



# Monitoring Biokraftstoffsektor

3. Auflage

**Autoren:**

**Karin Naumann, Katja Oehmichen, Edgar Remmele,  
Klaus Thuneke, Jörg Schröder, Martin Zeymer, Konstantin Zech,  
Franziska Müller-Langer**

## 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. Michael Nelles  
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)  
Daniel Mayer  
(Administrativer Geschäftsführer)

### DBFZ Report Nr. 11

Monitoring Biokraftstoffsektor  
3. Auflage  
Leipzig: DBFZ, 2016  
ISSN: 2197-4632 (Online)  
ISSN: 2190-7943 (Print)  
ISBN: 978-3-946629-04-7

### 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:

7. September 2016

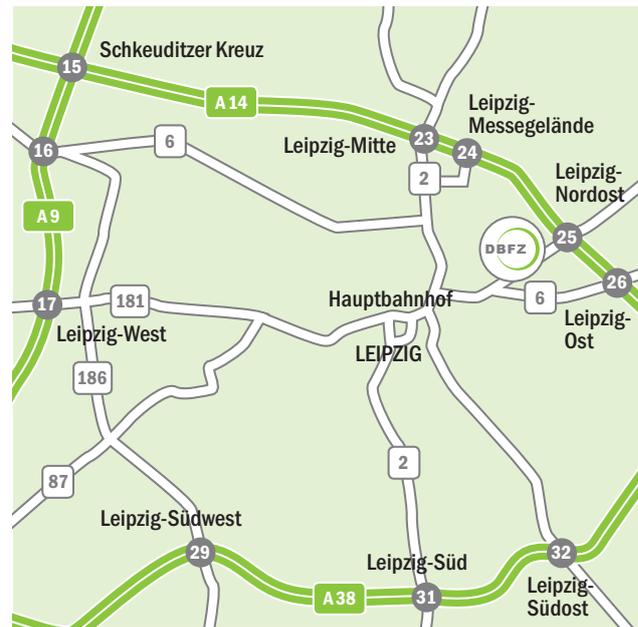
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikationen in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter [www.dnb.de](http://www.dnb.de) abrufbar.

## 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** **3. 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](http://www.dbfz.de)  
[info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)

## Ansprechpartner



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig

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

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



Technologie- und Förderzentrum (TFZ)  
Schulgasse 18  
94315 Straubing

Dr. Edgar Remmele  
Tel.: +49 (0)9421 300-210  
E-Mail: Edgar.Remmele@tfz.bayern.de

Autoren: DBFZ

Karin Naumann  
Katja Oehmichen  
Jörg Schröder  
Martin Zeymer  
Konstantin Zech  
Dr. Franziska Müller-Langer

TFZ

Dr. Edgar Remmele  
Dr. Klaus Thuneke

Datum der Veröffentlichung: 7. September 2016

Diese Publikation zitieren als:

Naumann, K.; Oehmichen, K.; Remmele, E.; Thuneke, K.; Schröder, J.; Zeymer, M.; Zech, K.; Müller-Langer, F. (2016): Monitoring Biokraftstoffsektor. 3. überarbeitete und erweiterte Auflage. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report Nr. 11). ISBN 978-3-946629-04-7.

## 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 sehr für die Bereicherung dieser 3. Auflage durch ihre Gastbeiträge in verschiedenen Kapiteln und die damit verbundene gute Zusammenarbeit gedankt.

Die Autoren



Gefördert vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft 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 Herausgebers wieder.

Hinweis: Diese 3. Auflage baut auch auf den Inhalten der 1. Auflage auf, die im Jahr 2012 veröffentlicht wurde. Diese entstand im Rahmen des seinerzeit vom BMU (*Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*) geförderten Vorhabens „*Monitoring zur Wirkung nationaler und internationaler gesetzlicher Rahmenbedingungen auf die Marktentwicklung im Biokraftstoffsektor*“ im Rahmen des Förderprogramms „*Energetische Biomassenutzung*“ (<https://www.energetische-biomassenutzung.de>).

Aufsichtsrat:  
Bernt Farcke, BMEL, Vorsitzender  
Berthold Goeke, BMUB  
Daniel Gellner, SMUL  
Dr. Dorothee Mühl, BMWi  
Dr. Christoph Rövekamp, BMBF  
Birgitta Worringen, BMVI

Geschäftsführung:  
Prof. Dr. mont. Michael Nelles (wiss.)  
Daniel Mayer (admin.)

Sitz und Gerichtsstand: Leipzig  
Amtsgericht Leipzig HRB 23991  
Steuernummer: 232 / 124 / 01072  
USt.-IdNr.: DE 259357620  
Deutsche Kreditbank AG  
IBAN: DE63 1203 0000 1001 2106 89  
SWIFT BIC: BYLADEM1001



## Vorwort

Mit dem Pariser Klimaabkommen 2015 hat sich die Weltgemeinschaft verbindlich zum Ziel gesetzt, ab 2050 treibhausgasneutral zu werden, um die globale Erwärmung auf 1,5 °C bis maximal 2 °C zu begrenzen. Unerlässlich für den Verkehrssektor ist damit, neben den Anstrengungen zur Reduzierung des Endenergieverbrauchs und zur Verbesserung der Antriebe, die weitere Implementierung von Energieträgern mit hoher Energiedichte und gleichzeitig möglichst niedrigen Treibhausgasemissionen in der Vorkette „well-to-tank“ (WTT). Bislang leisten, mit wenigen Ausnahmen, Biokraftstoffe den Beitrag zur Substitution fossiler Energieträger (weltweit ca. 3 %, in Deutschland ca. 5 %) bei gleichzeitiger Reduktion der Treibhausgasemissionen.

Mit den erstmals international in der Praxis implementierten und zweifelsohne weiterzuentwickelnden Zertifizierungssystemen zur Erfüllung von Nachhaltigkeitsstandards sind insbesondere konventionelle Biokraftstoffe seit einigen Jahren Vorreiter. Biokraftstoffe sind damit in Vorleistung gegangen für eine schrittweise Erweiterung der Anwendung auf andere Energieträger aus Biomasse und anderen alternativen Ressourcen. Aspekte, die einen entscheidenden Baustein für die gesellschaftliche Akzeptanz und den weiteren Ausbau der Bioökonomie hin zu einem langfristig auf erneuerbare Energien basierenden System darstellen. Gleichzeitig stehen sie – wie auch andere Bereiche der Bioenergie – unter teils massivem Rechtfertigungsdruck, wenn es um die Frage der Nutzung von Biomasse unter Gesichtspunkten wie Ressourcen- und Nutzungseffizienz in den einzelnen energetischen und stofflichen Sektoren, aber auch Umweltverträglichkeit und Beitrag zum Klimaschutz geht. Anhaltende Debatten hierüber lassen den Blick dafür vermissen, für wie nachhaltig Kritiker derselben denn fossile Energieträger halten. Denn das sind die faktisch zum Einsatz kommenden Kraftstoffe im Verkehrssektor, wird ein entsprechend durch flankierende regulatorische und ordnungspolitische Maßnahmen begleitender schrittweiser Ausbau biomassebasierter und erneuerbarer Energieträger nicht oder nur unzureichend umgesetzt.

Der vierte Monitoring-Bericht zur Energiewende (BMW, 2015) zeigt, dass, anders als in anderen Sektoren in Deutschland, der Anteil der Treibhausgasemissionen im Verkehr bei gleichzeitig deutlich gestiegenen Verkehrsleistungen im Personen- und Güterverkehr 2014 gegenüber 1990 trotz zwischenzeitlicher Einsparungen nicht gesunken, sondern um 1 % auf 164 Mio. t (18 % der Treibhausgase über alle Sektoren in Deutschland, zum Vergleich 13 % im Jahr 1990) gestiegen ist; und dies trotz entsprechender Anteile zunehmend THG-freundlicher werdender Biokraftstoffe im Markt mit Einsparungen von ca. 5,3 Mio. t im Jahr 2014. Hier ist, neben den erforderlichen Anstrengungen und gleichzeitigen Herausforderungen in der Einhaltung von Emissionsstandards (insbes. für Verkehrsträger), dringender Handlungsbedarf geboten.

Nur bedingt verlässliche Rahmenbedingungen bietet der dynamische Prozess zur Anpassung der rahmengebenden europäischen Gesetzgebung (z. B. EU-RED 2009 / 28 / EC, FQD 2009 / 30 / EC, AFID 2014 / 94 / EU, derzeitiger Konsultationsprozess zu RED 2), hinsichtlich der Ziele von erneuerbaren Energien und Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor. Als nationale Umsetzung der EU-Richtlinien RED und FQD bestimmt maßgeblich die THG-bezogene Quote (d. h. Mindestanteil von Biokraftstoffen zur Treibhausgasminderung) die erwartbaren Anteile und die damit verbundenen realen THG-Emissionsreduktionen von Biokraftstoffen.

Für die Entwicklungen nach 2020 sind im Kontext der nicht mehr sektorengelassenen Zielvorgaben der EU (27 % erneuerbare Energien bis 2030, 40 % THG-Reduktion gegenüber 1990) einerseits, teils aber verbindlichen verkehrsträgerspezifischen Vorgaben in Bezug auf CO<sub>2</sub>-Emissionen (z. B. Reg. No. 443 / 2009 und Reg. No. 333 / 2014) und andere limitierte Emissionen (u. a. EURO 6, neue Prüfverfahren für *Real Driving Emissions*) mit entsprechenden Implikationen auf die verwendeten Kraftstoffe (z. B. über sog. *Super Credits* im Kontext der CO<sub>2</sub>-Gesetzgebung für Fahrzeuge) eine Reihe unterschiedlicher Ansätze denkbar.

Die vor wenigen Wochen veröffentlichte Kommunikation zur europäischen *Strategie für emissionsarme Mobilität* (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2016) adressiert eine Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im Verkehr und setzt klare Akzente zur Notwendigkeit des Beitrags von Biokraftstoffen. Die dringend erforderlichen klaren Etappenziele nach 2020 mit verbindlichen regulativen Rahmenbedingungen zur Planungssicherheit für alle Beteiligten bleibt sie jedoch bislang schuldig. Offen ist auch, wie die Notwendigkeit des gezielten Einsatzes aller erneuerbaren Optionen, um 80 bis 95 % Treibhausgas-minderung über sämtliche Sektoren zu erreichen, letztlich im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung dezidiert umgesetzt werden soll. Bislang fokussiert der Maßnahmenkatalog wenig diversifiziert auf strombasierte Kraftstoffe.

Abhängig von den regionalen Rand- und Rahmenbedingungen (u. a. in Bezug auf geographische Gegebenheiten, Land-, Rohstoff- und Infrastrukturverfügbarkeit, erforderliche Kraftstoff- und Emissionsstandards, lokale Marktstrukturierung) müssen Biokraftstoffe, die in der Regel als Teil von Bioraffinerien zu sehen sind, jedoch eine Reihe weiterer Anforderungen erfüllen. Entsprechende technische Weiterentwicklungen und Innovationen sind dafür unerlässlich. Bis dato nur unzureichend betrachtet sind die auf dem Weg hin zur erforderlichen klimaneutralen Kreislaufwirtschaft verbundenen Anforderungen an sog. „*Null-Emissions-Technologien*“ die Synergien und integrativen Ansätze, die sich aus dem Zusammenspiel der einzelnen erneuerbaren Edukte und Produkte ergeben. Dabei spielt „*Smart Bioenergy / Biomass*“ nicht nur für die Energiewende im Stromsektor eine wichtige Rolle, sondern auch in der Vernetzung mit dem Verkehrs- und stofflichen Sektor, wenn es gelingt, effiziente und perspektivisch wettbewerbsfähige SynBioPTx-Produkte aus biomasse- und strombasierten Ausgangsstoffen für die stoffliche und energetische Verwertung auf den Weg zu bringen. Damit dies gelingen kann, gilt es nicht nur fortschrittliche Optionen weiterzuentwickeln, sondern auch derzeit marktbestimmende biomassebasierte Kraftstoffoptionen und deren technisch-ökologisch-ökonomische Weiterentwicklungspotenziale nicht aus den Augen zu verlieren. Auch diese werden mit zunehmenden Anteilen an erneuerbaren Energien im Gesamtsystem in punkto Treibhausgas-minderung immer besser und werden – adäquat angewendet – auch in Bezug auf heutige und zukünftige Emissionsstandards signifikante Beiträge leisten müssen.

Die nunmehr dritte Auflage des DBFZ-Reports Nr. 11 zum „*Monitoring Biokraftstoffsektor*“ bietet einen Überblick zu den aktuellen Entwicklungen im Biokraftstoffsektor und gibt einen Ausblick zu den absehbaren Weiterentwicklungen. Gemeinsam mit den Kollegen des Technologie- und Förderzentrums (TFZ) Straubing sind gegenüber den vorherigen Auflagen zudem weitere interessante Teilaspekte aufgegriffen worden (z. B. bzgl. der Nutzung von Biokraftstoffen und damit verbundenen Emissionen).

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



## Zusammenfassung

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

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

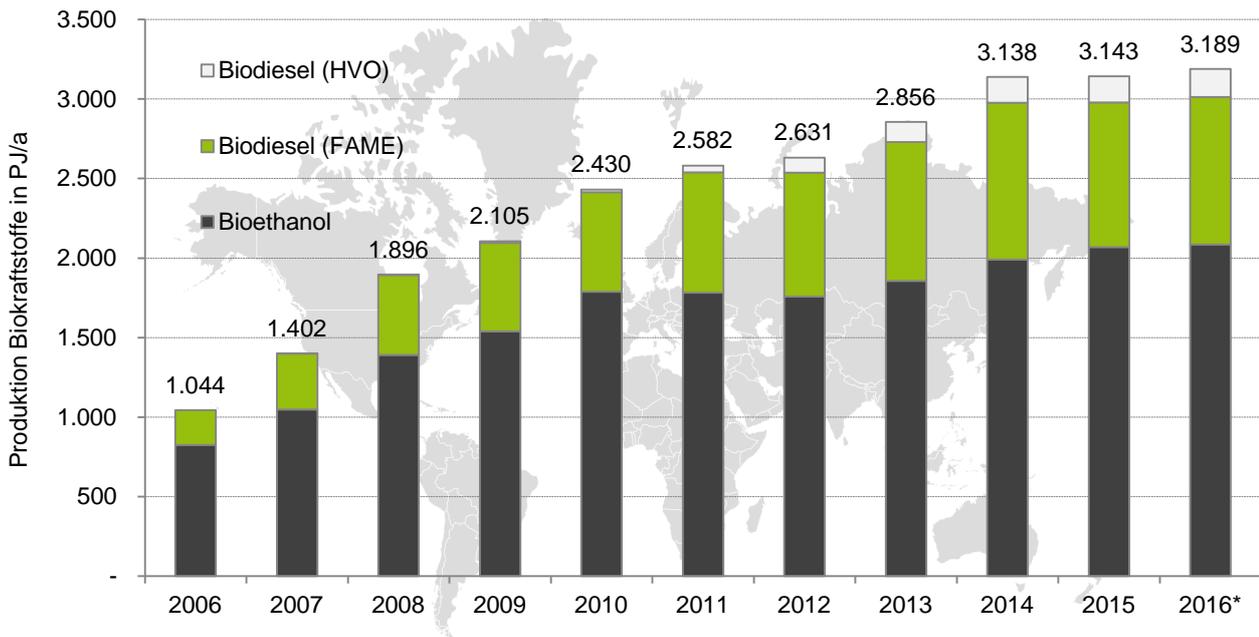
*Politische und rechtliche Rahmenbedingungen* haben einen wesentlichen Einfluss auf alle Einzelabschnitte der Bereitstellungskette. So können beispielsweise die Biokraftstoffproduktion aus ausgewählten Rohstoffen (oder Konversionstechnologien) direkt gefördert, Kriterien für die stoffliche Zusammensetzung (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 in §§ 37a ff. BImSchG geregelte Quote zur Treibhausgas(THG-)vermeidung bis zunächst 2020 von entscheidender Bedeutung. Sie bewirkt seit Inkrafttreten zum 01. 01. 2015 eine Verbesserung der spezifischen THG-Vermeidung der in Deutschland genutzten Biokraftstoffe laut Nachhaltigkeitszertifizierung. Vor dem Hintergrund derzeitiger Beimischungsgrenzen von flüssigen Biokraftstoffen ist die Zielerreichung von 6 % THG-Vermeidung im Jahr 2020 gegebenenfalls von weiteren noch zu implementierenden Maßnahmen abhängig. Der derzeit in Ausarbeitung befindliche Klimaschutzplan will das langfristige Ziel von 80 bis 95 % THG-Minderung im Jahr 2050 gegenüber 1990 in allen Sektoren mit entsprechenden Maßnahmen unterlegen.

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. Derzeit werden etwa zwei Drittel des Bioethanols aus Getreide (inkl. Mais) und ein Drittel aus Zuckerrohr produziert. In Deutschland wird etwa ein Viertel auf Basis von Zuckerrüben produziert, welche weltweit jedoch keine signifikante Rolle spielen. Die aktuelle Entwicklung im Bereich der Produktionskapazitäten für Bioethanol auf Basis von Lignozellulose (z. B. Stroh) lässt hier mittelfristig steigende Anteile erwarten. Biodiesel (FAME) wird weltweit zu etwa gleichen Teilen aus Raps-, Soja- und Palmöl sowie Altspeiseölen (engl. *Used Cooking Oil* – UCO) produziert, wobei der Anteil von UCO-Biodiesel in den vergangenen Jahren stark zugenommen hat.

Die internationalen *Produktionsmengen* von Biokraftstoffen sind vor allem in den Jahren bis 2010 stark gestiegen. Derzeit steigt die Gesamtmenge nur noch mäßig und lag 2015 bei etwa 3,1 EJ (siehe Abb. A), was etwa 3 % des gesamten Energiebedarfs im Verkehrssektor entspricht.



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

© DBFZ 07/2016

Abb. A Weltweite Produktion von Biokraftstoffen 2006 – 2016 in PJ/a (\* geschätzt, eigene Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

Auch in der Europäischen Union ist die Produktionsmenge von Biokraftstoffen in den vergangenen Jahren kaum gestiegen und liegt derzeit (2015) bei 9,6 Mio. t/a Biodiesel (FAME), 1,9 Mio. t/a Biodiesel (HVO) sowie 5,1 Mio. m<sup>3</sup>/a Bioethanol. Das stärkste Wachstum hinsichtlich Produktionsmengen und -kapazitäten zeigt Biodiesel (HVO). In Deutschland sind die Produktionsmengen von Biodiesel (FAME) und Bioethanol leicht gestiegen, zudem spielt auch Biomethan aus Biogas eine Rolle, wenn auch auf vergleichsweise niedrigem Niveau.

Hinsichtlich der *Distribution* spielt zunächst der Handel mit Biokraftstoffen eine wesentliche Rolle. Für Deutschland ergibt sich in der Gesamtbilanz für das Jahr 2015 ein Netto-Export von Biodiesel (FAME) in Höhe von 0,90 Mio. t sowie ein Netto-Import von Bioethanol in Höhe von 0,76 Mio. m<sup>3</sup> (entspricht 0,60 Mio. t). (F. O. Licht, 2016a) Die in Deutschland genutzte Biodieselmenge (HVO) wird zudem vollständig importiert, im Jahr 2014 in Höhe von etwa 0,40 Mio. t. (BLE, 2015b) Der EU-Außenhandel von Biokraftstoffen ist in den vergangenen Jahren sehr stark zurückgegangen. Der Netto-Import beträgt derzeit (2015) insgesamt weniger als 0,65 Mio. t (Bioethanol und FAME). Die weltweit wichtigsten Exportländer für Bioethanol sind weiterhin die USA und Brasilien. Für Biodiesel (FAME und HVO) sind Südostasien und Argentinien Hauptexporteure, Nordamerika ist seit 2013 anstelle der EU Hauptimporteur.

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 sowie in deutlich geringerem Umfang Biokraftstoffe als Reinkraftstoff zum Einsatz. Auch auf europäischer oder internationaler Ebene (beispielsweise Flugkraftstoffe) wurden entsprechende Anforderungsnormen festgelegt.

Infolge der stark rückläufigen Nutzung von Reinkraftstoffen ist deren Tankstelleninfrastruktur ebenfalls stark rückläufig. Tankinfrastruktur für alternative Kraftstoffe wie beispielsweise Erdgas (CNG), die per-

spektivisch 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 rückläufig, welcher infolge niedriger Kraftstoffpreise seit 2014 wieder deutlich gestiegen ist. 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.

