable Marine Methanol. Engine Technology, Research, and Development for Methanol in Internal Combustion Engines. Online verfügbar unter <http://www.methanol.org/wp-content/uploads/2018/05/SUMMETH-3-Engine-Technology.pdf>, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

TÜV (2018a): Deutschland hatte 2017 weltweit den höchsten Zubau an Wasserstofftankstellen. Hg. v. TÜV SÜD AG. Online verfügbar unter <https://www.tuev-sued.de/tuev-sued-konzern/presse/pressearchiv/deutschland-hatte-2017-weltweit-den-hochsten-zubau-an-wasserstofftankstellen>, zuletzt geprüft am 17.12.2018.

TÜV (2018b): Hydrogen Refuelling Stations Worldwide. Hg. v. TÜV SÜD AG. Online verfügbar unter <https://www.netinform.de/h2/h2stations/default.aspx>, zuletzt geprüft am 17.12.2018.

UBA (2018a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016. Umweltbundesamt – UNFCCC-Submission. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

UBA (2018b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2017. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

UBA (2019): Entwicklung der energiebedingten Treibhausgas-Emissionen nach Quellgruppen. Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990–2017. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/2_abb_entw-energiebed-thg-emi_2019-03-19.pdf, zuletzt geprüft am 07.05.2019.

UERV: Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote. UERV, vom 22.01.2018. In: *BGBI* (Heft I Nr. 5), S. 169.

UFOP (2006): Bericht 2005/2006. Hg. v. Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.ufop.de/files/5013/3935/7008/UFOP_Bericht_06.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

UFOP (2009): Bericht 2008/2009. Hg. v. Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.ufop.de/files/1213/3935/7068/UFOP_GB_2008_09_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

UFOP (2019): Marktinformationen Ölsaaten und Biokraftstoffe. 2008–2019. Hg. v. Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.

US Public Law 110-234 (2008): Food, Conservation, and Energy Act of 2008. US Public Law 110-234, vom 22.05.2008.

VDB (2015): Informationsblatt Biodiesel 2014. Hg. v. Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. Online verfügbar unter <http://www.biokraftstoffverband.de/index.php/detail/items/informationsblatt-biodiesel-2014.html>.

VDB (2018): Stabile Biodieselproduktion 2017 bringt Deutschland 2,7 Mrd. Euro Wirtschaftsimpulse. Hg. v. Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. Online verfügbar unter <http://www.biokraftstoffverband.de/index.php/detail/items/stabile-biodieselproduktion-2017-bringt-deutschland-27-mrd-euro-wirtschaftsimpulse.html>, zuletzt aktualisiert am 07.05.2019.

Verkehrsblatt (2009): Merkblatt für Anbaugeräte. Verkehrsblatt-Dokument B3666. Hg. v. Verkehrsblatt-Verlag Borgmann GmbH & Co. KG, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Verordnung (EG) 443/2009 (2009): Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen. Verordnung (EG) 443/2009. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 140), S. 1.

Verordnung (EG) 595/2009 (2009): Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2009 über die Typgenehmigung von Kraftfahrzeugen und Motoren hinsichtlich der Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen (Euro VI) und über den Zugang zu Fahrzeugreparatur- und -wartungsinformationen, zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 715/2007 und der Richtlinie 2007/46/EG sowie zur Aufhebung der Richtlinien 80/1269/EWG, 2005/55/EG und 2005/78/EG. Verordnung (EG) 595/2009. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 188), S. 1.

Verordnung (EU) 2016/646 (2016): Verordnung (EU) 2016/646 der Kommission vom 20. April 2016 zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 692/2008 hinsichtlich der Emissionen von leichten Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen (Euro 6). Verordnung (EU) 2016/646. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 109), S. 1.

Verordnung (EU) 2017/655 (2016): Delegierte Verordnung (EU) 2017/655 der Kommission vom 19. Dezember 2016 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2016/1628 des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Überwachung der Emissionen gasförmiger Schadstoffe von in Betrieb befindlichen Verbrennungsmotoren in nicht für den Straßenverkehr bestimmten mobilen Maschinen und Geräten. Verordnung (EU) 2017/655. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 102), S. 334, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Verordnung (EU) 333/2014 (2014): Verordnung (EU) Nr. 333/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. März 2014 zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 hinsichtlich der Festlegung der Modalitäten für das Erreichen des Ziels für 2020 zur Verringerung der CO₂-Emissionen neuer Personenkraftwagen. Verordnung (EU) 333/2014. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 103), S. 15, zuletzt geprüft am 08.05.2019.

Verordnung (EU) 490/2013 (2013): Verordnung (EU) Nr. 490/2013 der Kommission vom 27. Mai 2013 zur Einführung eines vorläufigen Antidumpingzolls auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in Argentinien und Indonesien. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 141), S. 6.

Verordnung (EU) 64/2012 (2012): Verordnung (EU) Nr. 64/2012 der Kommission vom 23. Januar 2012 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 582/2011 zur Durchführung und Änderung der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Emissionen von schweren Nutzfahrzeugen (Euro VI). Verordnung (EU) 64/2012. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 28), S. 1.