Im abschließenden Teil dieser Veröffentlichung werden *ökonomische* (Preise und Bereitstellungskosten sowie Treibhausgasvermeidungskosten, Kapitel 6) und *ökologische Aspekte* (Treibhausgasbilanzen und direkte Nutzungsemissionen, Kapitel 7) ausgewählter Biokraftstoffoptionen vergleichend gegenübergestellt. Die ermittelten THG-Vermeidungskosten der betrachteten Biokraftstoffe liegen in einem Bereich von etwa 100 EUR / t CO<sub>2</sub>-Äq. für Biodiesel aus Raps bis etwa 300 EUR / t CO<sub>2</sub>-Äq. für Bioethanol aus Zuckerrüben. Neben den Emissionen die aus der Bereitstellung der Biokraftstoffe resultieren, werden auch die direkten Emissionen am Fahrzeug vielfach diskutiert. Aktuelle Untersuchungen von Emissionen im Realbetrieb im Vergleich zu genormten Untersuchungen am Prüfstand zeigen für den Einsatz von Rapsölkraftstoff und Dieselmotorkraftstoff insgesamt sehr geringe Unterschiede. Mit Bezug auf die ab 2021 auf 95 g CO<sub>2</sub> / km begrenzten CO<sub>2</sub>-Flottenemissionen im Pkw-Sektor unterscheiden sich die unterschiedlichen fossilen und regenerativen Kraftstoffoptionen hinsichtlich ihrer Effizienz.

Auch elektrischer Strom und strombasierte Kraftstoffe sollen perspektivisch einen zunehmenden Anteil als regenerative Energieträger im Verkehrssektor einnehmen.



## Abstract

This third edition of the DBFZ report no. 11 addresses the monitoring of the development of the biofuel sector in context of changing frame conditions. As introduction the basic political aims and the current legal framework for biofuel have been summarized and presented. The further structure of this report is following the steps of the supply chain for biofuels:

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

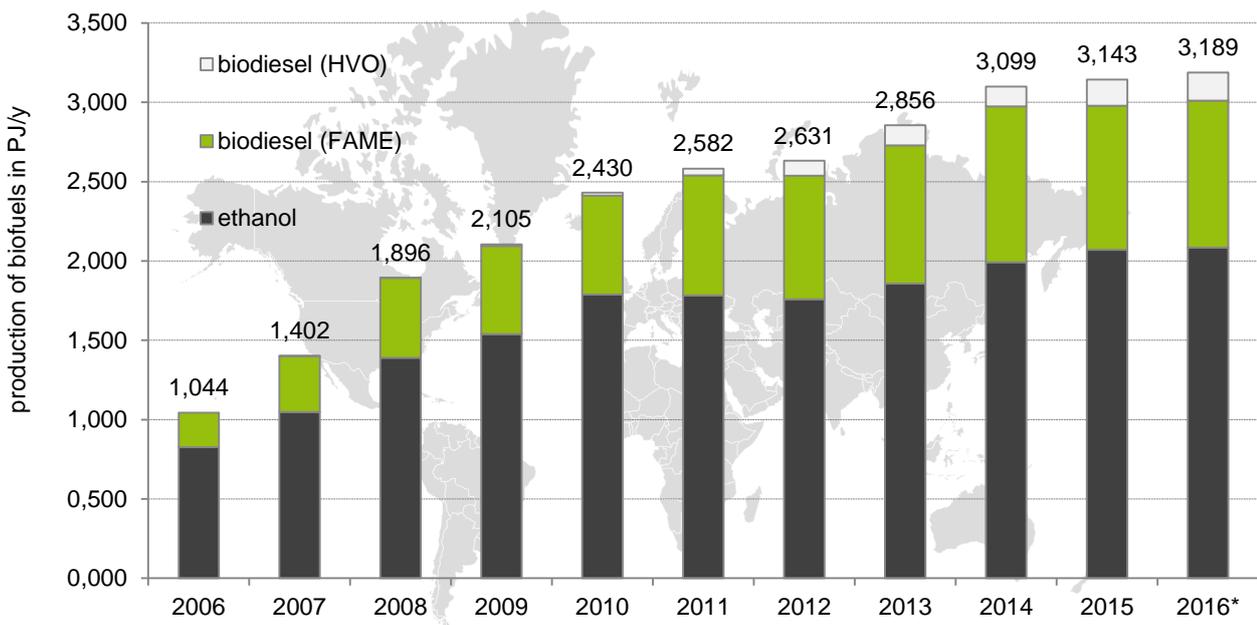
*The political and regulative frameworks* have a fundamental impact on each single step of the supply chain. For example it is possible to directly support the biofuel production from dedicated raw materials (or conversion technologies), to define criteria for the use as material goods or intermediates (fuel quality), or to govern the specific use in sectors of stationary or mobile applications. 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 §§ 37a ff. BImSchG (Federal Immission Control Act), is of vital importance at least until 2020. The GHG quota effectuate since its in force coming on 01 / 01 / 2015 an improvement in the specific GHG reduction of biofuels used in Germany according to sustainability certification. Against the background of the current blend limits for liquid biofuels the target achievement of 6 % GHG reduction in 2020 depends on the implementation of additional action if necessary. The climate protection plan currently under elaboration is going to set corresponding activities in all sectors to achieve the long-term aim of 80 to 95 % GHG reduction in 2050 compared to 1990.

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- and South America and also South-East Asia are the leading regions.

The *raw material basis* in the national as well in the international biofuel production did not change significantly in the past years. Actually around two-third of the bioethanol is produced from grain (including corn) and one-third from sugar cane. In Germany around one-fourth of the 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 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.

The international *biofuel production* volume was fast growing especially in the years before 2010. The total volume is rising slowly and reached around 3.1 EJ (see Fig. A), which is around 3 % of the total energy demand in the transportation sector.



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

© DBFZ 07/2016

Fig. A Global production of biofuels 2006 – 2016 in PJ / a (own diagram based on (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

Also in the European Union the production volume of biofuel barley raised over the last years. In 2015 the production volume reached about 9.6 million t / a for biodiesel (FAME), 1.9 million t / a for biodiesel (HVO) and 5.1 million m<sup>3</sup> / a bioethanol. The strongest growth in production volume and capacity showed biodiesel (HVO). In Germany the production volume of biodiesel (FAME) and bioethanol also increased slightly. 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 a net export of biodiesel (FAME) of about 0.90 million t and a net import of bioethanol of about 0.76 million m<sup>3</sup> (corresponds to 0.60 million t). (F. O. Licht, 2016a) The volume of biodiesel (HVO) used in Germany is completely imported, for 2014 in a quantity of about 0.40 million t. (BLE, 2015b) The external trade of biofuels by the EU showed a sharp fall in the past years. The net-import actually accounts for less than 0.65 million t (bioethanol and FAME). 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). Since 2013 North America is the main importer instead of the EU.

Of vital importance for distribution and use of biofuels are standardized fuel qualities, determining of quality parameters and corresponding testing methods. 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 on European and international level (for example aviation fuels) appropriate fuels standards have been established.

Due to a strongly 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 does not change significantly over the last years, is even slightly decreasing. Also the renewable percentage in the transportation sector measured at the total energy demand is decreasing. Due to the lower fuel prices the total energy demand clearly increased since 2014. A wide range of energy carriers are prospectively suitable for the use in the transportation sector. However their potentials are limited and their use as fuel compete against a potential use in other sectors like power and heat supply as well as the different modes of transport (road transportation, railway, shipping, aviation) compete each other. An optimized arrangement of the potentials regarding to appropriation and use between the different modes of transport is the key challenge of developing strategies and their corresponding actions.

In the final part of this report *economic* (prices, costs for production and distribution as well as costs of GHG-avoiding, Chapter 6) and *environmental aspects* (GHG balances and direct emission from use, Chapter 7) of selected biofuel options are compared. The determined costs for GHG reduction of the chosen biofuels are within a range of 100 EUR / t CO<sub>2</sub>-aq. for biodiesel from rape and 300 EUR / t CO<sub>2</sub>-aq. for bioethanol from sugar beet. Beside the resulting emissions from production and distribution also the direct emission at the vehicle are often discussed. Current tests from emissions under real operation conditions compared to standardized tests at the test facility only show very low differences for the use of rape oil based fuel and diesel fuel. With regard to the 95 g CO<sub>2</sub> / km limit for the CO<sub>2</sub> fleet emissions from 2021 in the passenger car sector the different fossil and renewable fuel options differ in their efficiency.

Electricity and electrical based fuels shall take prospectively a larger percentage as renewable energy carrier in the transportation sector.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b> .....	<b>VI</b>
FRANZISKA MÜLLER-LANGER	
<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>IX</b>
KARIN NAUMANN	
<b>Abstract</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Abkürzungs- und Symbolverzeichnis</b> .....	<b>XXI</b>
<b>1 Politische Rahmenbedingungen</b> .....	<b>1</b>
KARIN NAUMANN	
1.1 Politischer Rahmen Deutschland .....	1
1.1.1 Biokraftstoffquotengesetz (2006).....	1
1.1.2 Integriertes Energie- und Klimaprogramm .....	2
1.1.3 Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland (2009) .....	2
1.1.4 Energiesteuergesetz (2006).....	2
1.1.5 Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (2009).....	3
1.1.6 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – BIOKRAFT-NACHV, 2009) .....	4
1.1.7 Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote (36. BImSchV).....	4
1.1.8 Zwölftes Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes .....	5
1.1.9 Ausblick .....	6
1.2 Politischer Rahmen EU .....	10
1.2.1 Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (2003) .....	10
1.2.2 Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischen Strom (2003) .....	10
1.2.3 Aktionsplan für Biomasse (2005).....	10
1.2.4 EU-Strategie für Biokraftstoffe (2006).....	11
1.2.5 Fahrplan für erneuerbare Energien (2007).....	11
1.2.6 Richtlinie zur Kraftstoffqualität 2009 / 30 / EG .....	11
1.2.7 Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009 / 28 / EG .....	12
1.2.8 Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe .....	14
1.2.9 Richtlinie zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß Kraftstoffqualitätsrichtlinie .....	15
1.2.10 Zielsetzung und Ausblick .....	15
1.3 Biokraftstoffquoten weltweit.....	18
<b>2 Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion</b> .....	<b>21</b>
KARIN NAUMANN	
2.1 Geeignete Rohstoffe für Biokraftstoffe .....	21
2.2 Aktuelle Rohstoffbasis .....	23
2.2.1 Rohstoffbasis Deutschland .....	23
2.2.2 Rohstoffbasis EU.....	27
2.2.3 Rohstoffbasis weltweit .....	29
<b>3 Biokraftstoffproduktion</b> .....	<b>31</b>
KARIN NAUMANN	
3.1 Konversionstechnologien .....	31

3.1.1	Steckbriefe ausgewählter Biokraftstoffoptionen .....	32
3.1.2	Fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe .....	41
3.2	Produktion von Biokraftstoffen .....	45
3.2.1	Biokraftstoffproduktion Deutschland .....	45
3.2.2	Biokraftstoffproduktion EU .....	48
3.2.3	Biokraftstoffproduktion weltweit .....	52
<b>4</b>	<b>Distribution von Biokraftstoffen .....</b>	<b>63</b>
4.1	Biokraftstoffhandel .....	63
	KARIN NAUMANN	
4.1.1	Biokraftstoffhandel Deutschland .....	63
4.1.2	Biokraftstoffhandel EU .....	64
4.1.3	Biokraftstoffhandel weltweit .....	67
4.2	Beimischung und Reinkraftstoffe .....	69
	EDGAR REMMELE, KLAUS THUNEKE, JÖRG SCHRÖDER	
4.2.1	Beimischungsgrenzen Europa .....	69
4.2.2	Nationale und europäische Kraftstoffstandards .....	70
4.2.3	Kraftstoffqualitätsparameter .....	72
4.3	Tankstellenstruktur Deutschland – Zuwachs und Rückgang .....	77
	KARIN NAUMANN	
<b>5</b>	<b>Nutzung von Biokraftstoffen .....</b>	<b>83</b>
5.1	Biokraftstoffnutzung im Verkehrssektor .....	83
	KARIN NAUMANN	
5.1.1	Biokraftstoffnutzung in Deutschland und der EU .....	83
5.1.2	Energiebedarf im Verkehrssektor .....	86
5.1.3	Ausblick Bedarf erneuerbarer Kraftstoffe bis 2050 .....	90
5.2	Motorische Nutzung von Biokraftstoffen .....	92
	EDGAR REMMELE, KLAUS THUNEKE, JÖRG SCHRÖDER	
5.2.1	Chancen und Risiken .....	92
5.2.2	Reinkraftstoffe und Kraftstoffblends .....	93
5.2.3	Sektorspezifische Kraftstoffmatrix .....	94
<b>6</b>	<b>Ökonomische Aspekte der Nachhaltigkeit – Kosten und Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen .....</b>	<b>97</b>
6.1	Preisentwicklung von Biokraftstoffen, Rohstoffen, Koppelprodukten .....	97
	KARIN NAUMANN	
6.1.1	Biodiesel .....	97
6.1.2	Bioethanol .....	98
6.1.3	Biomethan .....	100
6.2	Gestehungskosten von Biokraftstoffen .....	101
	MARTIN ZEYMER, KONSTANTIN ZECH	
6.2.1	Systemgrenzen   Kurzbeschreibung ausgewählter Biokraftstoffkonzepte .....	101
6.2.2	Methodik .....	104
6.2.3	Ergebnis .....	105
6.2.4	Sensitivitätsbetrachtungen .....	108
6.2.5	Fazit .....	112
6.3	Treibhausgasvermeidungskosten .....	112
	KONSTANTIN ZECH, KATJA OEHMICHEN, MARTIN ZEYMER	
<b>7</b>	<b>Ökologische Aspekte der Nachhaltigkeit – Emissionen von Biokraftstoffen .....</b>	<b>115</b>
7.1	Treibhausgasvermeidungspotenzial ausgewählter Biokraftstoffe WTT .....	115
	KATJA OEHMICHEN	

7.1.1	Methodik .....	115
7.1.2	Ergebnisse .....	116
7.1.3	Einordnung der THG-Bilanzen und Treibhausgasminderungspotenzial .....	117
7.1.4	Fazit .....	124
7.1.5	Zertifizierung von Biokraftstoffen .....	125
7.2	Realemissionen von Biokraftstoffen TTW .....	127
EDGAR REMMELE, KLAUS THUNEKE, JÖRG SCHRÖDER		
7.2.1	Treibhausgasemissionen mit regenerativen Kraftstoffen .....	127
7.2.2	Emissionen im realen Fahrbetrieb .....	128
Tabellenverzeichnis .....		XXV
Abbildungsverzeichnis .....		XXVII
Literatur- und Referenzverzeichnis .....		XXXIII



## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AtJ	engl. <i>Alcohol to Jet</i>
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIMSCHG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BIMSCHV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BIOKRAFT-NACHV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BIOKRAFTQUG	Biokraftstoffquotengesetz
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BTL	engl. <i>Biomass to Liquids</i>
CF	engl. <i>conformity factor</i>
CFPP	engl. <i>Cold Filter Plugging Point</i>
CH <sub>4</sub>	Methan
CNG	Erdgas, engl. <i>Compressed Natural Gas</i>
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
ct	Eurocent
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DDGS	Schlempepellets, engl. <i>Dried Distillers Grains with Solubles</i>
DE	Deutschland
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EF	Emissionsfaktor
EJ	Exajoule
ENERGIESTG	Energiesteuergesetz
EtOH	Ethanol
EU ETS	EU-Emissionshandel, engl. <i>European Union Emissions Trading System</i>
EWÄRMEG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz
FAME	Fettsäuremethylester, engl. <i>Fatty Acid Methyl Ester</i>
FM	Frischmasse
fob	frei an Bord, engl. <i>Free on Board</i>
FQD	Kraftstoffqualitätsrichtlinie, engl.: <i>Fuel Quality Directive</i>

Abkürzung	Erklärung
FT	Fischer-Tropsch
ggü.	gegenüber
GHG	engl. <i>Greenhouse Gas</i>
GJ	Gigajoule
GPS	engl. <i>Global Positioning System</i>
GTL	engl. <i>Gas to Liquids</i>
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HC	Kohlenwasserstoffe, engl. <i>Hydrocarbons</i>
HEFA	engl. <i>Hydroprocessed Esters and Fatty Acids</i>
HVO	engl.: <i>Hydrotreated Vegetable Oils</i>
i. N.	in Normkubikmetern
IATA	International Air Transport Association
ISCC	International Sustainability and Carbon Certification
KS	Kraftstoff
kt	Kilotonne
KUP	Kurzumtriebsplantage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Flüssigerdgas, engl. <i>Liquefied Natural Gas</i>
MAW	engl. <i>Moving Averaging Window</i>
MeOH	Methanol
MJ	Megajoule
MMT	(Methylcyclopentadienyl)mangantricarbonyl
MTBE	Methyl-tert-butylether
Mtoe	Megatonne Öleinheiten
n	Grundgesamtheit
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid
Nawaro	nachwachsende Rohstoffe
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
NRMM	engl. <i>Non-Road Mobile Machinery</i>
NTE	engl. <i>Not-to-Exceed</i>
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
PEMS	engl. <i>Portable Emission Measurement Systems</i>
PJ	Petajoule
PME	Pflanzenöl-Methylester
PPO	reines Pflanzenöl, engl. <i>Pure Plant Oil</i>
PTG	engl. <i>Power to Gas</i>
PTL	engl. <i>Power to Liquids</i>
PTX	engl. <i>Power to X</i>

---

Abkürzung	Erklärung
RDE	engl: <i>Real Driving Emission</i>
RED	Renewable Energy Directive
RME	Raps-Methylester
SME	Soja-Methylester
SMUL	Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft
SNG	engl. <i>Synthetic Natural Gas</i>
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
SO <sub>3</sub>	Schwefeltrioxid
SW	Standardwert
synth.	synthetisch
TFZ	Technologie- und Förderzentrum Straubing
THG	Treibhausgas
TJ	Terajoule
TRL	engl. <i>Technology Readiness Level</i>
TS	Trockensubstanz
TTW	engl. <i>Tank to Wheel</i>
TW	Typischer Wert
UCO	engl. <i>Used Cooking Oil</i>
UCOME	Used-Cooking-Oil-Methylester
WRH	Waldrestholz
WTT	engl. <i>Well to Tank</i>
WTW	engl. <i>Well to Wheel</i>

---



# 1 Politische Rahmenbedingungen

Der Biokraftstoffmarkt ist stark abhängig von politischen und 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. In Abbildung 1-1 ist die Abfolge wesentlicher Meilensteine seit 2003 im Überblick dargestellt.



Abbildung 1-1 Meilensteine der Rahmenbedingungen für Biokraftstoffe in der Europäischen Union und in Deutschland (© DBFZ)

## 1.1 Politischer Rahmen Deutschland

### 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 Än-

derung 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 (ENERGESTG, 2006) und damit die Steuerentlastung für Biokraftstoffe neu geregelt. Für Biodiesel und reines Pflanzenöl wurden bis 2012 jährlich sinkende Steuerentlastungen festgelegt.

### 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)

### 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 (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2005). 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 (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2005). 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 Vol.-% begrenzt). (BMELV & BMU, 2010)

### 1.1.4 Energiesteuergesetz (2006)

#### § 50 Steuerentlastung für Biokraft- und Bioheizstoffe

In § 50 Absatz (3) wurde die zuvor geltende Steuerentlastung für Biokraftstoffe ab 1. Januar 2008 schrittweise reduziert. In der seit dem 01. 01. 2010 gültigen Fassung von Absatz (3) beträgt die Steuerentlastungen für unvermischte Pflanzenöle und Biodiesel (Fettsäuremethylester FAME) ab 1. Januar 2013 für 1.000 Liter 21,40 EUR (von 470,40 EUR entsprechend § 2 Absatz (1) Nr. 4b).

Weiterhin sind besonders förderungswürdige Biokraftstoffe definiert, die vollständig von der Energiesteuer befreit sind:

- „synthetische Kohlenwasserstoffe oder synthetische Kohlenwasserstoffgemische, die durch thermo-chemische 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 enthalten, werden voll besteuert. Die Regelungen blieben bisher weitgehend unverändert, ausgenommen der Einschränkung auf Biokraftstoffe. 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 1. Januar 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)

#### 1.1.5 Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (2009)

Durch das *Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen* vom 15. Juli 2009 wurde die Quote für Biokraftstoffe im BImSchG 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 sollte durch die Beimischung von Biokraftstoffen zu Otto- und Dieselmotorkraftstoff eine THG-Minderung für den Kraftstoffsektor um 3 % erreicht werden. Diese THG-Minderung sollte 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 gleich bleibender Quote ab.

In der ab dem 21. Juli 2009 geltenden Fassung des § 37b (Begriffsbestimmung, Anforderungen an Biokraftstoffe) BImSchG 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 müs-

sen ggf. nachversteuert werden. Die Übertragung auf nicht quotenverpflichtete Dritte betraf zunächst vor allem reine Kraftstoffe (Biodiesel, Pflanzenöl), inzwischen vor allem Biomethan.

#### **1.1.6 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – BIOKRAFT-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 (siehe Tabelle 1-1 auf Seite 12) 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. (BIOKRAFTNACHV, 2009)

Seit Januar 2011 müssen alle in Deutschland auf die Quote angerechneten Biokraftstoffe entsprechend den Anforderungen der BIOKRAFT-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.

#### **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
- lignozellulosehaltigem 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 Altspeisefetten und -ölen als Reststoff im Sinne der Verordnung.

Im Rahmen der *Verordnung zur Bereinigung quotenrechtlicher Vorschriften und zur Umsetzung europarechtlicher Vorgaben zur Treibhausgas-Minderung von Biokraftstoffen (BIOKRQAÄNDV)*, 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: Abfällen nach definierten Abfallschlüsseln (§ 9).

### 1.1.8 Zwölftes Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes

Diese Änderung ist kurz vor der Umstellung des Quotensystems am vom 20. 11. 2014 in Kraft getreten. Sie enthält v. a.:

- Regelungen zur Quotenübertragung vom Jahr 2014 auf die Treibhausgasquote im Jahr 2015,
- Regelungen zur Berechnung der Ausgleichsabgabe (sogenannte Pönale) infolge von Fehlmenngen, hier wird ein fester Faktor definiert: 0,47 EUR / kg CO<sub>2</sub>-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 % auf nun 6 %.

Aus der geänderten Quotenhöhe ergibt sich je nach durchschnittlicher spezifischer THG-Vermeidung der eingesetzten Biokraftstoffe eine variierende Biokraftstoffmenge, die zur Erfüllung der THG-Quote erforderlich ist, dieser Korridor ist in Abbildung 1-2 dargestellt.

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

- Änderung des fossilen Basiswertes (er beträgt derzeit 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 Dieselmotoren 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.

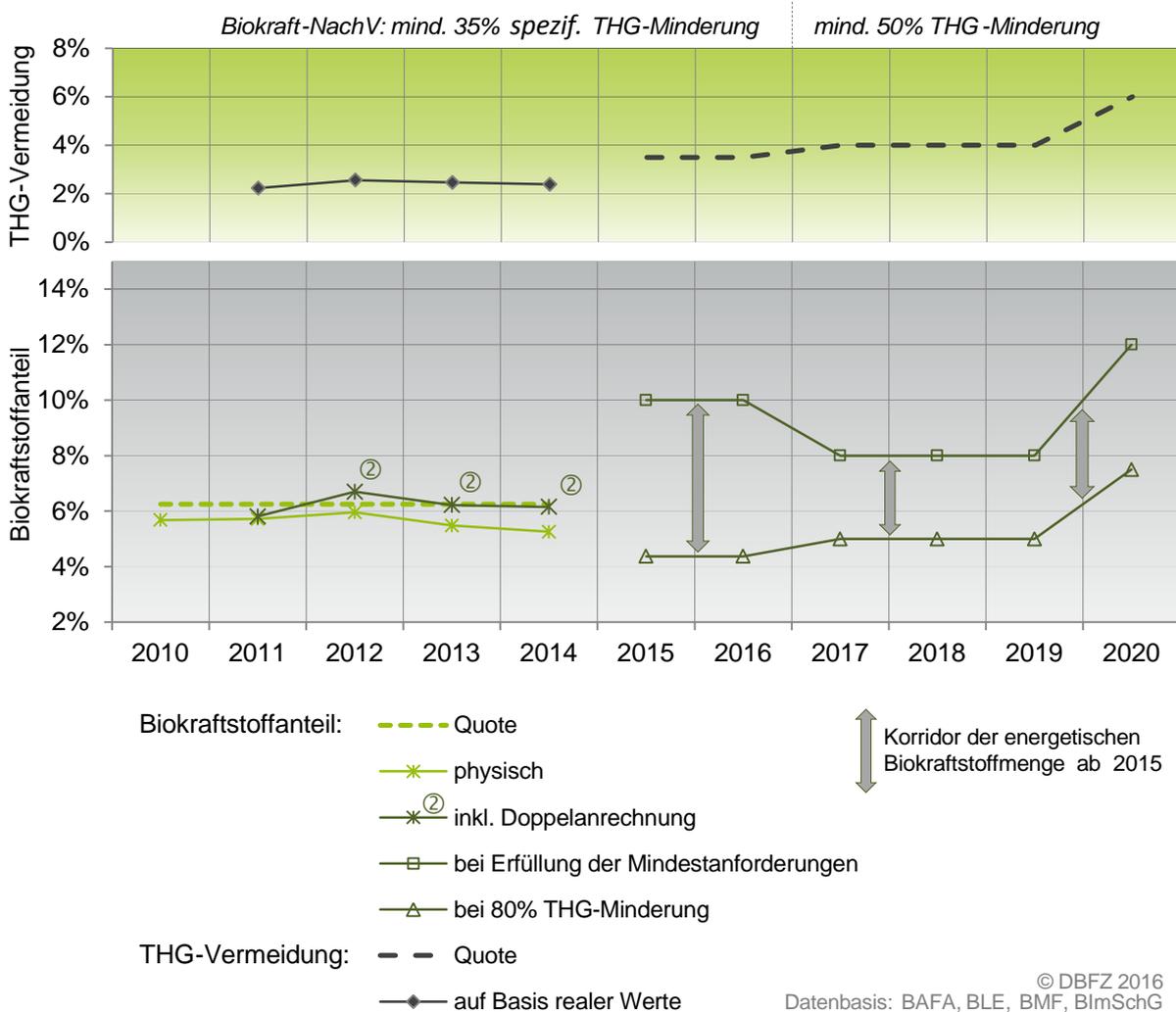


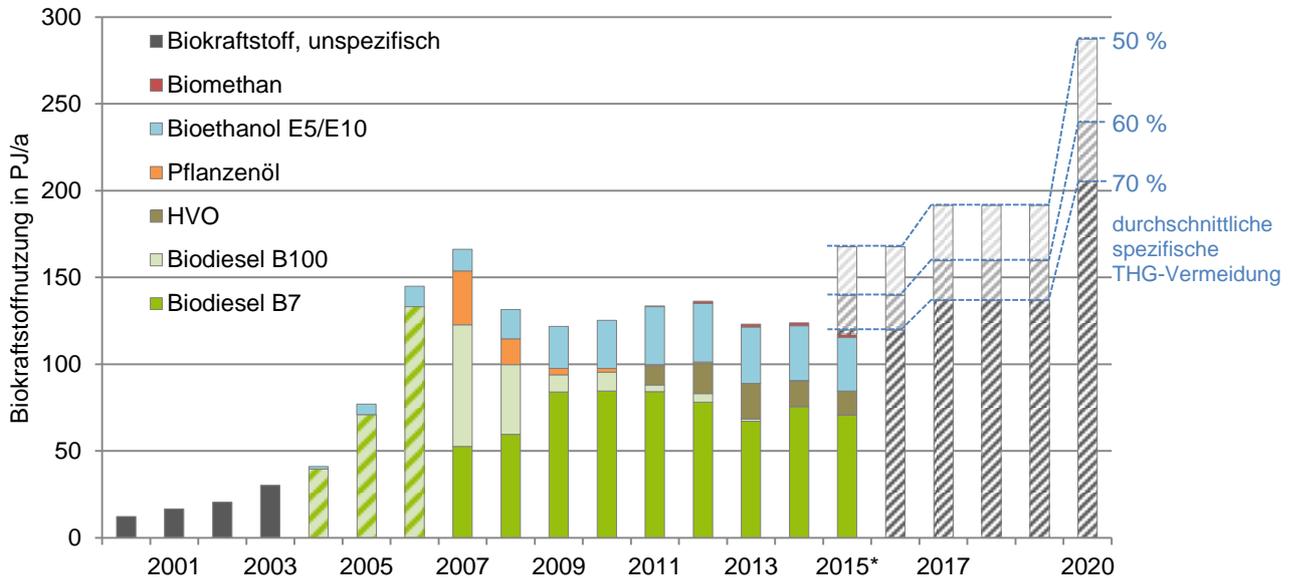
Abbildung 1-2 Biokraftstoffquote und -bedarf in Deutschland bis 2020 (eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von (BAFA; BImSchG; BLE, 2014, 2015b; BMF, 2013), © DBFZ)

### 1.1.9 Ausblick

#### Treibhausgasquote bis 2020

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 Abbildung 1-3 ist die Historie der jährlich in Deutschland genutzten Biokraftstoffmenge seit 2000 aufgezeigt sowie eine Hochrechnung der zur Quotenerfüllung bis 2020 erforderlichen jährlichen Biokraftstoffmenge in Abhängigkeit von der durchschnittlichen spezifischen THG-Vermeidung. Die Grafik zeigt, dass die in 2015 eingesetzte Biokraftstoffmenge (vorläufige Schätzung DBFZ) in Verbin-

dung mit einer durchschnittlichen spezifischen THG-Vermeidung von etwa 71 % das Quotenziel erreicht hätte. Auch kann der Quotenverpflichtete aus dem Vorjahr übertragene („überschüssige“) Quotenmengen anrechnen lassen, entsprechend BImSchG § 37a Absatz (8) mit 43,58 kg CO<sub>2</sub>-Äq. / GJ.



Datenbasis: 2000-2006: BMVI u. Biokraftstoffbericht 2007, 2007-2014: BAFA, BLE, \*2015: vorläufige Schätzung

© DBFZ 06/2016

Abbildung 1-3 Biokraftstoffnutzung in Deutschland 2000–2015 sowie Bedarf bis 2020 (eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von (BAFA; BImSchG; BLE, 2013, 2014, 2015b; RADKE, 2014), © DBFZ)

Die spezifische THG-Vermeidung der in Deutschland genutzten Biokraftstoffe ist von 46,65 % im Jahr 2012 auf 51,36 % im Jahr 2014 gestiegen. (BLE, 2015b) Es ist davon auszugehen, dass der gemittelte Jahreswert für 2015 erneut signifikant gestiegen ist. Im ersten Quartal betrug er bereits nahezu 60 %. (BLE, 2015a) Die spezifischen Treibhausgasbilanzen der Biokraftstoffe stellen inzwischen ein preisbestimmendes Kriterium dar, weshalb kaum noch Standardwerte sondern überwiegend berechnete (tatsächliche) Treibhausgasbilanzen im Rahmen der Nachhaltigkeitszertifizierung Anwendung finden. Im Zuge der damit einhergehenden Steigerungen der Treibhausgasminderung ist für die Jahre bis 2019 (zunächst 3,5 % sowie 4,0 % ab dem Jahr 2017) die Zielerreichung als machbar zu beurteilen.

Die Kraftstoffnormen für Diesel- (DIN EN 590) und Ottokraftstoff (DIN EN 228) definieren Beimischungsgrenzen für Biokraftstoffe, welche derzeit bei einem Volumenanteil von 7 % Biodiesel im Dieselmotorkraftstoff (so genannter B 7) sowie 5 % bzw. 10 % Ethanol im Ottokraftstoff (so genanntes E 5 bzw. E 10) liegen. Reine Biokraftstoffe (B 100, Pflanzenöl) oder höhere Kraftstoffmische (E 85) werden derzeit nahezu kaum eingesetzt und stehen somit auch nicht in signifikanter Menge für die Anrechnung auf das Ziel zur Treibhausgasvermeidung zur Verfügung.

Für das Ziel von 6 % Treibhausgasvermeidung im Jahr 2020 ist vor dem Hintergrund der derzeitigen Beimischungsgrenzen und dem fehlenden Reinkraftstoffmarkt ein Erreichen durch die Verpflichteten als sehr schwierig zu beurteilen. In Abbildung 1-4 sind die realen Biokraftstoffmengen (untere Hälfte) sowie die damit verbundene Treibhausgasminderung (obere Hälfte) für die Jahre 2011 bis 2015 aufgezeigt. Für die Jahre 2015, 2017 sowie 2020 „BAU“ sind die Biokraftstoffmengen bei Ausreizung der Beimischungsmenge sowie entsprechende mögliche Treibhausgasminderungen dargestellt. Die vier

rechten Balken zeigen zudem die Biokraftstoffmengen und Treibhausgasminderungen für vier Szenarien im Jahr 2020 auf, die verschiedene Optionen zuzüglich der Beimischung von Biodiesel und Ethanol berücksichtigen:

- **HVO:** 10 % (volumetrisch) des Bedarfs an Dieselkraftstoff wird durch hydroprozessierte Pflanzenöle (engl.: *hydrotreated vegetable oils* – HVO) bereitgestellt, was einer Menge von 3,5 Mio. Tonnen entspricht. Die weltweite Produktion lag im Jahr 2014 bei 3,7 Mio. Tonnen (davon 1,8 Mio. Tonnen in der EU (F. O. LICHT, 2016a)) Aufgrund seiner Stoffeigenschaften unterliegt HVO keiner konkreten Beimischungsgrenze.

Fazit: Die Rahmenbedingungen ermöglichen dieses Szenario, die erforderliche HVO-Menge ist jedoch als schwer erreichbar zu bewerten.

- **ReinKS:** Reinkraftstoffe, die absolute Menge von Biodiesel (FAME) und Pflanzenöl (inklusive der Nutzung als Reinkraftstoff) entspricht der aus dem Jahr 2007.

Fazit: Die Mengen sind als realisierbar zu bewerten. Die Rahmenbedingungen bieten derzeit nicht den erforderlichen Anreiz, da eine Quotenübertragung gewöhnlich rückwirkend erfolgt und somit kaum Planungssicherheit bietet.

- **Bio-CNG:** Die als Kraftstoff genutzte CNG Menge wird komplett aus Biomethan bereitgestellt (analoger Bedarf ggü. 2014). Im Jahr 2014 wurden etwa 23 PJ Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist, wovon etwa 15 % aus Abfall- und Reststoffen produziert wurde (Kapitel 2.2.1).

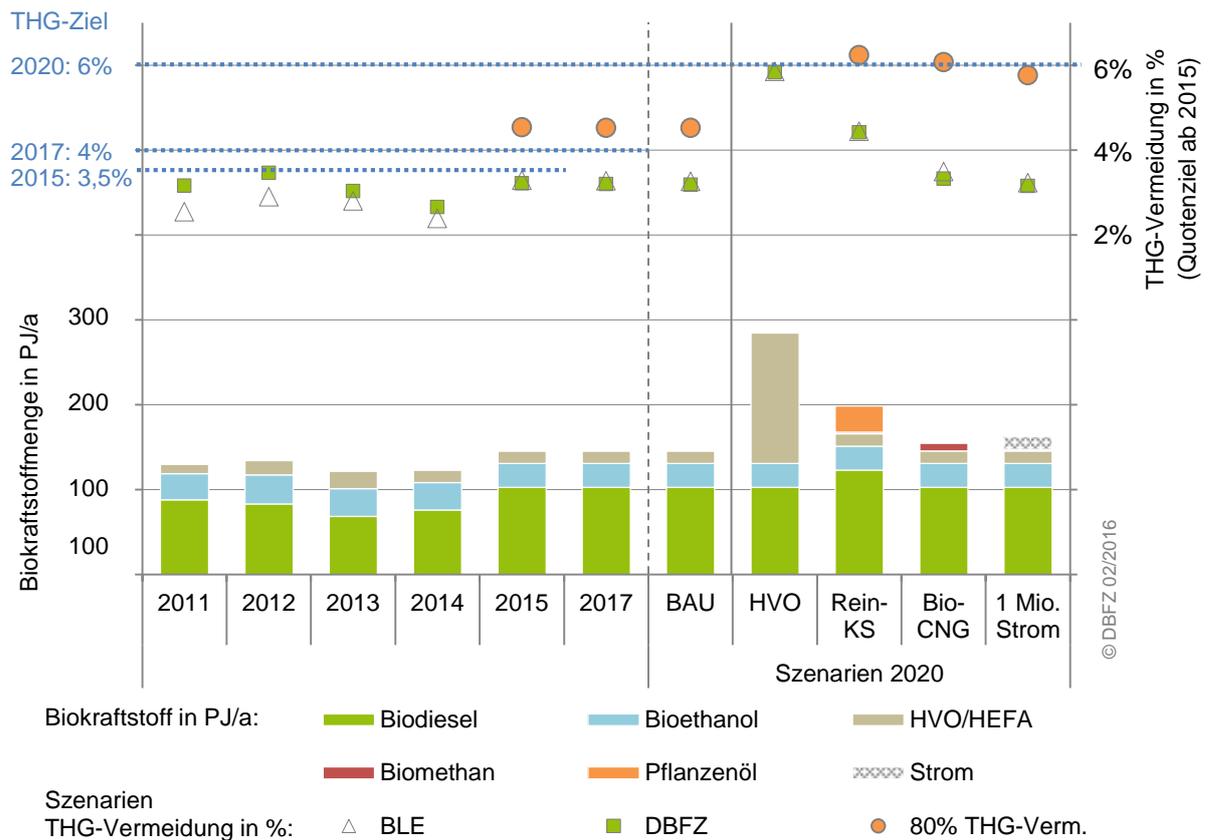
Fazit: Bei entsprechendem Quotenpreis sowie aufgrund der guten THG-Bilanz von abfallbasiertem Biomethan ist diese Menge als erreichbar zu bewerten. Eine Steigerung der Nutzung von CNG im Verkehr könnte das Potenzial erhöhen. Für die Zielerreichung bleibt das Szenario allerdings in jedem Fall von geringer Relevanz.

- **Strom:** 1 Mio. Fahrzeuge, betrieben mit 100 % erneuerbarem Strom.

Fazit: Die Zielerreichung von 1 Million elektrisch betriebenen Fahrzeugen im Jahr 2020 ist nach derzeitigem Stand als unwahrscheinlich zu bewerten. Selbst ein Erreichen des Ziels, verbunden mit der vollen (einfachen) Anrechnung des eingesetzten Stroms, kann einen kaum relevanten Beitrag zur Zielerreichung leisten.

Diese vier Szenarien bilden nur eine Auswahl der denkbaren Optionen, beispielsweise ist auch eine Kombination dieser Ansätze denkbar.

Die in den Szenarien hinterlegten spezifischen Treibhausgasemissionen entsprechen (i) denen der Zertifizierung der eingesetzten Biokraftstoffe (BLE), (ii) Berechnungen des DBFZ (DBFZ) sowie (iii) durchschnittlich 80 % THG-Vermeidung.



Annahmen: 2015, 2017 und BAU 2020: max. Beimischung + konstante Menge Biomethan, HVO (mit Wasserstoff behandelte Öle/Fette) und gesamt ggü. 2013; Szenarien: HVO: 10% Beimischung HVO; ReinKS: Biodiesel- & Pflanzenölmenge analog 2007 (auch Reinkraftstoffe); Bio-CNG: 100% Bio-CNG ohne Steigerung ggü. 2013; Strom (100% EE): 1 Mio. E-PKW (30% PEV, 70% PHEV), THG-Vermeidung: DBFZ = Erfahrungswerte, BLE= reale Werte 2011-2015

Abbildung 1-4 THG-Minderung im Verkehr durch Biokraftstoffe, real bis 2014 sowie Szenarien für 2020 (eigene Berechnung auf Basis (BAFA; BLE, 2014, 2015a, 2015b))

Neben der Erreichung des Zieles von 6 % THG-Minderung, welches aus der FQD resultiert, muss auch das Ziel der RED von 10 % erneuerbaren Energien (Details siehe Kapitel 1.2.7) im Verkehr in 2020 erfüllt werden.

### 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 Auftaktkonferenz 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 erfolgt seit April 2016 die Erarbeitung eines Hausentwurfs für den Klimaschutzplan 2050 durch das federführende BMUB. Dieser wird in die Ressortabstimmung gegeben und den Bundesländern zur Stellungnahme übermittelt. Der Plan soll noch im Jahr 2016 vom Bundeskabinett beschlossen werden. Für den 2. November 2016 ist die Abschlusskonferenz geplant. (BMUB, 2016)

Laut dem Klimaschutzszenario 2050 (REPENNING U. A., 2015) liegen die Potenziale für Biomasse in der mobilen Nutzung gegenüber 190 PJ (2010) im Jahr 2050 szenarioabhängig bei 213 PJ, 219 PJ bzw. 172 PJ. In Verbindung mit signifikanten Verlagerungs- und Effizienzsteigerungseffekten resultiert daraus ein Biokraftstoffanteil von 10 % (AMS), 20 % (KS 80) bzw. 40 % (KS 95)<sup>1</sup> an genutzten Diesel- und Benzinkraftstoffen. Ergänzend wird im Szenario KS 95 von 50 % stromgenerierten Flüssigkraftstoffen im Jahr 2050 ausgegangen.