Zech, Konstantin; Naumann, Karin; Müller-Langer, Franziska; Ponitka, J.; Majer, Stefan; Schmidt, P. et al. (2016): Biokerosin und EE-Kerosin für die Luftfahrt der Zukunft. Von der Theorie zu Pilotvorhaben. Studie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Leipzig, München, Berlin, Heidelberg.

Literaturverzeichnis Abbildung 8-5

Albrecht; Schmidt; Weindorf (2013): Results of the FVW Fuel Study. Future Fuels for Combustion Engines & Gas Turbines.

Albrecht, Friedemann G.; König, Daniel H.; Baucks, Nadine; Dietrich, Ralph-Uwe (2017): A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels – A case study. In: Fuel 194, S. 511–526. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.12.003.

Becker, W. L.; Braun, R. J.; Penev, M.; Melaina, M. (2012): Production of Fischer–Tropsch liquid fuels from high temperature solid oxide co-electrolysis units. In: Energy 47 (1), S. 99–115. DOI: 10.1016/j.energy.2012.08.047.

Blanco, Herib; Nijs, Wouter; Ruf, Johannes; Faaij, André (2018): Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization. In: Applied Energy 232, S. 617–639. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.09.216.

Bohnet, Sebastian; Haak, Falko; Thrän, Daniela; Schmidt-Baum, Torsten (2017): Effiziente Bioenergie für Regionen. Ergebnisse der technisch-ökonomischen Begleitforschung zur Fördermaname Bioenergie-Regionen 2012-2015. Schlussbericht. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 29). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_REPORT_29.pdf.

Brynolf, Selma; Taljegard, Maria; Grahn, Maria; Hansson, Julia (2018): Electrofuels for the transport sector. A review of production costs. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 81, S. 1887–1905. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.288.

BÜddenberg, Torsten; Bergjns, Christian (2016): Capturing of CO₂ in Waste Incineration Plants towards Power2Fuel. Hg. v. MHPS Mitsubishi Hitachi Power Systems.

Carvalho, Lara; Furusjö, Erik; Kirtania, Kawnish; Wetterlund, Elisabeth; Lundgren, Joakim; Anheden, Marie; Wolf, Jens (2017): Techno-economic assessment of catalytic gasification of biomass powders for methanol production. In: Bioresource technology 237, S. 167–177. DOI: 10.1016/j.bior-tech.2017.02.019.

Dahmen, Nicolaus; Abeln, Johannes; Eberhard, Mark; Kolb, Thomas; Leibold, Hans; Sauer, Jörg et al. (2017): The bioliq process for producing synthetic transportation fuels. In: WIREs Energy Environ 6 (3), e236. DOI: 10.1002/wene.236.

Dimitriou, Ioanna; Goldingay, Harry; Bridgwater, Anthony V. (2018): Techno-economic and uncertainty analysis of Biomass to Liquid (BTL) systems for transport fuel production. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 88, S. 160–175. DOI: 10.1016/j.rser.2018.02.023.

Doornbosch, Richard; Steenblik, Ronald: Round Table on Sustainable Development. Biofuels: Is the cure worse than the Disease.

Dressler, Daniela; Engelmann, Karsten; Serdjuk, Martina; Remmele, Edgar (2016): Rapsölkraftstoffproduktion in Bayern. Analyse und Bewertung ökologischer und Analyse und Bewertung ökologischer und ökonomischer Wirkungen nach der ExpResBio-Methode nach der ExpResBio-Methode. Hg. v. TFZ Technologie- und Förderzentrum.

ENEA consulting (2016): The potential of power-to-gas. Technology review and economic potential assessment.