## 1.2 Politischer Rahmen EU

### 1.2.1 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)

### 1.2.2 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)

### 1.2.3 Aktionsplan für Biomasse (2005)

Wie im Aktionsplan Biomasse festgestellt, wird der Anteil von 2 % Biokraftstoff am Verbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2005 vermutlich nicht erreicht, da das Umsetzen der weniger ambitionierten Ziele der Einzelstaaten lediglich einen gesamteuropäischen Biokraftstoffanteil von ca. 1,4 % zur Folge hätte. 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. (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2005)

---

<sup>1</sup> AMS: Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (2012), KS 80: Klimaschutzszenario mit 80 % Reduktion der Treibhausgasemissionen in 2050 gegenüber 1990, KS 95: Klimaschutzszenario mit 95 %

#### 1.2.4 EU-Strategie für Biokraftstoffe (2006)

In Ergänzung der Ziele des 2005 verabschiedeten Aktionsplans für Biomasse wurden in der Mitteilung der Kommission KOM (2006) 34 die Biokraftstoffziele konkreter gefasst. Biokraftstoffe sollen 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)

#### 1.2.5 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 werden. 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)

#### 1.2.6 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 Gasölmotorkraftstoffe. 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 Kohlendioxid), 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. Wesentliche Punkte der Änderungen der FQD sind 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 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 CO<sub>2</sub> für Verkehrszwecke.

### 1.2.7 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* – 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 erhöht 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 CO<sub>2</sub>-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.

Tabelle 1-1 Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach EU Richtlinie 2009 / 28 / EG

Nachhaltige Landwirtschaft	Schutz von Lebensräumen	THG-Minderungspotenzial
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kriterien zur Einhaltung der guten fachlichen Praxis (z. B. Cross Compliance)</li> <li>▪ keine Verschlechterung von Artenvielfalt und Lebensräumen, Bodenfunktion und Bodenfruchtbarkeit, Gewässerqualität und Wasserangebot</li> <li>▪ umweltgerechter Einsatz von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln</li> <li>▪ keine wesentliche Zunahme von versauernden oder toxischen Stoffen</li> </ul>	<p>Kein Rohstoffanbau auf Flächen, die bis zum Januar 2008 folgenden Status innehatten:</p> <p>hoher Kohlenstoffbestand:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Feuchtgebiete</li> <li>▪ kontinuierlich bewaldete Gebiete</li> </ul> <p>hohe Biodiversität:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Primärwald</li> <li>▪ Naturschutzflächen</li> <li>▪ Grünland</li> <li>▪ Torfmoor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 35 % ab Inkrafttreten bzw.</li> <li>▪ 50 % ab 2017 bzw.</li> <li>▪ 60 % ab 2018 für Neuinstallationen mit Inbetriebnahme nach 2016 im Vergleich zum fossilen Referenzkraftstoff (Diesel oder Ottokraftstoff) mit 83,8 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ</li> </ul>

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.

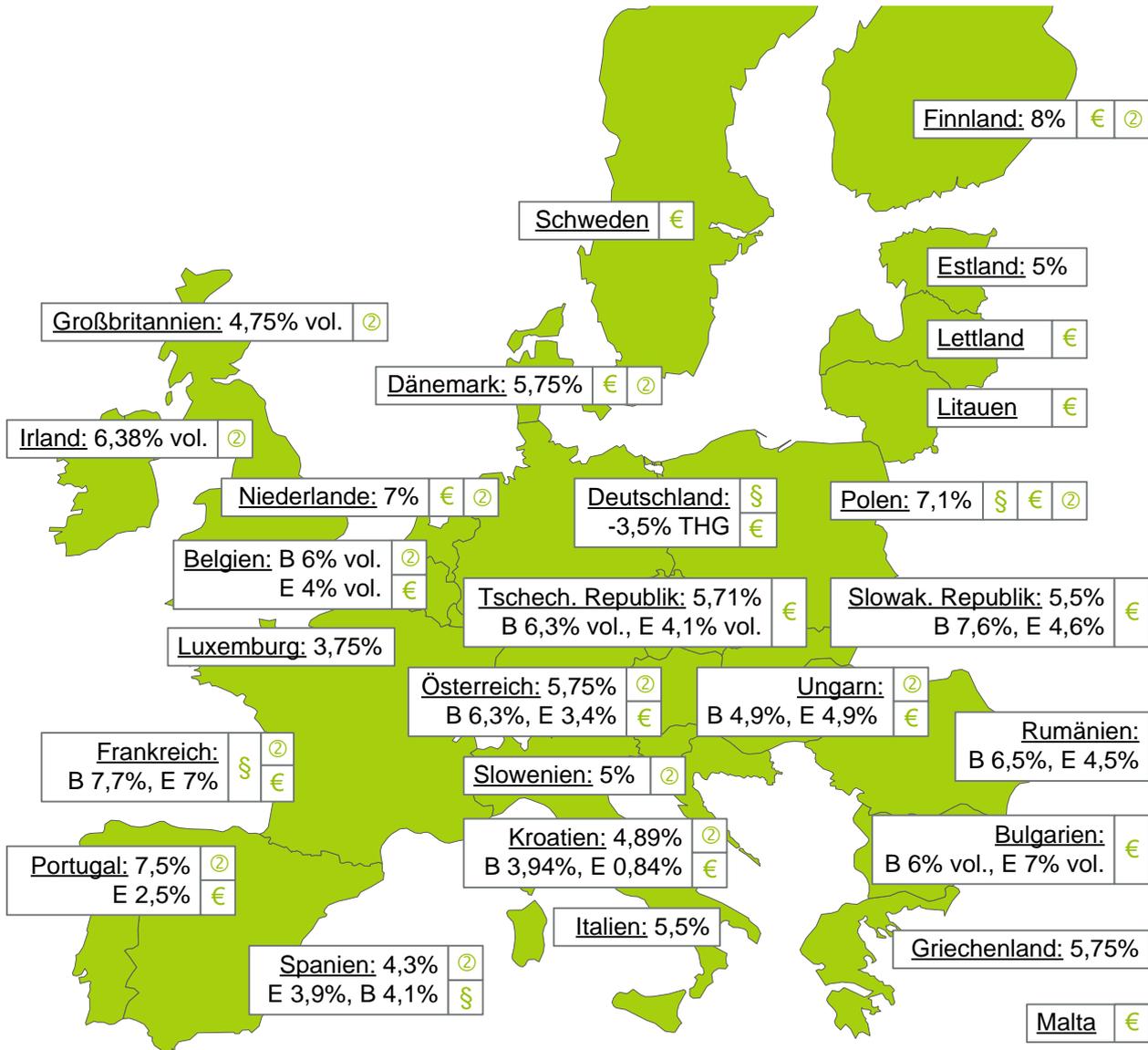
Die Implementierung der Nachhaltigkeitsanforderungen analog der RED in nationales Recht ist notwendig für die Anerkennung der erreichten Anteile und Treibhausgasminderungen auf EU-Ebene. Der Nachweis der Nachhaltigkeit erfolgt mit Hilfe zugelassener Zertifizierungssysteme, wobei zwischen national und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

Die *Erneuerbare Energien Richtlinie* wurde zuletzt geändert durch die (RICHTLINIE (EU) 2015 / 1513) vom 9. 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 erneuerbaren 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 1-5.

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 Grenzen der Beimischung von Biokraftstoffen in den EU-Mitgliedsstaaten sind in Abbildung 4-9 auf Seite 69 zusammenfassend dargestellt.



- € Steuervergünstigung/-befreiung für Biokraftstoffe
  - § Sanktionsmechanismen implementiert
  - Ⓢ Doppelte Anrechnung von UCO (Altspiesefett)/ Tier. Fetten
- Prozentangaben energetisch (vol. = volumetrisch),  
E = Ethanol, B= Biodiesel

Datenbasis: Europ. Komm. 2016, F.O.Licht, GAIN report NL6021 und GM15015, ohne Anspruch auf Vollständigkeit © DBFZ, Stand: 07/2016

Abbildung 1-5 Nationale Biokraftstoffquoten und -rahmenbedingungen in der EU 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (EUROPEAN COMMISSION, 2016b; FLACH U. A., 2016; F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

### 1.2.8 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:

- Stromversorgung für den Verkehr (u. a. angemessene Anzahl von öffentlich zugänglichen Lade-  
punkten für Elektrofahrzeuge in Ballungsräumen bis Ende 2020 sowie im TEN-V-Kernnetz<sup>2</sup> 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 Binnen-  
häfen 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 Ballungsräu-  
men bis Ende 2020 sowie im TEN-V-Kernnetz bis Ende 2025).

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

### 1.2.9 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 Dieselmotorkraftstoffen definiert Verfahren zur Berechnung

- 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 *Kraftstoffquali-  
tätsrichtlinie* (FQD) abweichen vom fossilen Referenzwert, der bei der Ermittlung der spezifischen Treib-  
hausgasemission 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 CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ für 2010, der fossile Referenzwert der RED demgegenüber 83,8 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ.

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

#### 1.2.10 Zielsetzung und Ausblick

Wie bereits dargelegt, befassen sich verbindliche nationale und europäische Ziele mit der THG-Ver-  
meidung bzw. dem Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020.

Die Europäische Union hat sich verpflichtet, langfristig, d. h. bis 2050, ihre Treibhausgasemissionen um  
80–95 % gegenüber 1990 zu senken. (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011c) Hier ist auch der Verkehrssek-  
tor eingeschlossen, weshalb dessen Anteil erneuerbarer Energien erheblich gesteigert werden muss. In

---

<sup>2</sup> Transeuropäisches Netz Verkehr (TEN-V) | Trans-European transport network (TEN-T) (EUROPEAN COMMISSION, 2016a)

Tabelle 1-2 sind die schrittweisen Gesetzesvorgaben und energiepolitischen Ziele bis 2050 für Deutschland und die Europäische Union gegenübergestellt.

Tabelle 1-2 Energiepolitische Ziele der EU und Deutschlands im Überblick (BIMSCHG; DIE BUNDESREGIERUNG, 2010; EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011a; RICHTLINIE 2009 / 28 / EG, 2015; RICHTLINIE 2009 / 30 / EG)

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 %	-70 %	-80 / -95 %
	Anteil EE am Energieverbrauch	20 %				18 %	30 %	45 %	60 %
Energie im Verkehrssektor	Energieverbrauch (ggü. 2005)					-10 %			-40 %
	THG-Emissionen	-6 / -10 %				-6 %			
	Anteil EE am Energieverbrauch	10 %							

Neben den in Tabelle 1-2 aufgezeigten quotenartigen Verpflichtungen hat der Gesetzgeber auch die Möglichkeit beispielsweise steuerrechtlicher Regelungen oder den Emissionshandel einzubinden, um die unterschiedlichen Zielsetzungen zu erreichen.

#### Europäische Strategie für emissionsarme Mobilität

Die am 20.07.2016 veröffentlichte Strategie (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2016) adressiert die Umstellung des europäischen Verkehrssystem 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

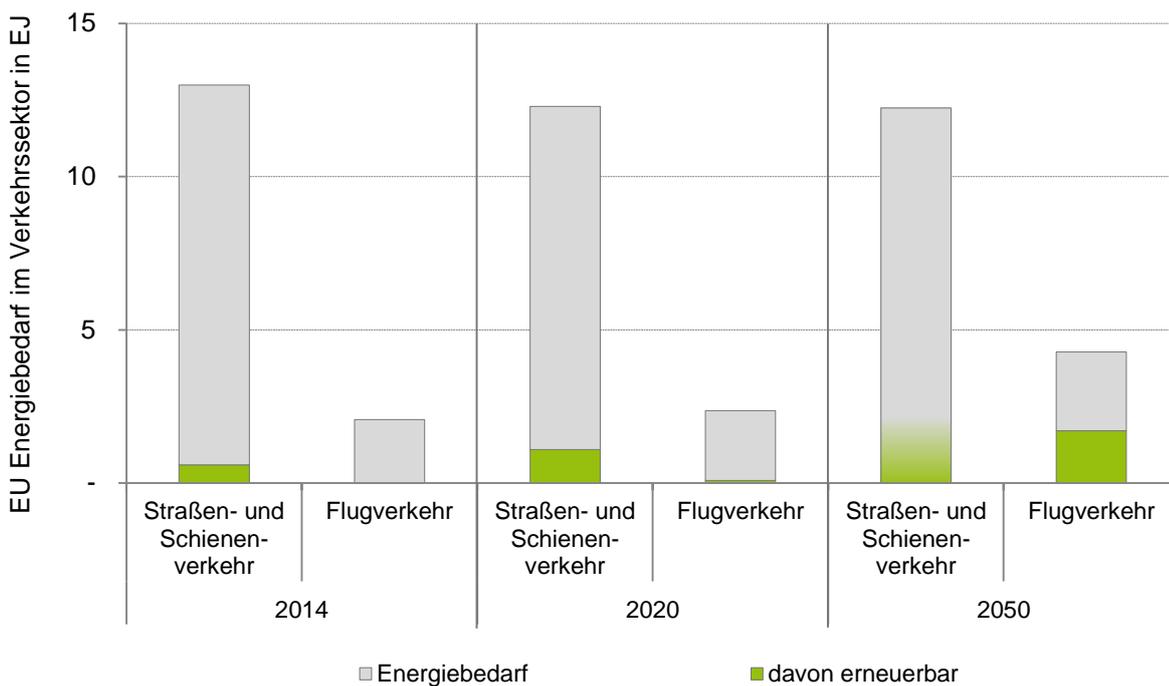
- Rahmenbedingungen für emissionsarme Mobilität:
  - Energieunion: Verknüpfung der Verkehrs- und Energiesysteme
  - Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit
  - Digitale Technologien
  - Kompetenzen
  - Investitionen
  - Maßnahmen der Städte
  - Globales Handeln im internationalen Verkehr

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 (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 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 (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 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.

Das ambitionierte Langfristziel der Europäischen Union zur Reduzierung der (u. a.) verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % wurde bisher nicht mit verbindlichen Meilensteinen nach 2020 umgesetzt. In Abbildung 1-6 sind die derzeitigen Zielsetzungen für den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr für 2020 und 2050 dargestellt.



Energiebedarf: 2014 auf Basis Eurostat | 2020, 2050 Straßen- und Schienenverkehr auf Basis EC 2014: Trends to 2050 | 2020, 2050 Flugverkehr auf Basis COM (2011) 144: Weißbuch; erneuerbarer Anteil: Straßen- und Schienenverkehr 2014: Eurostat, 2020: 8,5% | Flugverkehr 2020: European Advanced Biofuels Flightpath, 2050: COM (2011) 144

Abbildung 1-6 Energiebedarf im EU-Straßen- und Schienenverkehr sowie Flugverkehr 2013 gegenüber Zielsetzungen für 2020 und 2050 (eigene Darstellung auf Basis von (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011b; EUROPEAN UNION, 2014; EUROSTAT), © DBFZ)

Vor allem hinsichtlich der Reduzierung des Energieverbrauchs, der Treibhausgasemissionen und des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrssektor nach 2020 (Tabelle 1-2) sind eine abgestimmte Strategie und daraus resultierende Maßnahmen und verlässliche Rahmenbedingungen von entscheidender Bedeutung.

### 1.3 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 5.1.2). 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 1-7 sind diese Biokraftstoffquoten/-mandate ausgewählter Länder zusammenfassend dargestellt.

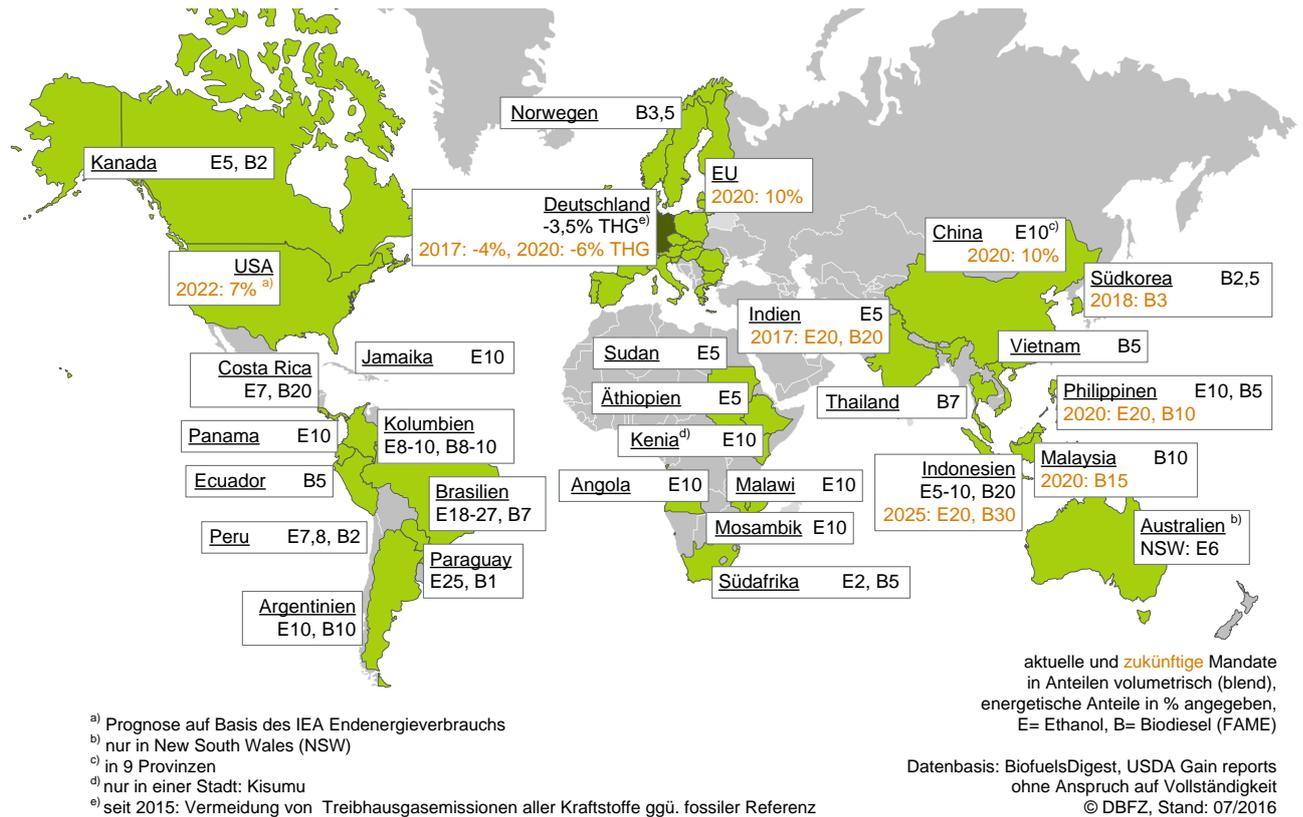


Abbildung 1-7 Ausgewählte aktuelle und zukünftige Biokraftstoffquoten / -mandate weltweit 2015 / 2016 (eigene Darstellung auf Basis von (BIOFUELS DIGEST, 2016; USDA, 2016), © DBFZ)

Aktuell sind einige Quotensteigerungen in Mitgliedstaaten der *Europäischen Union* absehbar, z. B. in Finnland, Italien und den Niederlanden. Nachdem in Spanien die Quote von 6,5 % (energetisch) im Jahr 2012 auf 4,1 % im Jahr 2013 gesenkt wurde, steigt der Verbrauch derzeit wieder. In 2016 ist die Quote erstmals wieder gestiegen (auf 4,3 %) und soll jährlich schrittweise bis 2020 auf 8,5 % (energetisch) steigen. (F. O. LICHT, 2016a)

*International* wird beispielsweise in Argentinien ein Anstieg von B10 auf B12 oder B15 (15 % Volumenanteil Biodiesel im Diesel) diskutiert. Indonesien hat in den vergangenen Jahren schrittweise die Biokraftstoffziele für den Transportsektor (B5 in 2010 / 2011, B10 in 2013 / 2014, B15 in 2015) auf 20 % Volumenanteil (B20) in 2016 gesteigert, blieb bisher jedoch deutlich hinter diesen Zielen (z. B. mit zuletzt 10 % Volumenanteil in 2014). (F. O. LICHT, 2016a)



## 2 Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion

### 2.1 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 (Kapitel 3.1) entscheidend.

In Abbildung 2-1 sind beispielhaft Rohstoffe entsprechend dieser Matrix nach Herkunft und Inhaltsstoffen aufgeführt, wobei die Abbildung keine Gewichtung derzeitiger Anteile enthält.