- Fasihi, Mahdi; Bogdanov, Dmitrii; Breyer, Christian (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. In: Energy Procedia 99, S. 243–268. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.10.115.
- Frontier Economics Ltd. (2018): PtG/PtL calculator: An interactive tool to determine the cost of Power-to-Gas (Methane) und Power-to-Liquid. Version 1.0. Berlin: Agora Energiewende and Agora Verkehrswende. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/ptgptl-calculator/>, zuletzt geprüft am 10.04.2019.
- German Environment Agency (2016): Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel.
- Graves, Christopher; Ebbesen, Sune D.; Mogensen, Mogens; Lackner, Klaus S. (2011): Sustainable hydrocarbon fuels by recycling CO₂ and H₂O with renewable or nuclear energy. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (1), S. 1–23. DOI: 10.1016/j.rser.2010.07.014.
- Gröngröft, Arne; Hauschild, Stephanie; Grasemann, Elias; Meisel, Kathleen; Meyer, Kirsten (2014): Technical, ecological and economic assessment of biokerosene production. 11th International Conference "Fuels of the Future". Berlin, 20.01.2014.
- Horschig, Thomas; Adams, Paul W.R.; Röder, Mirjam; Thornley, Patricia; Thrän, Daniela (2016): Reasonable potential for GHG savings by anaerobic biomethane in Germany and UK derived from economic and ecological analyses. In: Applied Energy 184, S. 840–852. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.07.098.
- IEA International Energy Agency (2011): Technology Roadmap. Biofuels for Transport.
- IEA International Energy Agency (2012): The Potential and Role of Biofuels in Commercial Air Transport.
- IEA International Energy Agency; Mc Cabe, Bernadette K.; Schmidt, Thomas (2018): Integrated Bio-gas Systems. Local applications of anaerobic digestion towards integrated sustainable solutions.
- International Renewable Energy Agency (IRENA): Renewable power generation costs in 2017.
- Jong, Sierk de (2016): The viability of renewable jet fuel a general overview.
- Jong, Sierk de; Hoefnagels, Ric; Faaij, André; Slade, Raphael; Mawhood, Rebecca; Junginger, Martin (2015): The feasibility of short-term production strategies for renewable jet fuels - a comprehensive techno-economic comparison. In: Biofuels, Bioprod. Bioref. 9 (6), S. 778–800. DOI: 10.1002/bbb.1613.
- Jungmeier, Gerfried; Pucker, Johanne; Könighofer, Kurt; Ernst, Martin; Haselbacher, Peter; Lesschen, Jan Peter (2016): Improving the Sustainability of Fatty Acid Methyl Esters (FAME-Biodiesel). Tender No. ENER/C2/2013/628.
- Kalligeros, Stamatis; van den Heuvel, Eric; Waldheim, Lars; Landälv, Ingvar; Maniatis, Kyriakos (2018): Building up the future, cost of biofuel. Sub group on advanced biofuels: sustainable transport forum. Luxembourg: Publications Office.
- Klein-Marcuschamer, Daniel; Blanch, Harvey W. (2013): Survival of the fittest. An economic perspective on the production of novel biofuels. In: AIChE J. 59 (12), S. 4454–4460. DOI: 10.1002/aic.14245.
- Klein-Marcuschamer, Daniel; Turner, Christopher; Allen, Mark; Gray, Peter; Dietzgen, Ralf G.; Gresshoff, Peter M. et al. (2013): Technoeconomic analysis of renewable aviation fuel from microalgae, *Pongamia pinnata*, and sugarcane. In: Biofuels, Bioprod. Bioref. 7 (4), S. 416–428. DOI: 10.1002/bbb.1404.

König, Daniel H.; Baucks, Nadine; Dietrich, Ralph-Uwe; Wörner, Antje (2015): Simulation and evaluation of a process concept for the generation of synthetic fuel from CO₂ and H₂. In: *Energy* 91, S. 833–841. DOI: 10.1016/j.energy.2015.08.099.

LBST-Ludwig Bölkow Systemtechnik (2016): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity Kraftstoffstudie II.

Millinger, Markus; Ponitka, Jens; Arendt, Oliver; Thrän, Daniela (2017): Competitiveness of advanced and conventional biofuels. Results from least-cost modelling of biofuel competition in Germany. In: *Energy Policy* (107), S. 394–402. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.05.013.

Mireles; van Horssen; van Harmelen; Hagen (2015): BioBoost - D6.4 Energy Carrier Chain LCA. Sustainability assessment of energy carriers.

Müller-Langer, Franziska (2012): Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 9). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_9.pdf.

Müller-Langer, Franziska; Junold, Michael; Schröder, Gerd; Thrän, Daniela; Vogel, Alexander (2007): Analyse und Evaluierung von Anlagen und Techniken zur Produktion von Biokraftstoffen.

Müller-Langer, Franziska; Perimenis, Anastasios; Brauer, Sebastian; Thrän, Daniela; Kaltschmitt, Martin (2008): Technische und ökonomische Bewertung von Bioenergie-Konversionspfaden. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten "Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung". Hg. v. WBGU. Berlin. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/326464494_Technische_und_ökonomische_Bewertung_von_Bioenergie-Konversionspfaden_Externe_Expertise_für_das_WBGU-Hauptgutachten_Welt_im_Wandel_Zukunftsfähige_Bioenergie_und_nachhaltige_Landnutzung.

Müller-Langer, Franziska; Rönsch, Stefan; Weithäuser, Marco; Oehmichen, Katja; Seiffert, Michael; Majer, Stefan et al. (2009): Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem.

Novakovits, Philipp; Doczekal, Christian (2016): Bin2Grid. Version 1.0: Güssing Energy Technologies GmbH. Online verfügbar unter www.bin2grid.eu.

Ong, H. C.; Mahlia, T.M.I.; Masjuki, H. H.; Honnery, Damon (2012): Life cycle cost and sensitivity analysis of palm biodiesel production. In: *Fuel* 98, S. 131–139. DOI: 10.1016/j.fuel.2012.03.031.

Pearlson, Matthew; Wollersheim, Christoph; Hileman, James (2013): A techno-economic review of hydroprocessed renewable esters and fatty acids for jet fuel production. In: *Biofuels, Bioprod. Bioref.* 7 (1), S. 89–96. DOI: 10.1002/bbb.1378.

R. Davis, C. Kinchin, J. Markham, E.C.D. Tan, L. ML. Laurens: NREL; D. Sexton, D. Knorr, P. Schoen, J. Lukas: Harris Group Inc. (2014): Process Design and Economics for the Conversion of Algal Biomass to Biofuels: Algal Biomass Fractionation to Lipid- and Carbohydrate-Derived Fuel Products.

Ricardo Energy & Environment (2016): The role of natural gas and biomethane in the transport sector. Report for Transport and Environment (T&E).