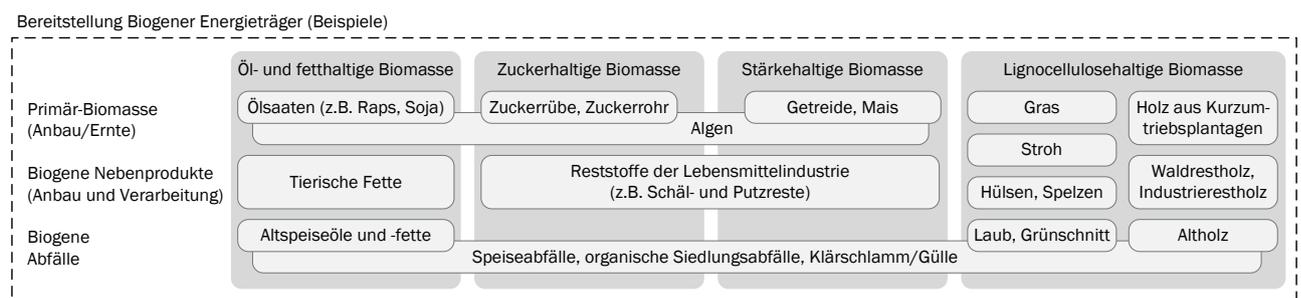


Abbildung 2-1 Beispiele für biogene Rohstoffe zur Kraftstoffproduktion (© DBFZ)

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 2-1 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 Abschnitten 3.1 sowie 3.2 näher eingegangen.

Tabelle 2-1 Ausgangsstoffe und Energiequellen fortschrittlicher (Bio- / EE-) Kraftstoffe entsprechend (RICHTLINIE 2009 / 28 / EG, 2015)

Quelle	Ausgangsstoffe und Energiequellen für fortschrittliche Kraftstoffe	Anrechnung
Abfälle	gebrauchtes Speiseöl	2fache Anrechnung auf das 10 %-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	
Reststoffe	Gülle und Klärschlamm	Anrechnung auf das Unterteil von 0,5 % für fortschrittliche Kraftstoffe, 2fache Anrechnung auf das 10 %-Ziel
	Stroh	
	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 lignozellulosehaltiges Material mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz		
nicht landbasierte Biomasse	Algen, sofern zu Land in Becken oder Photobioreaktoren kultiviert	
	Bakterien, sofern die Energiequelle erneuerbar ist	
Sonstiges	Abscheidung und Nutzung von CO <sub>2</sub> für Verkehrszwecke, sofern die Energiequelle erneuerbar ist	
Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen	im Verkehrssektor eingesetzte flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs	2,5fache (Schiene) bzw. 5fache Anrechnung (Straße) auf das 10 %-Ziel
	im Verkehrssektor eingesetzte Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen	

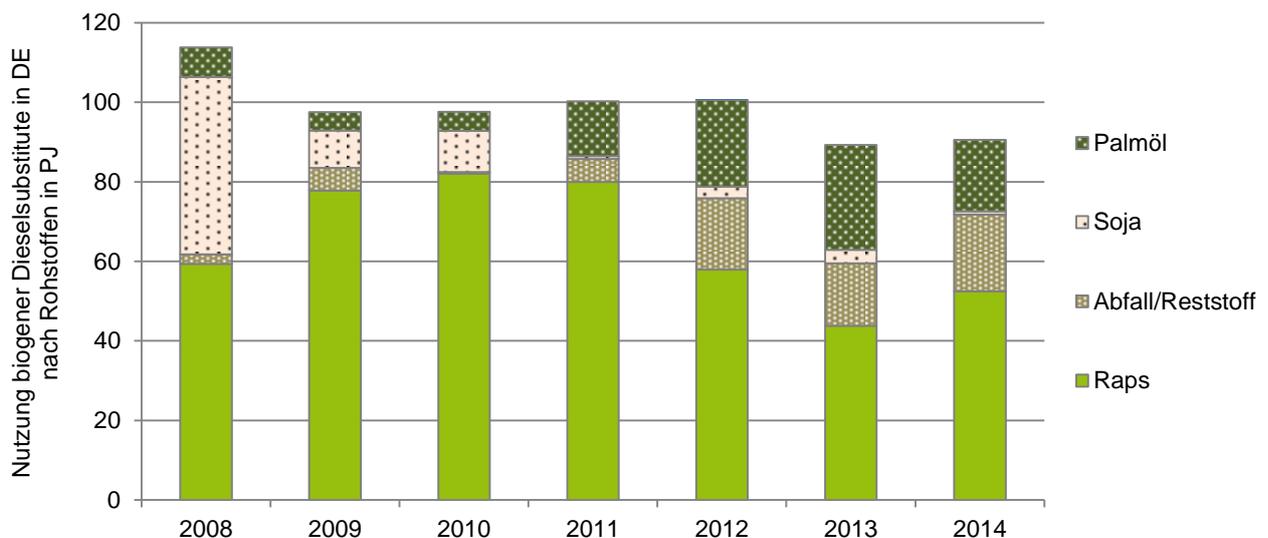
## 2.2 Aktuelle Rohstoffbasis

### 2.2.1 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: FAME Biodiesel (2014: 61 % nach Energiegehalt), HVO (Hydrotreated Pflanzenöle, 2014: 12 %) sowie reines Pflanzenöl (0,1 %). Der Hauptrohstoff im Jahr 2014 war Rapsöl, gefolgt von Altspeiseölen und Palmöl (Abbildung 2-2). Dabei basierten lediglich 4 % (ca. 88.500 t) des in Deutschland eingesetzten Biodiesels auf Palmöl. Die verbleibende Menge wurde als HVO aus Palmöl eingesetzt (333 kt; > 99 % des gesamten HVO in Deutschland), welches im Wesentlichen in Rotterdam produziert und dem deutschen Dieselkraftstoff beigemischt wird. (BLE, 2015b)

Die in Deutschland produzierte Biodieselmenge (FAME) lag mit etwa 3 Mio. t im Jahr 2014 (VDB, 2015) deutlich über der im Verkehr genutzten Menge von etwa 2,05 Mio. t. Das Verhältnis im Jahr 2015 war mit erneut etwa 3 Mio. t Produktion (VDB, 2016) und 1,9 Mio. t (vorläufige Schätzung) ähnlich.



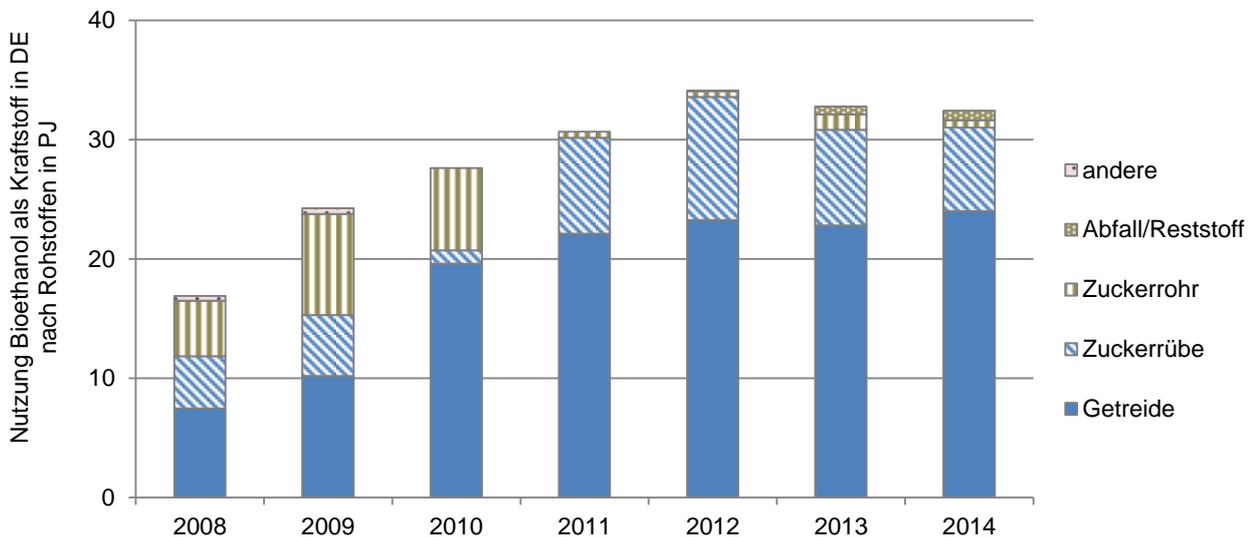
Berechnung auf Basis BMU (Erneuerbare Energien in Zahlen 2009-2010) und BLE (Evaluationsberichte für 2013 u. 2014) © DBFZ 12/2015

Abbildung 2-2 Rohstoffbasis für in Deutschland genutzte biogene Dieselsubstitute (geänderte Darstellung auf Basis von (AGEE-STAT, 2009; BAFA; BLE, 2014, 2015; BMU, 2010), © DBFZ)

Laut VDB (F. O. LICHT, 2016a) ist der Anteil von Rapsöl am in Deutschland produzierten Biodiesel wieder von 58 % in 2013 auf 73 % in 2014 bzw. 70 % in 2015 gestiegen, ebenso der Anteil von Altspeiseölen und -fetten (2013: 18 %, 2015: 22 %). Hingegen haben die Anteile von Palmöl (2013: 11 %, 2015: 4 %) und Sojaöl (2013: 8 %, 2015: 2 %) abgenommen. Der Anteil eingesetzter tierischer Fette blieb bei 2 %, wobei dieser Biodiesel nicht anrechenbar ist auf die deutsche Quote und daher exportiert wird.

Die Rohstoffbasis für Bioethanol zeigt Abbildung 2-3. Das in Deutschland als Kraftstoff eingesetzte *Bioethanol* basierte im Jahr 2014 vor allem auf Getreide (29,6 % Mais, 27,8 % Weizen, 10 % Roggen, je-

weils 3,4 % Triticale und Gerste) sowie Zuckerrüben (21,6 %), Zuckerrohr (1,9 %) und Abfall- und Reststoffen (2,4 %). Der Anteil von Bioethanol aus Mais wird vollständig importiert, überwiegend aus dem europäischen Ausland sowie mit abnehmendem Anteil aus Nordamerika (2012: 33 %, 2013 und 2014: 12 %). (BLE, 2015b)



Berechnung auf Basis BMU (Erneuerbare Energien in Zahlen 2009-2010) und BLE (Evaluationsberichte für 2013 u. 2014) © DBFZ 12/2015

Abbildung 2-3 Rohstoffbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Bioethanol (geänderte Darstellung auf Basis von (AGEE-STAT, 2009; BAFA; BLE, 2014, 2015; BMU, 2010), © DBFZ)

Die Produktion von Bioethanol erfolgt in Deutschland auf Basis von Futtergetreide und Zuckerrüben. Die aus Getreide produzierte Bioethanolmenge stieg von 359 kt im Jahr 2012 auf 476 kt in 2014 bzw. 467 kt in 2015. Der Produktionsanteil von Bioethanol aus Getreide liegt von 2008 bis 2015 zwischen 60 % (2012 und 2013) und 70 % (2011). Sonstige Rohstoffe spielen mit etwa 8 kt in 2014 und 2015 nur eine untergeordnete Rolle. (BDBE, 2016)

In Deutschland sind derzeit etwa 190 *Biomethan*-Anlagen in Betrieb<sup>3</sup>, weitere sind derzeit außer Betrieb bzw. noch im Bau oder in Planung (insgesamt > 200 Anlagen). In diesen Anlagen wird über eine anaerobe Vergärung von Biomasse Biogas produziert, auf Erdgas-Qualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. Dieser Bestand hat eine Einspeisekapazität von 115 Tsd. Nm<sup>3</sup>/h Biomethan (CH<sub>4</sub>). Im überwiegenden Anteil von mindestens 110 Anlagen (70 Tsd. Nm<sup>3</sup>/h) werden nachwachsende Rohstoffe wie bspw. Maissilage als Hauptsubstrat eingesetzt. Mindestens 23 aller Biomethananlagen werden mit einem Abfall- oder Reststoff als Hauptsubstrat sowie mindestens weitere 60 Anlagen mit einem Abfall- oder Reststoff als Co-Substrat betrieben (n = 142, Quelle: Datenbank DBFZ), sie umfassen eine Einspeisekapazität von in Summe etwa 50 Tsd. Nm<sup>3</sup>/h.

In Tabelle 2-2 sind die aufsummierten Substratmengen für einen Teil des Anlagenbestandes ausgewertet. Es ergibt sich ein Anteil von 85 % Gasertrag aus nachwachsenden Rohstoffen (Acker und Grünland) sowie von 15 % Gasertrag aus den eingesetzten Abfall- und Reststoffen. Bezogen auf den gesamten

<sup>3</sup> Weitere sind derzeit außer Betrieb bzw. noch im Bau / in Planung.

derzeitigen Anlagenbestand (> 200, Einspeisekapazität 121 Nm<sup>3</sup> / h (SCHEFTELOWITZ U. A., 2015)) ergibt sich demnach eine Kapazität von ca. 5,7 PJ für Biomethan aus Abfall- und Reststoffen. Bezogen auf die reale Einspeisung von 23 PJ in 2014 (BNETZA, 2014) reduziert sich die Menge entsprechend auf 3,4 PJ.

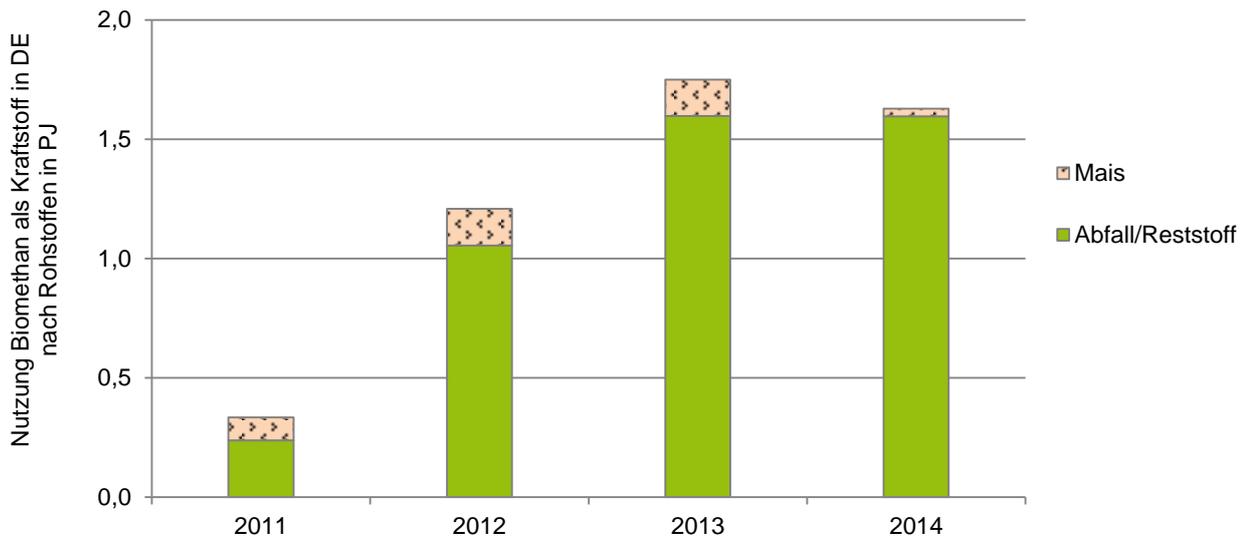
Tabelle 2-2 Eingesetzte Substrate und Co-Substrate in Biomethananlagen in Deutschland, Mengen und Erträge (unvollständig)

Substratklasse	Substrat	Menge in Tsd. t/ a <sup>1</sup>	CH <sub>4</sub> -Ertrag in TJ/ a <sup>2</sup>
nachwachsende Rohstoffe (Acker)	Maissilage, Zuckerrüben, GPS, sonstige	2.990	11.478
nachwachsende Rohstoffe (Grünland)	Grassilage, Grünschnitt, Grünlandschnitt, Gras	299	1.176
Abfälle	Bioabfall, Speiseabfälle, organische Abfälle, Lebensmittelabfälle, Marktabfälle, Fette, Abfälle aus Lebensmittelverarbeitung, Klär- schlamm	400	1.157
industrielle Reststoffe	Trester, Glycerin, Schlempe, Traubentrester, Zuckerpressschnitzel	10	67
landwirtschaftliche Rest- stoffe	Stroh, Getreideausputz	51	264
tierische Exkremete	Gülle und Mist von Geflügel, Rindern, Schweinen, Pferden	568	723
Summe		4.317	14.865

<sup>1</sup> Datenbasis: Datenbank DBFZ / Betreiberbefragungen, Bezugsjahre: 2009–2015, n = 84 Anlagen bzw. 53 Tsd. Nm<sup>3</sup> / h, entspricht 44 % des Bestandes in Betrieb (nach Anzahl bzw. installierter Einspeiseleistung), z. T. Substratangabe ohne Mengenangabe

<sup>2</sup> berechnet, bezogen auf den unteren Heizwert

Gegenüber dem mit 15 % vergleichsweise geringen Anteil von Abfall- und Reststoffen bei den hier ausgewertet Biomethan-Anlagen ist die Verteilung der Rohstoffbasis bei dem im Verkehr eingesetzten Biomethan deutlich gegenteilig. Wie Abbildung 2-4 ersichtlich, stieg der Anteil von Biomethan aus Abfall- und Reststoffen in den Jahren seit 2011 von etwa 71 % auf zuletzt 98 % in 2014 an. 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 Vorteil dieser Kraftstoffe erhalten. Dieser Vorteil wird üblicherweise jedoch nicht mehr das Doppelte gegenüber herkömmlichen Biokraftstoffen ausmachen.



Datenbasis: BLE (Evaluationsberichte für 2013 u. 2014)

© DBFZ 12/2015

Abbildung 2-4 Rohstoffbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Biomethan / Bio-CNG (geänderte Darstellung auf Basis von (BLE, 2014, 2015b), © DBFZ)

Sowohl national, im Rahmen der Doppelanrechnung bis 2014 und der THG-Quote ab 2015, als auch auf europäischer Ebene (vgl. u. a. Kapitel 1.2.7 und 1.2.10) wird ein starker Fokus auf die verstärkte Nutzung von Biokraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen gelegt. Im Jahr 2014 erreichten sie mit 17 % (bezogen auf den Energiegehalt) von der Gesamtmenge einen signifikanten Anteil, wovon Biodiesel aus Altspeiseölen und -fetten mit fast 90 % den größten Anteil ausmachte (Abbildung 2-5, (BLE, 2015b)).