Sarkar, Susanjib; Kumar, Amit (2010): Large-scale biohydrogen production from bio-oil. In: *Bioresource technology* 101 (19), S. 7350–7361. DOI: 10.1016/j.biortech.2010.04.038.

Sarkar, Susanjib; Kumar, Amit; Sultana, Arifa (2011): Biofuels and biochemicals production from forest biomass in Western Canada. In: *Energy* 36 (10), S. 6251–6262. DOI: 10.1016/j.energy.2011.07.024.

- Schmied, Martin; Wütherich, Philipp; Zah, Rainer; Althaus, Hans-Jörg; Friedl, Christa; UBA; INFRAS AG (2015): Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende ewertung.
- Schmitz, Niklas; Burger, Jakob; Ströfer, Eckhard; Hasse, Hans (2016): From methanol to the oxygenated diesel fuel poly(oxymethylene) dimethyl ether. An assessment of the production costs. In: *Fuel* 185, S. 67–72. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.07.085.
- Sims, Ralph E. H.; Mabee, Warren; Saddler, Jack N.; Taylor, Michael (2010): An overview of second generation biofuel technologies. In: *Bioresource technology* 101 (6), S. 1570–1580. DOI: 10.1016/j.biortech.2009.11.046.
- Sun, Amy; Davis, Ryan; Starbuck, Meghan; Ben-Amotz, Ami; Pate, Ron; Pienkos, Philip T. (2011): Comparative cost analysis of algal oil production for biofuels. In: *Energy* 36 (8), S. 5169–5179. DOI: 10.1016/j.energy.2011.06.020.
- Sun, Jun; Xiong, Xiaoqian; Wang, Mudan; Du, Hua; Li, Jintao; Zhou, Dandan; Zuo, Jian (2019): Micro-algae biodiesel production in China. A preliminary economic analysis. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104, S. 296–306. DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.021.
- Sunde, Kathrin; Brekke, Andreas; Solberg, Birger (2011): Environmental Impacts and Costs of Hydrotreated Vegetable Oils, Transesterified Lipids and Woody BTL—A Review. In: *Energies* 4 (6), S. 845–877. DOI: 10.3390/en4060845.
- sunfire (2018): PtL for Aviation. Erneuerbarer Kraftstoff aus CO₂, Wasser und Strom für eine saubere Luftfahrt.
- Thrän, Daniela (2014): National Feedstock Potential & Green Energy Independence. 2nd aireg International Biofuel Conference. Berlin, 19.05.2014.
- Tischler, Robert; Richter, Gerda (2014): Power to Gas - aktueller Forschungsstand.
- Tremel, Alexander; Wasserscheid, Peter; Baldauf, Manfred; Hammer, Thomas (2015): Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (35), S. 11457–11464. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.097.
- Tunå, Per; Hulteberg, Christian (2014): Woody biomass-based transportation fuels – A comparative techno-economic study. In: *Fuel* 117, S. 1020–1026. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.10.019.
- van Vliet, Oscar P.R.; Faaij, André P.C.; Turkenburg, Wim C. (2009): Fischer–Tropsch diesel production in a well-to-wheel perspective. A carbon, energy flow and cost analysis. In: *Energy Conversion and Management* 50 (4), S. 855–876. DOI: 10.1016/j.enconman.2009.01.008.
- Varone, Alberto; Ferrari, Michele (2015): Power to liquid and power to gas. An option for the German Energiewende. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 207–218. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.049.
- Vogel, Alexander; Brauer, Sebastian; Müller-Langer, Franziska; Thrän, Daniela (2007): Conversion Costs Calculation. Project: Renew-Renewable Fuels for Advanced Powertrains.
- Zech, Konstantin; Grasemann, Elias; Oehmichen, Katja; Kiendl, Isabel; Schmiersahl, Ralf; Rönsch, Stefan et al. (2014): Hy-NOW. Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse. Endbericht. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 19). Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_19.pdf.

Zech, Konstantin; Meisel, Kathleen; Brosowski, André; Toft, Lars Villadsgaard (2014): Environmental and Economic Assessment of a Lignocellulose-Based Bioethanol Plant with Inbicon-Technology. 4th International Conference on Lignocellulosic Ethanol. Landshut, 23.09.2014.

Zech, Konstantin; Oehmichen, Katja; Grasemann, Elias; Michaelis, Julia; Funke, Simon; Seiffert, Michael (2015): Technical, economic and environmental assessment of technologies for the production of biohydrogen and its distribution. In: International Journal of Hydrogen Energy 40 (15), S. 5487–5495. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.177.

Literaturverzeichnis Abbildung 9-1

- 3N-Kompetenzzentrum (2014): Nachhaltige Biokerosin-Produktion auf Basis von Biogas aus unterschiedlichen Quellen in der südlichen Metropolregion Hamburg/ in Niedersachsen.
- Agusdinata, Datu B.; Zhao, Fu; Iilejeji, Klein; DeLaurentis, Dan (2011): Life cycle assessment of potential biojet fuel production in the United States. In: *Environmental science & technology* 45 (21), S. 9133–9143. DOI: 10.1021/es202148g.
- Alhyari, Maha; Al-Salaymeh, Ahmed; Irshidat, Mohammad; Kaltschmitt, Martin; Neuling, Ulf (2019): The Impact of Energy Source on the Life-Cycle Assessment of Power-to-Liquid Fuels. In: *J. Ecol. Eng.* 20 (4), S. 239–244. DOI: 10.12911/22998993/104659.
- Amponsah, Nana Yaw; Troldborg, Mads; Kington, Bethany; Aalders, Inge; Hough, Rupert Lloyd (2014): Greenhouse gas emissions from renewable energy sources. A review of lifecycle considerations. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, S. 461–475. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.087.
- Arnold, Karin (2010): Life cycle assessment of greenhouse gas mitigation of production and use of biomethane. Sensitivity of effects from N₂O emissions. In: *Journal of Integrative Environmental Sciences* 7 (sup1), S. 257–267. DOI: 10.1080/19438151003774448.
- Augustow, Andrej; Kuchling, Thomas; Wollmerstädt, Hendrik (2017): Herstellung THG-reduzierter flüssiger Kraft- und Brennstoffe. Kurzstudie.
- Bareißen, Kay; La Rua, Cristina de; Möckl, Maximilian; Hamacher, Thomas (2019): Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. In: *Applied Energy* 237, S. 862–872. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
- Behrends, Felix (2018): Greenhouse gas footprint of biodiesel production from used cooking oils.
- BLE (2018): Evaluations- und Erfahrungsberichte für das Jahr 2017.
- Buratti, C.; Barbanera, M.; Fantozzi, F. (2013): Assessment of GHG emissions of biomethane from energy cereal crops in Umbria, Italy. In: *Applied Energy* 108, S. 128–136. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.03.011.
- Carter, Nicholas: Environmental and Economic Assessment of Microalgae-derived Jet Fuel.
- Collet Pierre; Eglantine Flottes; Alain Favre; Ludovic Raynal; H el ene Pierre; Sandra Capela; Carlos Peregrina: Techno-economic and Life Cycle Assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology.
- Dechema: Optionen f ur ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien.
- Department for Transport (2007): Carbon and Sustainability Reporting Within the Renewable Transport Fuel Obligation. Requirements and Guidance.
- Deutsches Zentrum f ur Luft- und Raumfahrt e. V.: Drop-In-Kraftstoffe f ur die Luftfahrt.
- Deutz, Sarah; Bongartz, Dominik; Heuser, Benedikt; K atelh on, Arne; Schulze Langenhorst, Luisa; Omari, Ahmad et al. (2018): Cleaner production of cleaner fuels. Wind-to-wheel – environmental assessment of CO₂-based oxymethylene ether as a drop-in fuel. In: *Energy Environ. Sci.* 11 (2), S. 331–343. DOI: 10.1039/C7EE01657C.

- Dietrich, Ralph-Uwe; DLR (2017): Technical Economic Evaluation of Renewable Jet Fuel from Power, Biomass and/or Carbon Dioxide. Präsentation.
- Djomo, Sylvestre Njakou; Blumberga, Dagnija (2011): Comparative life cycle assessment of three biohydrogen pathways. In: *Bioresource technology* 102 (3), S. 2684–2694. DOI: 10.1016/j.biortech.2010.10.139.
- Dohn, Nicolas (2013): Technische, ökonomische und ökologische Bewertung der Einsetzbarkeit von biogenem n-Butanol im Raumwärmemarkt. Technische Universität Berlin, Berlin. Fakultät III-Prozesswissenschaften.
- Dones, R.; Heck, T.; Hirschberg, S. (2004): Greenhouse Gas Emissions from Energy Systems: Comparison and Overview.
- Dowaki, Kiyoshi; Genchi, Yutaka (2009): Life cycle inventory analysis on Bio-DME and/or Bio-MeOH products through BLUE tower process. In: *Int J Life Cycle Assess* 14 (7), S. 611–620. DOI: 10.1007/s11367-009-0092-6.
- Dressler, Daniela; Remmele, Edgar (2019): Greenhouse gas emissions of rapeseed oil fuel. Präsentation.
- Dunn, Jennifer B.; Mueller, Steffen; Kwon, Ho-Young; Wang, Michael Q. (2013): Land-use change and greenhouse gas emissions from corn and cellulosic ethanol. In: *Biotechnol Biofuels* 6 (1), S. 51. DOI: 10.1186/1754-6834-6-51.
- Edenhofer, Ottmar; Madrugá, Ramon P.; Sokona, Youba (2012): Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Edwards, Robert; Hass, Heinz; Larive, Jean-Francois; Lonza, Laura; Maas, Heiko; Rickeard, David (2014): Well-to-Wheels Report Version 4.a. Well-to-Wheel Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context.
- Elgowainy, Amgad; Han, Jeongwoo; Wang, Michael; Hileman, Jim; Carter, Nick (2012): Development of Life-Cycle Analysis Module of Aviation Fuel/Aircraft Systems in GREET. Präsentation.
- Faaij, André; van Dijk, Maarten (2012): Sky NRG. Rationale for sustainable aviation fuel.
- Frank, Edward D.; Elgowainy, Amgad; Han, Jeongwoo; Wang, Zhichao (2013): Life cycle comparison of hydrothermal liquefaction and lipid extraction pathways to renewable diesel from algae. In: *Mitig Adapt Strateg Glob Change* 18 (1), S. 137–158. DOI: 10.1007/s11027-012-9395-1.
- Frank, Edward D.; Han, Jeongwoo; Palou-Rivera, A.; Elgowainy, Amgad; Wang, Michael Q. (2011): Life-Cycle Analysis of Algal Lipid Fuels with GREET Model.
- Franke, Bernd et al.; IFEU (2012): Global Assessment and Guidelines for Sustainable Liquid Biofuel Production in Developing Countries. Final Report.
- García-Valverde, Rafael; Cherni, Judith A.; Urbina, Antonio (2010): Life cycle analysis of organic photovoltaic technologies. In: *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 18 (7), S. 535–558. DOI: 10.1002/pip.967.
- German, Lizzie; Panchaksharam, Yamini; van Hecke, Wouter (2018): Prospect for bio-butanol: social, economic and environmental assessment. Präsentation.
- German Environment Agency: Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives.
- Götz, Kristin et al. (2015): Abschlussbericht zum Projektvorhaben. Diesel R33.