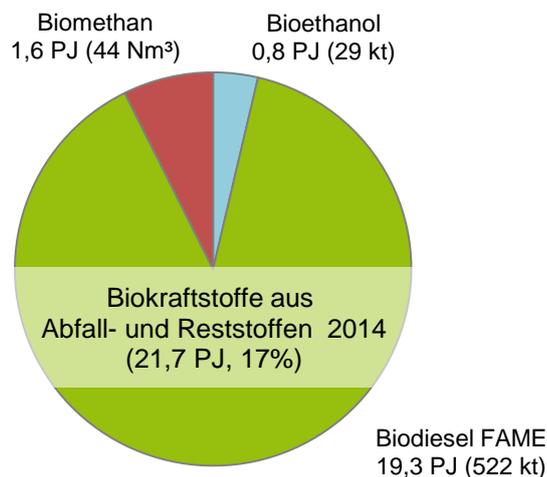
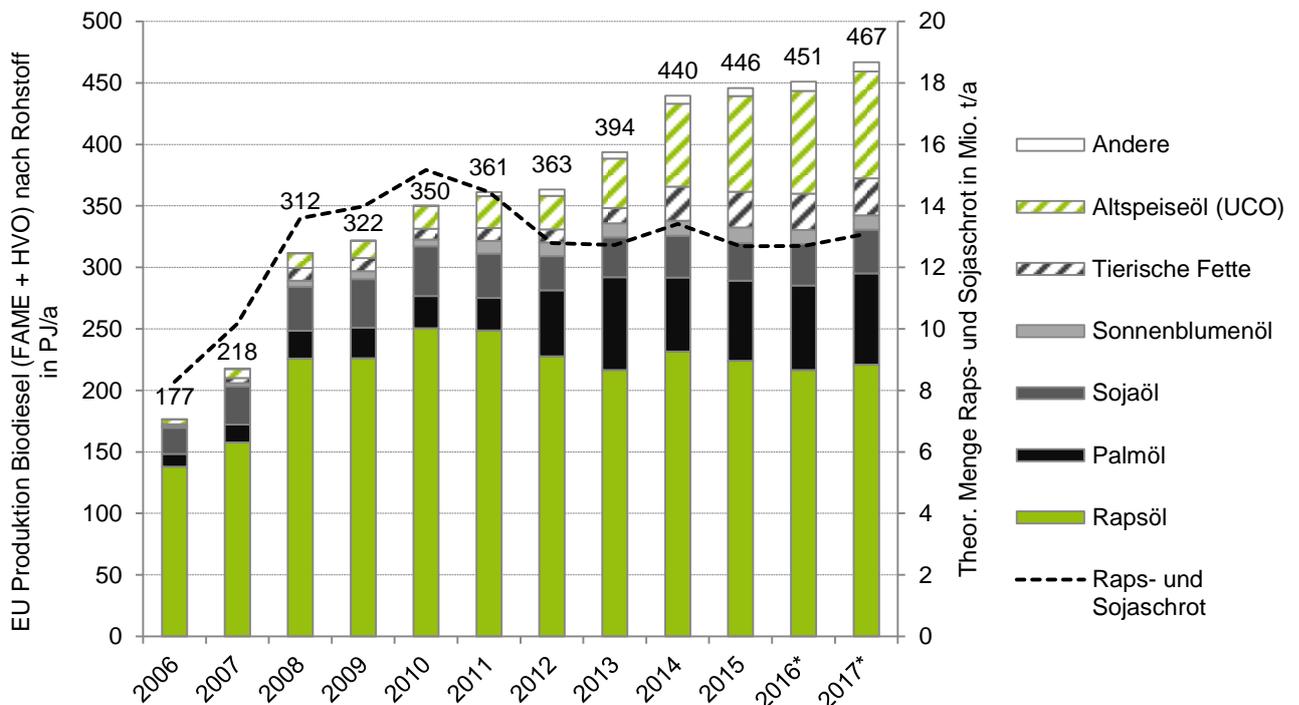


Abbildung 2-5 Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen, genutzt in Deutschland 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (BLE, 2015b), © DBFZ)

## 2.2.2 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 mehr als verdoppelt auf 0,7 Mio. t. Vor allem die Menge des aus Altspeseölen und -fetten produzierten Biodiesels nimmt seit 2008 kontinuierlich zu und hat sich bis 2015 auf 2 Mio. t mehr als versechsfacht. In nachfolgender Abbildung 2-6 ist die Entwicklung der Rohstoffbasis für die Biodieselproduktion (FAME und HVO) in Europa seit 2006 dargestellt. Zudem ist die parallel theoretisch anfallende Menge Raps- und Sojaschrot aufgezeichnet, welches als Eiweißfuttermittel eingesetzt wird. Theoretisch fallen bei der derzeitigen Produktion von Biodiesel in der EU (2015) ca. 13 Mio. t/a Raps- und Sojaschrot an. (FLACH u. A., 2013, 2016)

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



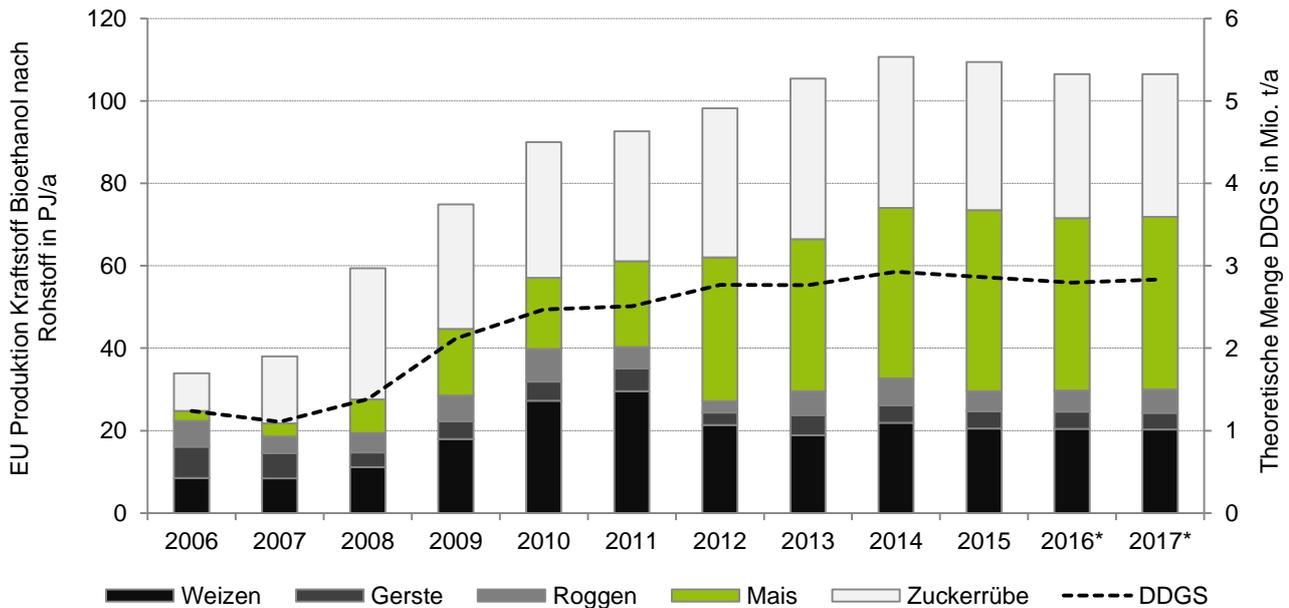
Datenbasis: FAS Posts, \* Prognose

© DBFZ 07/2016

Abbildung 2-6 Produktion von Biodiesel (FAME + HVO) in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. A., 2013, 2016), © DBFZ)

Die wesentliche Rohstoffbasis für die Herstellung von *Bioethanol* als Kraftstoff in der Europäischen Union sind Getreide, Zuckerrüben und Mais. Während in 2006 noch der überwiegende Anteil getreidebasiert bereitgestellt wurde, verschob sich der Schwerpunkt bis 2008 deutlich hin zu den Zuckerrüben

(Abbildung 2-7). Parallel nahm der Anteil von Mais deutlich zu. Seit 2012 wird Bioethanol in der EU jeweils zu etwa gleichbleibenden Anteilen aus diesen Rohstoffen produziert: 33–37 % Zuckerrüben, 35–40 % Mais und 27–30 % sonstiges Getreide. In Abhängigkeit vom Rohstoff fallen bei der Herstellung von Ethanol Koppelprodukte an, die vor allem als Futtermittel (z. B. DDGS<sup>4</sup>) 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 (2015) ca. 2,9 Mio. t / a DDGS an. (FLACH U. A., 2016)



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

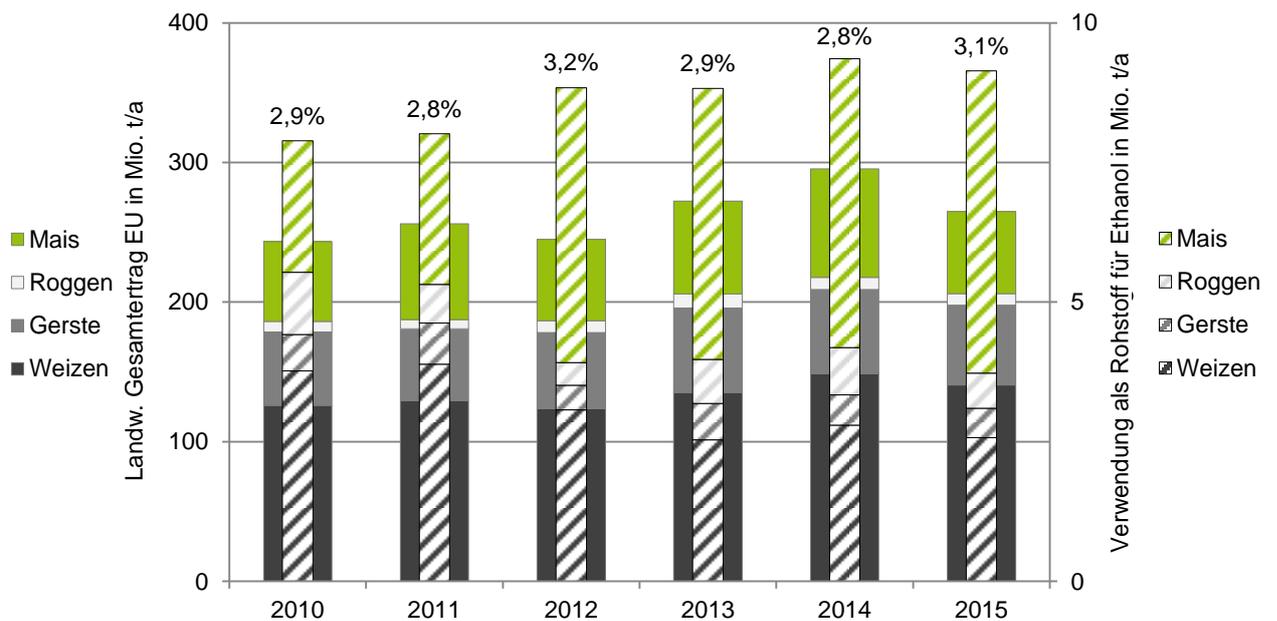
© DBFZ 07/2016

Abbildung 2-7 Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH U. A., 2013, 2016), © DBFZ)

Bezogen auf die landwirtschaftlichen Erträge, liegen die Anteile, die für die Produktion von Bioethanol als Kraftstoff verwendet werden, bei etwa 3 % des geernteten Getreides (inkl. Mais, Abbildung 2-8). Diese Anteile variieren jedoch je nach Getreideart stark (hier 2015):

- Weizen: 140,7 Mio. t Ertrag, davon 1,8 % in der Ethanolproduktion,
- Gerste: 57,2 Mio. t Ertrag, davon 0,9 % in der Ethanolproduktion,
- Mais: 58,7 Mio. t Ertrag, davon 9,2 % in der Ethanolproduktion,
- Roggen: 8,1 Mio. t Ertrag, davon 7,7 % in der Ethanolproduktion.

<sup>4</sup> DDGS (engl. *Dried Distillers Grains with Solubles*, dt. Schlempepellets)



Datenbasis: USDA 2016, F.O.Lichts

© DBFZ 07/2016

Abbildung 2-8 Landwirtschaftliche Erträge von Getreide und dessen Verwendung als Ethanolrohstoff in der EU 2010 bis 2015 (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH U. A., 2016; F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

### 2.2.3 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 über *Bioethanol* aus Lignozellulose (v. a. Stroh) realisieren. (UNITED STATES CONGRESS, 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 lag 2015 bei 5 Mio. t. Demgegenüber sind die Anteile von Biodiesel aus Soja- und Palmöl sowie Altspeiseöle stark gestiegen. Im Jahr 2014 lag eine nahezu gleichmäßige Verteilung auf die Hauptrohstoffe Rapsöl, Sojaöl, Palmöl sowie Altspeiseöl (UCO) vor. In 2015 ist der Anteil von Rapsöl zugunsten von Altspeisefetten zurückgegangen. (F. O. LICHT, 2016a)

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

In Abbildung 2-9 sind die weltweite Rohstoffbasis für *Bioethanol* und *Biodiesel* (FAME und HVO) von 2006 bis 2016 zusammenfassend dargestellt.

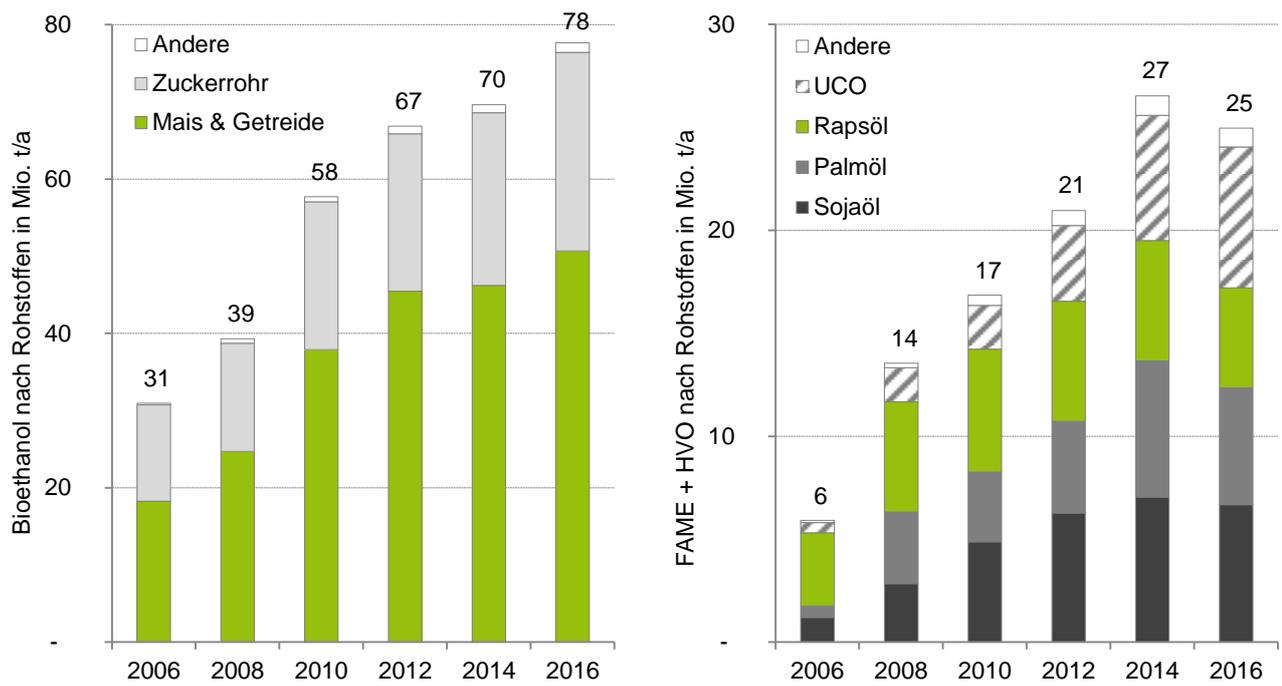


Abbildung 2-9 Weltweite Produktionsmengen Biokraftstoffe nach Rohstoffbasis 2006–2016 (eigene Berechnungen auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

## 3 Biokraftstoffproduktion

### 3.1 Konversionstechnologien

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) allerdings noch nicht kommerziell produziert werden. Außerdem gehören zu den Biokraftstoffen der zukünftigen Generation Kraftstoffe, deren Technologie zur Herstellung noch nicht ausgereift ist und weiter entwickelt 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. *Thermo-chemische 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. Die Mehrzahl der möglichen Konversionsrouten mit den entsprechenden Biokraftstoffoptionen als Hauptprodukt sind in Abbildung 3-1 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.

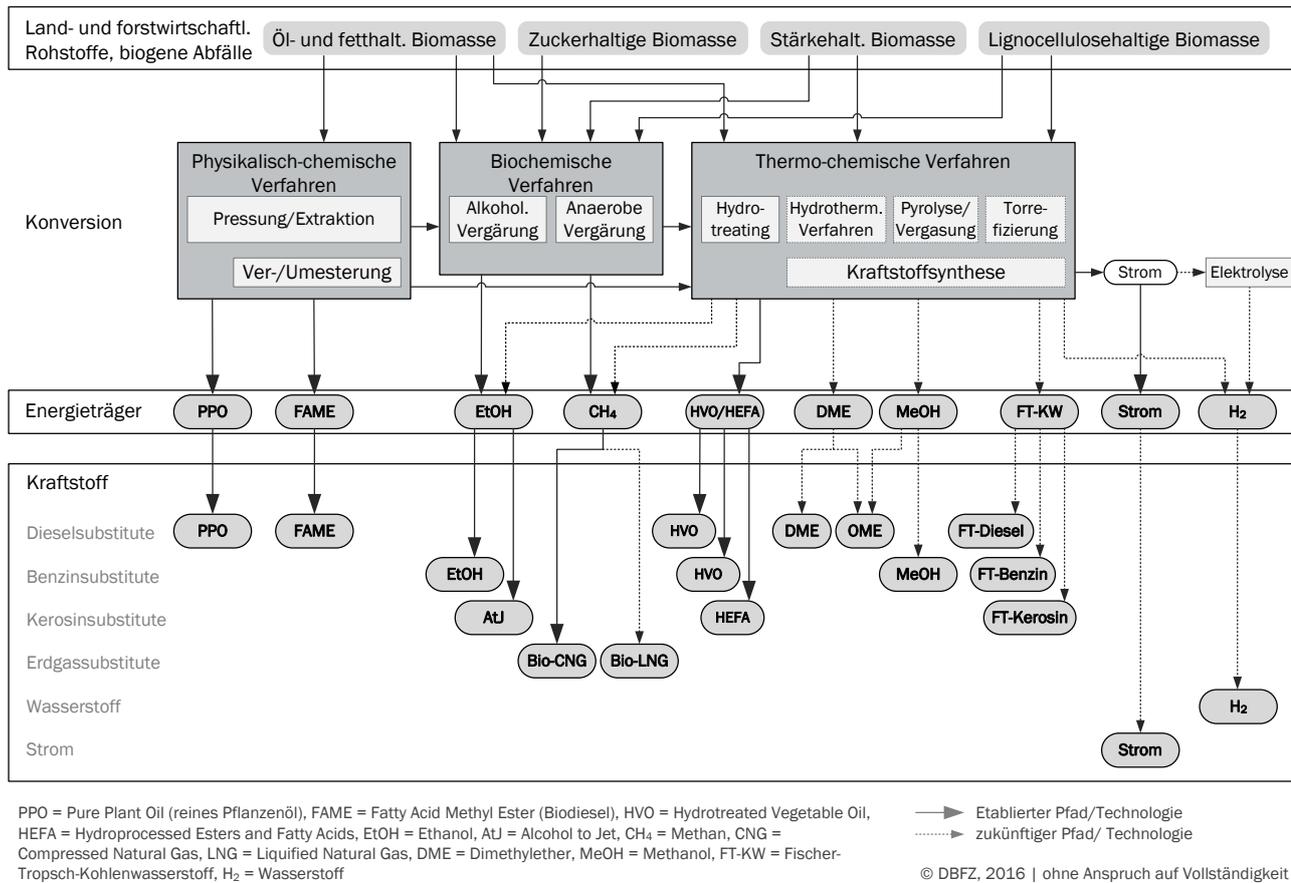


Abbildung 3-1 Konversionspfade für die Biokraftstoffproduktion (© DBFZ)

### 3.1.1 Steckbriefe ausgewählter Biokraftstoffoptionen

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:

- öl-basierte Biokraftstoffoptionen: Pflanzenöl, Biodiesel, HVO / HEFA;
- Bioethanol aus zucker-, stärke- sowie lignozellulosehaltiger 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 (THG) 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 6 und 7 enthalten.

Tabelle 3-1 Steckbrief Kraftstoff Pflanzenöl

Pflanzenöl		
Rohstoffbasis	Rapssaat, Sonnenblumensaat	
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	dezentral	zentral
	mechanische Pressung, 2stufige Filtration	mechanische Pressung und Lösungsmittlextraktion, mehrstufige Raffination
Produkte	Kraftstoff Pflanzenöl: 340 kg / t <sub>Rapssaat</sub> Presskuchen (Futtermittel): 660 kg / t <sub>Rapssaat</sub>	Kraftstoff Pflanzenöl: 400 kg / t <sub>Rapssaat</sub> Extraktionsschrot (Futtermittel): 540 kg / t <sub>Rapssaat</sub>
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	kommerzielle Produktion, stark abnehmende Bedeutung seit Wegfall der Steuervorteile für Pflanzenöl als Kraftstoff in Deutschland	
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	v. a. im Rahmen der motorischen Verwendung, z. B. Entwicklung geeigneter Abgasnachbehandlungssysteme	
THG-Emissionen	29,1 kg CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ	
	typischer Wert (TW) 35 und Standardwert (SW) 36 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ Rapsöl laut RED und BOKRAFT-NACHV	
Kosten	ca. 700 EUR / t Rapsöl (roh) <sup>5</sup> (AMI)	
relevante Umweltwirkungen	keine Ökotoxizität (nicht wassergefährdend, schnell biologisch abbaubar)	
Kraftstoffspezifikation	Rapsölkraftstoff: DIN 51605 deutlich höhere Viskosität im Vergleich zu Dieselöl nach EN 590	
Motoreignung	Nutzung v. a. in Landmaschinen und BHKWs mit expliziter Herstellerfreigabe, motorische Anpassungen nötig	
Kompatibilität Infrastruktur	meist dezentrale Erzeugung und Vertrieb in der Landwirtschaft; Nutzung in Landmaschinen und BHKWs; Ausweitung auf Lkw, Schiene und Schiff denkbar	
Anlagenkapazitäten	bis zu 3.000 t <sub>Rapsöl</sub> / a (114.000 GJ / a)	bis zu 1,1 Mio. t <sub>Rapsöl</sub> / a (41,8 Mio. GJ / a)
Anlagenbestand (Deutschland)	585 Anlagen in 2007, davon 241 in 2013 in Betrieb (HAAS & REMMELE, 2013)	12 Anlagen (OVID, 2013)

<sup>5</sup> fob Ölmühle, 2014 / 2015 im Mittel

Tabelle 3-2 Steckbrief Kraftstoff Biodiesel (FAME)

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)); Methanol: ca. 120 kg / t <sub>Biodiesel (Raps)</sub>															
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Ölmühle, Rohölraffination, Umesterung, Glycerinabscheidung und -aufbereitung, Methylesterwäsche, Methylestertrocknung															
Produkte	<table border="0"> <tr> <td>Kraftstoff Biodiesel (RME): 410 kg / t<sub>Rapssaat</sub><sup>6</sup></td> <td>Kraftstoff Biodiesel (SME): 190 kg / t<sub>Sojasaat</sub><sup>9</sup></td> </tr> <tr> <td>Rapsschrot (Futtermittel): 580 kg / t<sub>Rapssaat</sub><sup>7</sup></td> <td>Sojaschrot (Futtermittel): 800 kg / t<sub>Sojasaat</sub><sup>7</sup></td> </tr> <tr> <td>Rohglycerin<sup>8</sup>: 50 kg / t<sub>Rapssaat</sub></td> <td>Rohglycerin<sup>8</sup>: 25 kg / t<sub>Sojasaat</sub></td> </tr> </table>	Kraftstoff Biodiesel (RME): 410 kg / t <sub>Rapssaat</sub> <sup>6</sup>	Kraftstoff Biodiesel (SME): 190 kg / t <sub>Sojasaat</sub> <sup>9</sup>	Rapsschrot (Futtermittel): 580 kg / t <sub>Rapssaat</sub> <sup>7</sup>	Sojaschrot (Futtermittel): 800 kg / t <sub>Sojasaat</sub> <sup>7</sup>	Rohglycerin <sup>8</sup> : 50 kg / t <sub>Rapssaat</sub>	Rohglycerin <sup>8</sup> : 25 kg / t <sub>Sojasaat</sub>									
Kraftstoff Biodiesel (RME): 410 kg / t <sub>Rapssaat</sub> <sup>6</sup>	Kraftstoff Biodiesel (SME): 190 kg / t <sub>Sojasaat</sub> <sup>9</sup>															
Rapsschrot (Futtermittel): 580 kg / t <sub>Rapssaat</sub> <sup>7</sup>	Sojaschrot (Futtermittel): 800 kg / t <sub>Sojasaat</sub> <sup>7</sup>															
Rohglycerin <sup>8</sup> : 50 kg / t <sub>Rapssaat</sub>	Rohglycerin <sup>8</sup> : 25 kg / t <sub>Sojasaat</sub>															
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	kommerzielle Produktion sowohl in zentralen als auch dezentralen Anlagen, Laboranlagen für nicht katalysierte überkritische Prozessführung															
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Entwicklung Multifeedstockanlagen, Optimierung Katalysatoreinsatz, Verbesserung der Trennverfahren von Produkt und Koppelprodukt															
THG-Emissionen	<p>37 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ Biodiesel (Raps) (Kapitel 7)</p> <p>typischer Wert und Standardwert laut RED und BIOKRAFT-NACHV in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RME</td> <td>46</td> <td>52</td> </tr> <tr> <td>SME</td> <td>50</td> <td>58</td> </tr> <tr> <td>PME</td> <td>54</td> <td>68</td> </tr> <tr> <td>UCOME</td> <td>10</td> <td>14</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW	RME	46	52	SME	50	58	PME	54	68	UCOME	10	14
	TW	SW														
RME	46	52														
SME	50	58														
PME	54	68														
UCOME	10	14														
Kosten	Biodiesel (Raps): 21 EUR / GJ (Kapitel 6.2)															
Kraftstoffspezifikation	Biodiesel als Reinkraftstoff: EN 14214 (EU), ASTM D6751 (USA), Biodiesel als Beimischkraftstoff bis 7 %: EN 590 (EU), ASTM D975 (USA)															
Motoreignung und Kompatibilität 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 GJ / a (Kleinanlagen) bis zu 650.000 t / a bzw. 24 Mio. GJ / a (Industrieanlagen)															
Anlagenbestand	Deutschland ca. 30 Anlagen, weltweit > 1.000 Anlagen (Stand 2013, Kapitel 3.2)															

<sup>6</sup> 43 % Ölgehalt in der Rapssaat, 98 % Extraktionserfolg, 2 % Raffinationsverlust (NIKANDER, 2008)

<sup>7</sup> 2 % Restölgehalt

<sup>8</sup> 20 % Wasser

<sup>9</sup> 20 % Ölgehalt in den Sojabohnen, 98 % Extraktionserfolg, 2 % Raffinationsverlust (NIKANDER, 2008)

Tabelle 3-3 Steckbrief Kraftstoff Biodiesel (HVO)

HVO / HEFA <sup>10</sup>													
Rohstoffbasis	Öl- und fetthaltige Anbaubiomasse sowie Abfall- und Reststoffe Wasserstoff: 42 kg / t <sub>HVO</sub> (NIKANDER, 2008)												
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Ölgewinnung und -raffination, Hydrotreating, Rektifikation; Stand-Alone-Anlagen oder Co-Processing in bestehenden Raffinerien möglich; Produkte: paraffinische Kohlenwasserstoffe												
Produkte (NIKANDER, 2008)	Kraftstoff HVO-Diesel: 840 kg / t <sub>PÖl,raff.</sub> oder 347 kg / t <sub>Rapssaat</sub> <sup>11</sup> Rapsschrot (Futtermittel): 579 kg / t <sub>Rapssaat</sub> <sup>12</sup> Brenngas (Propan / Butan): 61 kg / t <sub>PÖl,raff.</sub> oder 25 kg / t <sub>Rapssaat</sub> flüssige Nebenprod. (Benzin / Naphtha / Jet Fuel): 21 kg / t <sub>PÖl,raff.</sub> oder 9 kg / t <sub>Rapssaat</sub>												
Stand der Technik	kommerzielle Anlagen in Betrieb; Demonstrationsanlagen in Europa in Deutschland, Dänemark, Italien und Spanien												
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Erweiterung der Rohstoffbasis (z. B. Tallöl, Algenöl, Pyrolyseöl), Prozessoptimierung hinsichtlich Netto-Wasserstoffverbrauch												
THG-Emissionen	41 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (HVO Raps) – 43 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (HVO Palm) ( Kapitel 7)  Typischer Wert und Standardwert laut RED und BIOKRAFT-NACHV in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>hydriertes Rapsöl</td> <td>41</td> <td>44</td> </tr> <tr> <td>hydriertes Sonnenblumenöl</td> <td>29</td> <td>32</td> </tr> <tr> <td>hydriertes Palmöl</td> <td>50</td> <td>62</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW	hydriertes Rapsöl	41	44	hydriertes Sonnenblumenöl	29	32	hydriertes Palmöl	50	62
	TW	SW											
hydriertes Rapsöl	41	44											
hydriertes Sonnenblumenöl	29	32											
hydriertes Palmöl	50	62											
Kosten	24 EUR / GJ (HVO Raps)–19 EUR / GJ (HVO Palm) (Kapitel 6.2)												
Kraftstoffspezifikation	HVO / HEFA: höhere Cetanzahl, geringere Schmierfähigkeit, sauerstoff- und schwefelfrei, Beimischung zu konventionellem Diesel (ASTM D975, EN 590), im Luftverkehr bisher Gemische bis 50 % vol. HVO / HEFA in Testflügen (Jet Fuel: ASTM D7566)												
Motoreignung	keine Anpassungen von Motoren nötig												
Kompatibilität Infrastruktur	kompatibel zu bestehenden Infrastrukturen; Herstellung von Diesel-, Kerosin- und Ottokraftstoffe zur Nutzung in Straßenverkehr, Luft- und Schifffahrt												
Anlagenkapazitäten	170.000–800.000 t / a Gesamtprodukte												
Anlagenbestand	weltweit > 20 Anlagen (Kapitel 3.2)												

<sup>10</sup> HVO (engl. *Hydrotreated Vegetable Oils*, dt. tierische Fette, Altfette), HEFA (engl. *Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*)

<sup>11</sup> 43 % Ölgehalt in der Rapssaat, 98 % Extraktionserfolg, 2 % Raffinationsverlust

<sup>12</sup> 2 % Restölgehalt

Tabelle 3-4 Steckbrief Kraftstoff Bioethanol (Zucker und Stärke)

Bioethanol (Zucker und Stärke)

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 wie Schäl- und Putzreste)																		
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 <sub>Zuckerrübe</sub> Vinasse (65 % TS, Futtermittel): 45 kg / t <sub>Zuckerrübe</sub> Rübenschnitzel (90 % TS): 50 kg / t <sub>Zuckerrübe</sub>	Kraftstoff Bioethanol: 300 kg / t <sub>Getreide</sub> DDGS (Futtermittel): 370 kg / t <sub>Getreide</sub> ggf. Biogas / Biomethan, CO <sub>2</sub>																		
	Bioethanol: 80 Liter / t <sub>Zuckerrohr</sub> Bagasse: 290 kg / t <sub>Zuckerrohr</sub> Vinasse: 850 Liter / t <sub>Zuckerrohr</sub>																			
Stand der Technik	kommerzielle Anlagen in Betrieb																			
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierungen möglich bei: Prozessintegration, Energiebilanz, Schlempeverwertung																			
THG-Emissionen	13,1–24,6 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (Zuckerrohr) (PERIMENIS U. A., 2010)	28 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (Triticale EtOH mit Schlempevergärung), 41 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (Weizen EtOH) (Kapitel 7)																		
	Typischer Wert und Standardwert laut RED und BOKRAFT-NACHV in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ																			
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ethanol (Zuckerrüben)</td> <td>33</td> <td>40</td> <td>Ethanol (Weizen)</td> <td>26–57</td> <td>26–70</td> </tr> <tr> <td>Ethanol (Zuckerrohr)</td> <td>24</td> <td>24</td> <td>Ethanol (Mais / EU)</td> <td>37</td> <td>43</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW		TW	SW	Ethanol (Zuckerrüben)	33	40	Ethanol (Weizen)	26–57	26–70	Ethanol (Zuckerrohr)	24	24	Ethanol (Mais / EU)	37	43	
	TW	SW		TW	SW															
Ethanol (Zuckerrüben)	33	40	Ethanol (Weizen)	26–57	26–70															
Ethanol (Zuckerrohr)	24	24	Ethanol (Mais / EU)	37	43															
Kosten	13,2 EUR / GJ (Zuckerrohr) (PERIMENIS U. A., 2010)	28 EUR / GJ (Weizen EtOH)– 34 EUR / GJ (Zuckerrübe) (Kapitel 6.2)																		
Kraftstoffspezifikation	DIN EN 51625: Ethanolkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren DIN EN 15376: Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff DIN EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe																			
Motoreignung	Einsatz in Ottomotoren als Beimischung (bis 85 % = E85) zu Benzin, bei > 20 % Ethanol werden motorische Anpassungen notwendig; Einsatz in Dieselmotoren möglich aber ungebräuchlich																			
Kompatibilität Infrastruktur	bis mind. E10 weitgehend kompatibel mit bestehender Infrastruktur																			
Anlagenkapazitäten	40.000–480.000 t / a Ethanol																			
Anlagenbestand	Deutschland: 5 große Anlagen, weltweit > 1.800 Anlagen (Stand 2013, Kapitel 3.2)																			

Tabelle 3-5 Steckbrief Kraftstoff Bioethanol (Lignozellulose)

Bioethanol (Lignozellulose)			
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 Lignozellulose, enzymatische Hydrolyse der Zellulose zu sechswertigen Zuckern (Hexosen), Vergärung der Hexosen zu Bioethanol (Vergärung der Pentosen aus Hemizellulose möglich), Destillation und Absolutierung		
Produkte	Kraftstoff Bioethanol: 150–220 kg / t <sub>Weizenstroh</sub> Ligninpellets (Brennstoff): ca. 350 kg / t <sub>Weizenstroh</sub> Melasse (Futtermittelzusatz), Biogas (Brennstoff)		
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	Funktionsfähigkeit der Technologie wurde in Demonstrationsanlagen nachgewiesen; kommerzielle Anlagen sind in Bau / Planung		
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Upscaling von Rohstoffaufschluss; Pentosennutzung; Vergärung zu Ethanol oder anderweitige Verwendung; Ligninnutzung; Alternativen zur Verbrennung; Enzymentwicklung für Verzuckerung		
THG-Emissionen	Typischer Wert und Standardwert laut RED und BIOKRAFT-NACHV in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ		
		TW	SW
	Ethanol (Weizenstroh)	3	3
	Ethanol (Abfallholz)	1	1
	Ethanol (Kulturholz)	6	6
Kosten	27 EUR / GJ (Weizenstroh) (Kapitel 6.2)		
Kraftstoffspezifikation, Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	analog Bioethanol (Zucker und Stärke)		
Anlagenkapazitäten	bis zu 4.300 t / a (0,1 GJ / a) als Demonstrationsanlage	bis zu 60.000 t / a (1,6 Mio. GJ / a) als kommerzielle Anlage	
Anlagenbestand	Demonstrations- und kommerzielle Anlagen mit 19 PJ Gesamtkapazität, zahlreiche weitere Anlagen weltweit in Bau / Planung (Kapitel 3.2)		

Tabelle 3-6 Steckbrief Kraftstoff Biomethan

**Biomethan**

Rohstoffbasis	tierische Exkremete (z. B. Gülle, Festmist); zucker- (maßgeblich Zuckerrübe) und stärkehaltige Pflanzen / -teile (z. B. Mais, Getreide); Abfälle aus der Lebensmittel- und -verarbeitenden Industrie; kommunale Abfälle															
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Silierung (bei Energiepflanzen), Hydrolyse (optional), Fermentation, Schwefelroh-abtrennung, Rohgastrocknung, Schwefelfeinabtrennung, CO <sub>2</sub> -Abtrennung, Trocknung, Gaskonditionierung (Zugabe von Propan, Butan), Verdichtung															
Produkte	Gärrest (Düngemittel): 0,08 t / m <sup>3</sup> Biomethan, Strom: ca. 40 % der eingesetzten Energie (bei KWK-Wärmebereitstellung)															
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	kommerzielle Anlagen in Betrieb															
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierung für Lignozellulosebiomasse als Co-Substrat, Optimierung Verweilzeit und Methanausbeute, Optimierung CO <sub>2</sub> -Abtrennung															
THG-Emissionen	37 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (Bioabfall) (Kapitel 7), 34–40 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (Nawaro / Gülle) (MÜLLER-LANGER U. A., 2009)															
	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Typischer Wert und Standardwert laut RED und BIOKRAFT-NACHV in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ</th> </tr> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Biomethan (org. Siedlungsabfall)</td> <td>17</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>Biomethan (Gülle)</td> <td>13</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>Biomethan (Trockenmist)</td> <td>12</td> <td>15</td> </tr> </tbody> </table>	Typischer Wert und Standardwert laut RED und BIOKRAFT-NACHV in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ				TW	SW	Biomethan (org. Siedlungsabfall)	17	23	Biomethan (Gülle)	13	16	Biomethan (Trockenmist)	12	15
Typischer Wert und Standardwert laut RED und BIOKRAFT-NACHV in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ																
	TW	SW														
Biomethan (org. Siedlungsabfall)	17	23														
Biomethan (Gülle)	13	16														
Biomethan (Trockenmist)	12	15														
Kosten	14 EUR / GJ (Bioabfall) (Kapitel 6.2), 30–31 EUR / GJ (Nawaro / Gülle) (MÜLLER-LANGER U. A., 2009)															
Kraftstoffspezifikation	DIN 51624: Kraftstoffnorm für Erdgas CEN/TC 408: Vorbereitung der Norm für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff															
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Verteilung und Nutzung über vorhandene Erdgasinfrastruktur / -motoren															
Anlagenkapazitäten	Deutschland: 2 bis 24 Mio. m <sup>3</sup> / a															
Anlagenbestand	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 (Kapitel 3.2 und 5.1)															

Tabelle 3-7 Steckbrief Kraftstoff BTL / Methanol

BTL / Methanol	
Rohstoffbasis	Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP); Halmgut (z. B. Reststroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus); Schwarzlaugung auf Holzbasis, Glycerin
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Biomassevorbehandlung oder Filterung der Schwarzlaugung, Vergasung und Gasaufbereitung analog FT, Synthesereaktion, Gasreinigung, Destillation; MeOH-Erzeugung ist über direkte Oxidation von Methan aus Biogas möglich, dazu ist Steigerung der Methanselektivität auf über 75 % nötig
Nebenprodukte	Strom und Wärme, Dimethylether und Ethanol
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle; auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	höhere Synthese-Umsatzraten; Katalysatorweiterentwicklung; Adaption existierender Methanol-Syntheseanlagen bzgl. Biomasseinsatz
THG-Emissionen	28 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ auf Basis Syngas aus Waldrestholz (WRH) bis 56 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ auf Basis SNG (WRH) (MAJER & GRÖNGRÖFT, 2010)
Kosten	20 EUR / GJ auf Basis Syngas (WRH) bis 48 EUR / GJ auf Basis SNG (WRH) (MAJER & GRÖNGRÖFT, 2010)
Kraftstoffspezifikation	EN 228 (Ottokraftstoff), max. 3 % vol. Beimischung von MeOH / MTBE
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Distributionsinfrastruktur vorhanden (MeOH wird bereits aus fossilen Rohstoffen erzeugt), motorische Nutzung v. a. als Additiv (MTBE) im Ottokraftstoff, perspektivisch direkt in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen
Anlagenbestand	Pilotmaßstab: u. a. Range Fuels (USA), Southern Research Institute (USA) Demonstrationsmaßstab in Planung: u. a. Chemrec (Schweden) Kommerzielle Anlagen: Range Fuels im Bau (USA), BioMCN auf Glycerinbasis (Niederlande) (Nutzung des Methanol nicht zwingend als Kraftstoff)

Tabelle 3-8 Steckbrief Kraftstoff BTL / FT-Kraftstoff

BTL / FT-Kraftstoff	
Rohstoffbasis	Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP); Halmgut (z. B. Reststroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus); Schwarzlauge auf Holzbasis
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	kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle, auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Ausbeutesteigerung der Fischer-Tropsch-Synthese (z. B. Katalysatorforschung); Optimierung der Abstimmung der einzelnen Prozessschritte im Gesamtprozess; Diversifizierung des Biomasseinputs
THG-Emissionen	3,9–39 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (BTL wood) (PERIMENIS U. A., 2010)
Kosten	30,6 EUR / GJ (BTL wood) (PERIMENIS U. A., 2010)
Kraftstoffspezifikation	EN 590 (Diesel); EN 228 (Benzin) ASTM D7566 (50 % FT fuel in Jet-A1)
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	kompatibel zu vorhandener Infrastruktur, Nutzung ohne weitere motorische Anpassungen
Anlagenkapazitäten	30.000–200.000 t / a (angestrebt)
Anlagenbestand	Pilotanlagen: u. a. Repotec (Österreich), Gas Technology Institute GTI (USA), Cutec (Deutschland) Demonstrationsanlagen: kein Betrieb Choren (Deutschland) Testphase: Neste Oil & Stora Enso JV (Finnland) in Planung: Flambeau River Biofuels Inc. (USA), Lurgi & Petro SA (Frankreich)

### 3.1.2 Fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe

#### Fortschrittliche Biokraftstoffe

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 1.2.7) und Rohstoffen (Kapitel 2.1) thematisiert.

Die Definition fortschrittlicher Biokraftstoffe entsprechend der EU-RED orientiert sich ausschließlich an den verwendeten Rohstoffen und ist somit technologieoffen. In Tabelle 3-9 sind erneut die Rohstoffe gemäß Anhang IX Teil A der EU-RED (2015) sowie damit verbundene Rohstoffpotenziale und technologiespezifische Kraftstoffpotenziale zusammenfassend dargestellt. Die benannten Größenordnungen können jedoch lediglich einer ersten Orientierung dienen. Eine umfassende Potenzialanalyse, sowohl rohstoff- als auch kraftstoffseitig, könnte das mittelfristig erschließbare Potenzial an fortschrittlichen Biokraftstoffen in Deutschland exakter eingrenzen.