- Green Gas Grids (2013): Greening your Biomthane Production Chain. A best practice guide for reducing greenhouse gas emissions.
- Grube, Thomas; Doré, Larissa; Hoffrichter, André; Hombach, Laura Elisabeth; Raths, Stephan; Robinius, Martin et al. (2018): An option for stranded renewables. Electrolytic-hydrogen in future energy systems. In: Sustainable Energy Fuels 2 (7), S. 1500–1515. DOI: 10.1039/c8se00008e.
- Holmgren, Jennifer; UOP (2009): ICAO Workshop on Aviation Alternative Fuels.
- Horschig, Thomas; Adams, Paul W.R.; Röder, Mirjam; Thornley, Patricia; Thrän, Daniela (2016): Reasonable potential for GHG savings by anaerobic biomethane in Germany and UK derived from economic and ecological analyses. In: Applied Energy 184, S. 840–852. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.07.098.
- Horst Fehrenbach, Susanne Köppen, Stefanie Markwardt, Regine Vogt (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm).
- IRENA (2018): Renewable Power Generation Costs in 2017.
- James, Brian D.; DeSantis, Daniel A.; Saur, Genevieve (2016): Final Report: Hydrogen Production Pathways Cost Analysis (2013-2016).
- Jong, Sierk de; Antonissen, Kay; Hoefnagels, Ric; Lonza, Laura; Wang, Michael; Faaij, André; Junginger, Martin (2017): Life-cycle analysis of greenhouse gas emissions from renewable jet fuel production. In: Biotechnol Biofuels 10 (1), S. 1. DOI: 10.1186/s13068-017-0739-7.
- Kajaste, Raili; Hurme, Markku; Oinas, Pekka (2018): Methanol-Managing greenhouse gas emissions in the production chain by optimizing the resource base. Online verfügbar unter DOI: 10.3934/energy.2018.6.1074.
- Khatiwada, Dilip; Venkata, Bharadwaj K.; Silveira, Semida; Johnson, Francis X. (2016): Energy and GHG balances of ethanol production from cane molasses in Indonesia. In: Applied Energy 164, S. 756–768. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.11.032.
- Knotter, Loes (2019): Roadmap sustainable biofuels for shipping. Präsentation.
- König, Daniel H.; Freiberg, Marcel; Dietrich, Ralph-Uwe; Wörner, Antje (2015): Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydrocarbons. In: Fuel 159, S. 289–297. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.06.085.
- Laborde, David; IFPRI (2011): Assessing the Land Use Change Consequences of European Biofuel policies and its uncertainties.
- Lambert, Martin; University of Oxford (2017): Biogas: A significant contribution to decarbonising gas markets?
- Laurens; Lieve (2017): IEA Bioenergy Algae report update - Final template 20170131.
- Lewandowski, Jan; Rosenfeld, Jeffrey; Pape, Diana; Hendrickson, Tommy; Jaglo, Kirsten; Moffroid, Katrin (2019): The greenhouse gas benefits of corn ethanol – assessing recent evidence. In: Biofuels, S. 1–15. DOI: 10.1080/17597269.2018.1546488.
- Mahbub, Nafisa; Oyedun, Adetoyese Olajire; Kumar, Amit; Oestreich, Dorian; Arnold, Ulrich; Sauer, Jörg (2017): A life cycle assessment of oxymethylene ether synthesis from biomass-derived syngas as a diesel additive. In: Journal of Cleaner Production 165, S. 1249–1262. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.07.178.

- Mahbub, Nafisa; Oyedun, Adetoyese Olajire; Zhang, Hao; Kumar, Amit; Poganietz, Witold-Roger (2018): A life cycle sustainability assessment (LCSA) of oxymethylene ether as a diesel additive produced from forest biomass. In: *Int J Life Cycle Assess* 28 (3), S. 603. DOI: 10.1007/s11367-018-1529-6.
- Majer, Stefan; Oehmichen, Katja (DBFZ); Kirchmeyr, Franz (AKB); Scheidl, Stefanie (EBA): Calculation of GHG emission caused by biomethane.
- Martin Schmied, Philipp Wüthrich; Rainer Zah, Hans-Jörg Althaus, Christa Friedl: Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050 – eine verkehrsträger-übergreifende Bewertung.
- Mu, Dongyan; Min, Min; Krohn, Brian; Mullins, Kimberley A.; Ruan, Roger; Hill, Jason (2014): Life cycle environmental impacts of wastewater-based algal biofuels. In: *Environmental science & technology* 48 (19), S. 11696–11704. DOI: 10.1021/es5027689.
- Müller-Langer, Franziska; Majer, Stefan; O'Keeffe, Sinéad (2014): Benchmarking biofuels. a comparison of technical, economic and environmental indicators.
- Naumann, Karin; Oehmichen, Katja; Remmele, Edgar; Thuneke, Klaus; Schröder, Jörg; Zeymer, Martin et al. (2016): *Monitoring Biokraftstoffsektor*. 3. Auflage.
- Neste (2016): *Neste Renewable Diesel*. Präsentation.
- Novozymes (2018): *Bridging the gap to a sustainable future. Why advancing the biorefining platform is essential for a carbon-neutral world*.
- Nugent, Daniel; Sovacool, Benjamin K. (2014): Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy. A critical meta-survey. In: *Energy Policy* 65, S. 229–244. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.10.048.
- O'Connor, Don; IEA International Energy Agency (2011): *Biodiesel GHG Emissions, Past, Present, and Future. A Report to IEA Bioenergy Task 39*.
- Pierre, Collet et al. (2017): *Techno-economic and Life Cycle Assessment of methane production via biogas upgrading and power to gas technology*.
- Reiter, Gerda; Lindorfer, Johannes (2015): Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. In: *Int J Life Cycle Assess* 20 (4), S. 477–489. DOI: 10.1007/s11367-015-0848-0.
- Ricardo Energy & Environment (2016): *The role of natural gas and biomethane in the transport sector*.
- Schmied, Martin; Wüthrich, Philipp; Zah, Rainer; Althaus, Hans-Jörg; Friedl, Christa; UBA; INFRAS AG (2015): *Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung*.
- Seabra, Joaquim E. A.; Macedo, Isaias C.; Chum, Helena L.; Faroni, Carlos E.; Sarto, Celso A. (2011): Life cycle assessment of Brazilian sugarcane products. GHG emissions and energy use. In: *Biofuels, Bioprod. Bioref.* 5 (5), S. 519–532. DOI: 10.1002/bbb.289.
- SEAI (2017): *Assessment of Costs and Benefits of Biogas and Biomethane*.
- Seber, Gonca; Malina, Robert; Pearlson, Matthew N.; Olcay, Hakan; Hileman, James I.; Barrett, Steven R.H. (2014): Environmental and economic assessment of producing hydroprocessed jet and diesel fuel from waste oils and tallow. In: *Biomass and Bioenergy* 67, S. 108–118. DOI: 10.1016/j.biombioe.2014.04.024.

- Shonnard, David R.; Klemetsrud, Bethany; Sacramento-Rivero, Julio; Navarro-Pineda, Freddy; Hilbert, Jorge; Handler, Robert et al. (2015): A Review of Environmental Life Cycle Assessments of Liquid Transportation Biofuels in the Pan American Region. In: *Environmental management* 56 (6), S. 1356–1376. DOI: 10.1007/s00267-015-0543-8.
- Silalertruksa, Thapat; Gheewala, Shabbir H.; Sagisaka, Masayuki; Yamaguchi, Katsunobu (2013): Life cycle GHG analysis of rice straw bio-DME production and application in Thailand. In: *Applied Energy* 112, S. 560–567. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.06.028.
- Sills, Deborah L.; Paramita, Vidia; Franke, Michael J.; Johnson, Michael C.; Akabas, Tal M.; Greene, Charles H.; Tester, Jefferson W. (2013): Quantitative uncertainty analysis of Life Cycle Assessment for algal biofuel production. In: *Environmental science & technology* 47 (2), S. 687–694. DOI: 10.1021/es3029236.
- Souza, Glaucia M.; Victoria, Reynaldo L.; Joly, Carlos A.; Verdade, Luciano M. (2015): *Bioenergy & Sustainability: bridging the gaps*.
- Staples, Mark D. (2018): Life cycle analysis for advanced biofuels. Präsentation.
- Tonini, Davide; Hamelin, Lorie; Alvarado-Morales, Merlin; Astrup, Thomas Fruergaard (2016): GHG emission factors for bioelectricity, biomethane, and bioethanol quantified for 24 biomass substrates with consequential life-cycle assessment. In: *Bioresource technology* 208, S. 123–133. DOI: 10.1016/j.biortech.2016.02.052.
- Tuija, Kalpala: *NEXBTL Renewable Diesel*.
- Tzanetis, Konstantinos F.; Posada, John A.; Ramirez, Andrea (2017): Analysis of biomass hydrothermal liquefaction and biocrude-oil upgrading for renewable jet fuel production. The impact of reaction conditions on production costs and GHG emissions performance. In: *Renewable Energy* 113, S. 1388–1398. DOI: 10.1016/j.renene.2017.06.104.
- UFOP (2017): *Biodiesel 2016/2017*.
- UFOP (2018): *Biodiesel 2017/2018*.
- Väisänen, S.; Havukainen, J.; Uusitalo, V.; Havukainen, M.; Soukka, R.; Luoranen, M. (2016): Carbon footprint of biobutanol by ABE fermentation from corn and sugarcane. In: *Renewable Energy* 89, S. 401–410. DOI: 10.1016/j.renene.2015.12.016.
- Wang, Michael Q.; Han, Jeongwoo; Haq, Zia; Tyner, Wallace E.; Wu, May; Elgowainy, Amgad (2011): Energy and greenhouse gas emission effects of corn and cellulosic ethanol with technology improvements and land use changes. In: *Biomass and Bioenergy* 35 (5), S. 1885–1896. DOI: 10.1016/j.biombioe.2011.01.028.
- Wang, Yu; Cheng, Ming-Hsun; Wright, Mark M. (2018): Lifecycle energy consumption and greenhouse gas emissions from corncob ethanol in China. Online verfügbar unter DOI: 10.1002/bbb.1920.
- Woertz, Ian C.; Benemann, John R.; Du, Niu; Unnasch, Stefan; Mendola, Dominick; Mitchell, B. Greg; Lundquist, Tryg J. (2014): Life cycle GHG emissions from microalgal biodiesel—a CA-GREET model. In: *Environmental science & technology* 48 (11), S. 6060–6068. DOI: 10.1021/es403768q.
- Wu, M.; Wang, M.; Liu, J.; Huo, H. (2007): *Life-Cycle Assessment of Corn-Based Butanol as a Potential Transportation Fuel*.

Wu, May; Wang, Michael; Liu, Jiahong; Huo, Hong (2008): Review: Bioseparations and Downstream Processing.

Wu, Wei; Lin, Keng-Hsien; Chang, Jo-Shu (2018): Economic and life-cycle greenhouse gas optimization of microalgae-to-biofuels chains. In: *Bioresour. Technol.* 267, S. 550–559. DOI: 10.1016/j.biortech.2018.07.083.

Zech, Konstantin; Naumann, Karin; Müller-Langer, Franziska; Schmidt, Patrick; Weindorf, Werner; Mátra, Z. et al. (2014): Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt.

Zemanek, Debrah (2018): Greenhouse gas Life Cycle Assessment of Canola-derived Biojet Fuel in Western Canada. Queens University, Kingston. Department of Civil Engineering.

Zhang, Yanan; Sahir, Asad H.; Tan, Eric C. D.; Talmadge, Michael S.; Davis, Ryan; Bidy, Mary J.; Tao, Ling (2018): Economic and environmental potentials for natural gas to enhance biomass-to-liquid fuels technologies. In: *Green Chem.* 20 (23), S. 5358–5373. DOI: 10.1039/C8GC01257A.

PUBLIKATIONEN

Bisher erschienene Reports:

DBFZ Report No. 33 Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants

DBFZ Report Nr. 32 Wärmenutzung von Biogasanlagen

DBFZ Report Nr. 31 Die Niedertemperatursynthese von Methan in Thermoöl-temperierten Plattenreaktoren – Dissertationsschrift –

DBFZ Report Nr. 30 Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland

DBFZ Report Nr. 29 Effiziente Bioenergie für Regionen - Ergebnisse der technisch-ökonomischen Begleitforschung zur Fördermaßnahme Bioenergie-Regionen 2012-2015

DBFZ Report Nr. 28 Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen

DBFZ Report Nr. 27 Neuartiger emissionsarmer Kaminofen (DBU-NEKO)

DBFZ Report Nr. 26 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse - Dissertationsschrift

DBFZ Report Nr. 25 Nachrüstlösung zum katalytischen Abbau von gasförmigen organischen Emissionen aus Kaminöfen

DBFZ Report Nr. 24 Biomasse zur Wärmeerzeugung – Methoden zur Quantifizierung des Brennstoffeinsatzes

DBFZ Report Nr. 23 Technisch-ökonomische Begleitforschung des Bundeswettbewerbes „Bioenergie-Regionen“

DBFZ Report Nr. 22 Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze

DBFZ Report Nr. 21 Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG

DBFZ Report Nr. 20 KlimaCH4 – Klimaeffekte von Biomethan

DBFZ Report Nr. 19 Hy-NOW – Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse

DBFZ Report Nr. 18 Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung

DBFZ Report Nr. 17 Grünlandenergie Havelland – Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland

DBFZ Report Nr. 16 Algae biorefinery – material and energy use of algae

DBFZ Report Nr. 15 Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil

DBFZ Report Nr. 14 Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 13 Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung

DBFZ Report Nr. 12 Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

DBFZ Report Nr. 11 Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 10 Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) – Endbericht

DBFZ Report Nr. 9 Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse

DBFZ Report Nr. 8 – Kompakt – Sammelband

DBFZ Report Nr. 7 Final Report – Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials – Status quo and options for specification –

DBFZ Report Nr. 6 Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 5 Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen

DBFZ Report Nr. 4 Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung

DBFZ Report Nr. 3 Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholzaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz

DBFZ Report Nr. 2 Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen

DBFZ Report Nr. 1 Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

Weitere Informationen und Downloads unter:

www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/

**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**

Torgauer Straße 116

04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

Fax: +49 (0)341 2434-133

E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de