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).

Tabelle 3-9 Fortschrittliche Biokraftstoffe in Deutschland 2016 gemäß Anhang IX Teil A der Richtlinie (EU) 2015 / 1513 – geeignete Konversionstechnologien und Potenzialabschätzung (Rohstoffpotenziale überwiegend auf Basis von (BROSOWSKI U. A., 2015); Biomethanpotenziale auf Basis von (ADLER U. A., 2014), Biokraftstoffpotenziale: eigene Berechnung / Abschätzung DBFZ)

Bezeichnung Rohstoff/Energiequelle		Technisches Potenzial DE, Abschätzung		
gemäß Anhang IX der RED	Spezifikation	Rohstoff (Input) in Mio. t / a TS	Biokraftstoff	(Output) in PJ / a
Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle, nicht getrennte Haushaltsabfälle (Ziel: Recycling)	Biomasseanteil gemischter Haushaltsabfälle	0,6	Biomethan	3
Bioabfall aus privaten Haushalten, der einer getrennten Sammlung unterliegt	Bioabfall, Grünabfall, gewerbliche Speise, Markt-, Küchen- und Kantinenabfälle	5,0	Biomethan	15
Biomasse-Anteil von Industrieabfällen, ungeeignet zur Verwendung als Nahrungs- oder Futtermittel	Abfälle aus der Nahrungsmittelproduktion, Zellstoffproduktion <sup>13</sup>	6,1	Bioethanol	< 5

<sup>13</sup> Enthält Abfälle der Obst- und Gemüseverarbeitung, der Milchverarbeitung, von Mahl- und Schälmaschinen, aus der Herstellung von Stärke und Stärkeerzeugnissen, der Herstellung von Back- und Teigwaren, der Getränkeherstellung, der Zuckerproduktion, von Reststoffen der Süßwarenproduktion und aus der Mischfutterherstellung (ggf. teilweise geeignet zur Verwendung in der Nahrungs- oder Futtermittelkette).

Bezeichnung Rohstoff/Energiequelle		Technisches Potenzial DE, Abschätzung		
gemäß Anhang IX der RED	Spezifikation	Rohstoff (Input) in Mio. t / a TS	Biokraftstoff	(Output) in PJ / a
	Reststoffe aus Brauereien, Reststoffe der Zuckerproduktion	6,3	Biomethan	< 6
Stroh	Getreidestroh, Rapsstroh	14,0	Biomethan Bioethanol synth. Kraftstoffe	55 54 ( < 108)
Gülle und Klärschlamm	Klärschlamm	6,0	Biomethan	3
	tierische Exkremente von Rindern, Schweinen und Hühnern	14,0 <sup>14</sup>	Biomethan	78
Abwasser aus Palmölmühlen und leeren Palmfruchtbündeln	Abwasser aus Palmölmühlen (POME)	0,0	Biomethan	0
	leere Palmfruchtbündel (EFB)	0,0	synth. Kraftstoffe	0
Tallölpech		keine Daten		–
Rohglyzerin		0,3	Biomethan	55
Bagasse		0,0	Bioethanol	0
Traubentrester und Weintrub		0,2 (FM)	Biomethan Bioethanol	0,4 < 0,5
Nussschalen		keine Daten		–
Hülsen		keine Daten		–
entkernte Maiskolben		keine Daten		–
Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft und forstbasierten Industrien <sup>15</sup>	Waldrestholz	17,0	synth. Kraftstoffe	( < 385)
	Sägenebenprodukte, Rinde, Hobelspäne, Industrierestholz, Altholz, Schwarzlauge	24,0		
	Öl aus Abscheidern	< 0,002	Biodiesel	0,04
	Tallöl	> 0,013	Biodiesel	0,35
anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material		keine Daten		-
anderes lignozellulosehaltiges Material mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz	Halmgut aus der Landschaftspflege, Rübenblätter, Reststoffe Gemüseanbau	2,0	Biomethan Bioethanol synth. Kraftstoffe	5–10 5–15 ( < 46)

<sup>14</sup> entspricht 124 Mio. t / a Frischmasse (FM)

<sup>15</sup> d. h. Rinde, Zweige, vorkommerzielles Durchforstungsholz, Blätter, Nadeln, Baumspitzen, Sägemehl, Sägespäne, Schwarzlauge, Braunlauge, Faserschlämme, Lignin und Tallöl

Die zuvor in Tabelle 3-9 betrachteten Potenziale ausgewählter Biokraftstoffoptionen werden in nachfolgender Tabelle 3-10 hinsichtlich des vorhandenen Anlagenbestandes zur Produktion dieser fortschrittlichen Biokraftstoffe in Deutschland eingeordnet. Das derzeitige bzw. absehbare Vorhandensein geeigneter Produktionskapazitäten ist dabei wesentlich vom *Technology Readiness Level* (TRL) der Konversionstechnologien abhängig.

Tabelle 3-10 Kapazitäten zur Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe in Deutschland

Kraftstoff   Konversion	Produktionskapazität 2014 / 2015	
	Anlagenzahl	Kapazität
Biodiesel (FAME)   Ver- / Umesterung von Fett, Kraftstoffreinigung	30	(148 PJ) <sup>16</sup> (4 Mio. t / a)
Biomethan   via Biogas: anaerobe Fermentation, Gasaufbereitung	> 200 <sup>17</sup>	ca. 38 PJ / a <sup>18</sup>
Bioethanol   Fermentation von Zucker und Stärke, Destillation	5	20 PJ (0,7 Mio. t / a)
Bioethanol (Ligno)   Fermentation von Zuckern aus Cellulose und Hemicellulose, Destillation	1	0,027 PJ / a (1.000 t / a)
Synthetische Kraftstoffe   Pyrolyse, Vergasung, Synthese, Kraftstoffaufbereitung	1	< 0,03 PJ / a

#### Erneuerbare nicht biogene Kraftstoffe

Als fortschrittliche Kraftstoffe gelten neben entsprechenden biogenen Kraftstoffoptionen auch „*flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs*“ (Richtlinie 2015 / 1513). In Tabelle 3-11 ist hergeleitet, dass weniger als 0,5 PJ PTG in Form von Wasserstoff und Methan derzeit in Deutschland produziert werden. Da nicht jede der benannten Anlagen eine Nutzung des Produktes als Kraftstoff zum Ziel hat, verfügen nur einige über eine geeignete Tankinfrastruktur bzw. speisen Methan in das Erdgasnetz ein. Die vorhandene Produktionskapazität für PTL kann vernachlässigt werden. Kurzfristig, das heißt bis 2020, ist in Deutschland darüber hinaus kein Aufbau signifikanter Anlagenkapazitäten zu erwarten.

<sup>16</sup> nicht alle Anlagen können Abfallöle und -fette verarbeiten

<sup>17</sup> davon > 80 Anlagen, die ausschließlich oder unter anderem Abfall- und Reststoffe verwenden

<sup>18</sup> Kraftstoff nach unterem Heizwert (36 MJ / m<sup>3</sup>, 10 kWh / m<sup>3</sup>) | davon derzeit ca. 15 % (6 PJ / a) aus Abfall- und Reststoffen

Tabelle 3-11 Gasförmige und flüssige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs: PTX-Produktionskapazitäten in Deutschland 2016 (eigene Auswertung auf Basis von (DENA, 2016; HYPOS, 2016), ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

	PTG Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	PTG Methan (CH <sub>4</sub> )	PTL
Anlagen / Projekte		8	
Anzahl	25	7.580	1 <sup>a</sup>
Eingangsleistung in kW <sub>el</sub>	25.380		150
verfügbare Produktionskapazität		(davon)	
in m <sup>3</sup> (i. N.) / h	4.950	381	0,007
in m <sup>3</sup> (i. N.) / a (bei 8.500 Volllaststunden / a)	42.107.220	3.235.950	56
maximale Produktkapazität in m <sup>3</sup> (i. N.) / a	28.397.570 <sup>b</sup>	3.235.950	56
maximale Produktkapazität in PJ / a	0,306	0,116	> 0

<sup>a</sup> sunfire GmbH, Dresden | <sup>b</sup> ohne H<sub>2</sub>-Kapazität für PTG-Methan

### 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 und fossile Ressourcen geschont werden.

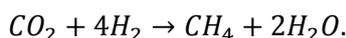
Über Elektrolyse kann aus Strom aus erneuerbaren Quellen *Wasserstoff* H<sub>2</sub> produziert werden. Dieser kann wiederum bei der Produktion von Biokraftstoffen zum Einsatz kommen:

#### a) 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 Dampfpreformierung von Erdgas bereitgestellt.

#### b) Biologische Methanisierung | hydrogenotrophe Methanogenese

Das bei der Fermentation des Bioethanolprozesses oder bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan anfallende CO<sub>2</sub> kann in Verbindung mit Wasserstoff in einem anaeroben Fermentationsprozess zu Methan umgewandelt werden, auch biologische Methanisierung genannt. Der dafür erforderliche Wasserstoff kann u. a. über die Power-to-Gas-Technologie durch Elektrolyse mittels regenerativem Strom gewonnen werden. Der Wasserstoff wird dann durch die Reduktion von CO<sub>2</sub> in speicherfähiges Methan umgewandelt. Die Bildung von Methan aus CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> kann neben der biologischen Methanisierung auch chemisch-katalytisch über den Sabatier-Prozess erfolgen. (BRAUNE U. A., 2016) Beide Reaktionen laufen nach folgender Reaktionsgleichung ab:



*Kohlendioxid* CO<sub>2</sub> ist neben Wasserstoff der zweite wesentliche Ausgangsstoff für die Methanisierung zu CNG / LNG oder für die Synthese zu PTL (Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe oder Methanol MeOH). Er fällt bei biogenen Konversionsprozessen, wie beispielsweise der Ethanolproduktion, der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan oder der Verbrennung von biogenen Rohstoffen, an.

Die möglichen Synergien der bio- und strombasierten Kraftstoffproduktion sind schematisch in Abbildung 3-2 dargestellt.

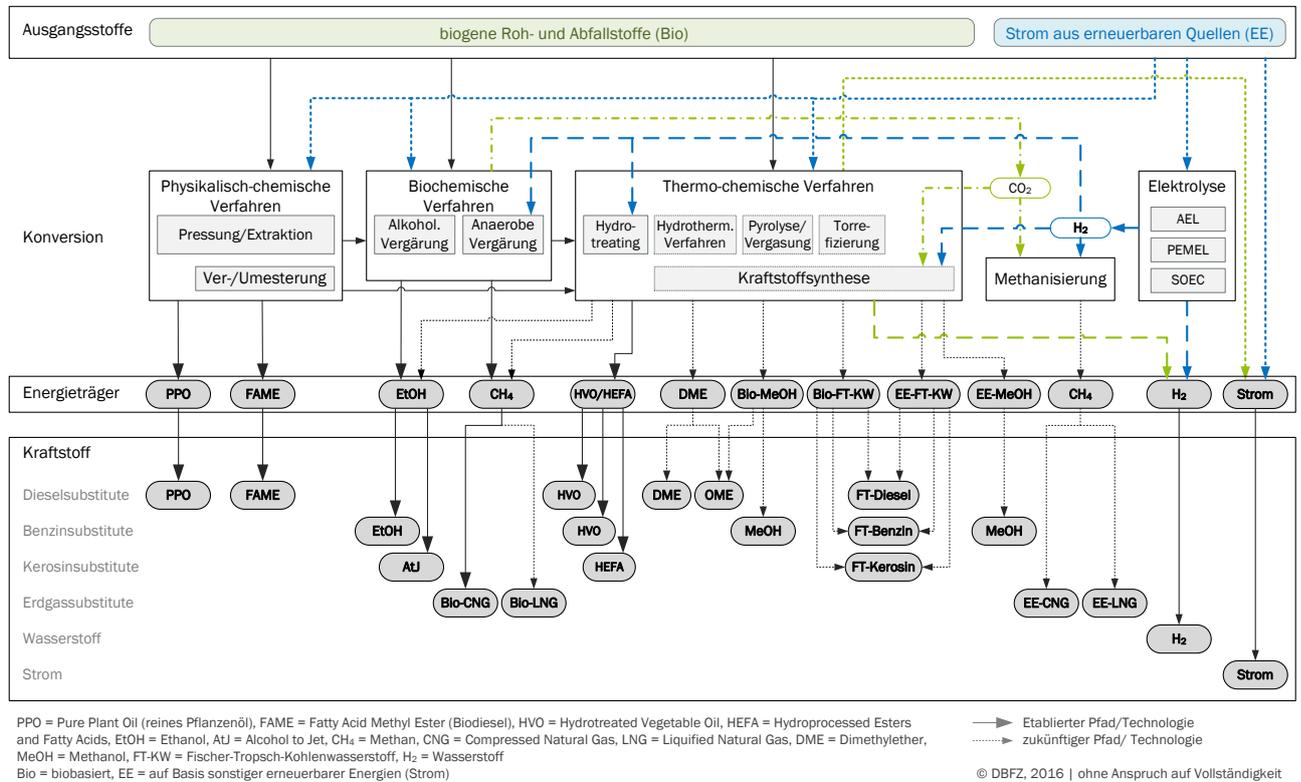


Abbildung 3-2 Synergien der bio- und strombasierten Kraftstoffproduktion (© DBFZ)

## 3.2 Produktion von Biokraftstoffen

### 3.2.1 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, so dass 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 3-3 ersichtlich, stieg anschließend die Produktion wieder auf etwa 3 Mio. t/a in 2014 und 2015. (VDB, 2015) Die derzeitige Auslastung der in Betrieb befindlichen Anlagen (2015) liegt damit bei etwa 75 %.

Die Ursachen für diese Entwicklung sind verschieden. Zum einen gab es in der Vergangenheit die Möglichkeit vergleichsweise billiger Importe. Zu erwähnen ist hier vor allem Biodiesel B99 aus den USA bis 2008 / 2009 sowie Sojabiodiesel aus Argentinien bzw. Palmölbiodiesel aus Indonesien bis Mitte 2013, die auch aufgrund von Subventionen in den Herkunftsländern zu einem niedrigen Preis auf dem europäischen Markt erhältlich waren. Zum anderen ist v. a. für Produzenten mit geringen Kapazitäten die Teilnahme am Markt seit der Umstellung von einem Reinkraftstoffmarkt (direkter Vertrieb) zu einem Beimischungsmarkt erschwert.

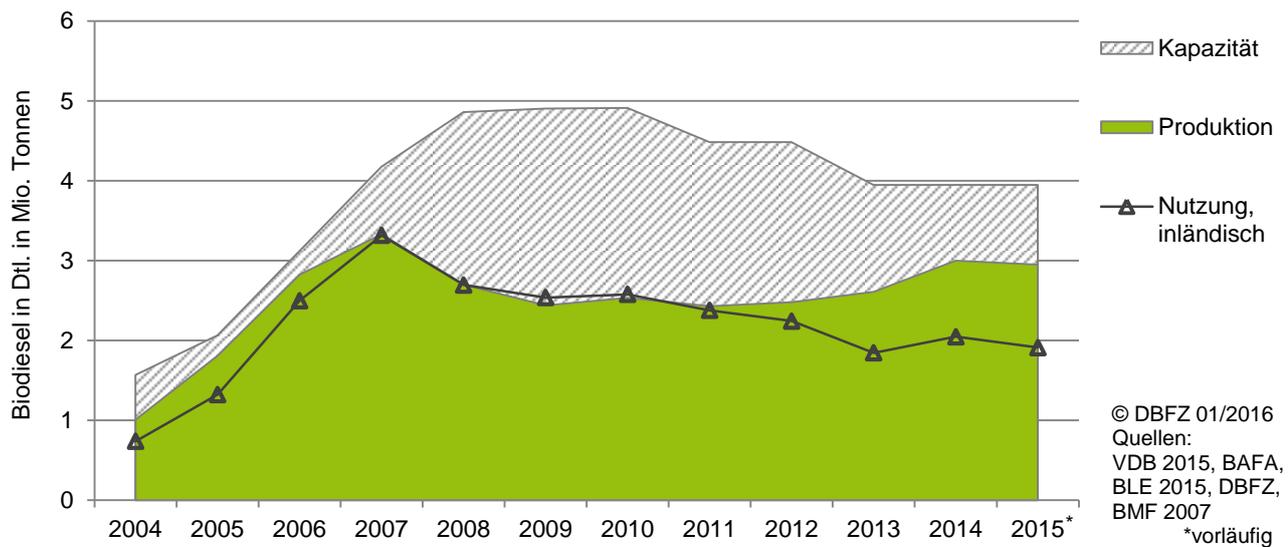


Abbildung 3-3 Produktion, Produktionskapazität und Nutzung von Biodiesel in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BMF, 2007; VDB, 2015), © DBFZ)

Die wesentlichen Produzenten für *Rapsöl* als Reinkraftstoff sind dezentrale Ölmühlen. Ein großer Teil der dezentralen Ölmühlen hat dauerhaft oder teilweise den Betrieb eingestellt und ist zunehmend weniger ausgelastet. Im Jahr 2013 waren noch 400 von ursprünglich 585 (2007) dezentralen Ölmühlen existent, von denen sich wiederum lediglich 241 in Betrieb befinden. Das entspricht einem Rückgang von 58 %. (HAAS & REMMELE, 2013)

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 Mineralölraffinerien 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 3-3), 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 inzwischen auf etwa 65 % (2015) gestiegen (Abbildung 3-4).

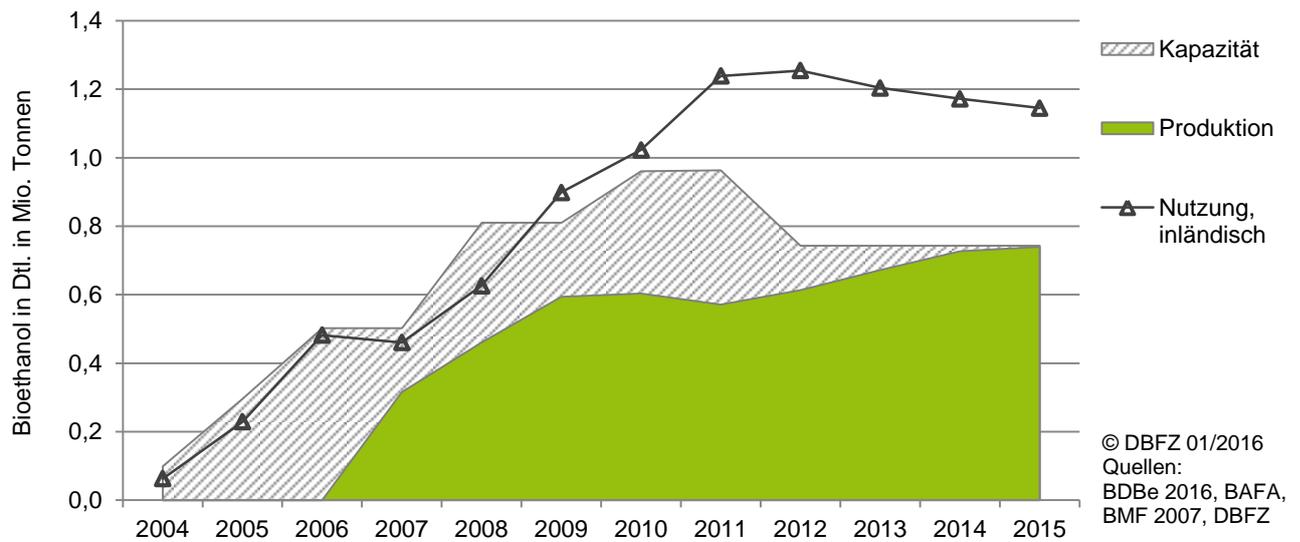


Abbildung 3-4 Produktion, Produktionskapazität und Nutzung von Bioethanol in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BDBe, 2016; BMF, 2007), © DBFZ)

In Abbildung 3-5 sind die Standorte zur Biokraftstoffproduktion von Biodiesel (nach Produktionskapazität) und Bioethanol als Kraftstoff in Deutschland (nach eingesetztem Rohstoff) zusammengefasst dargestellt. Zurückliegende Stilllegungen und Insolvenzen betreffen eher Anlagen kleiner und mittlerer Kapazität. Geographisch konzentrieren sich die Standorte vor allem in Ostdeutschland, in Nordrhein-Westfalen sowie an Unterelbe und Oberrhein.

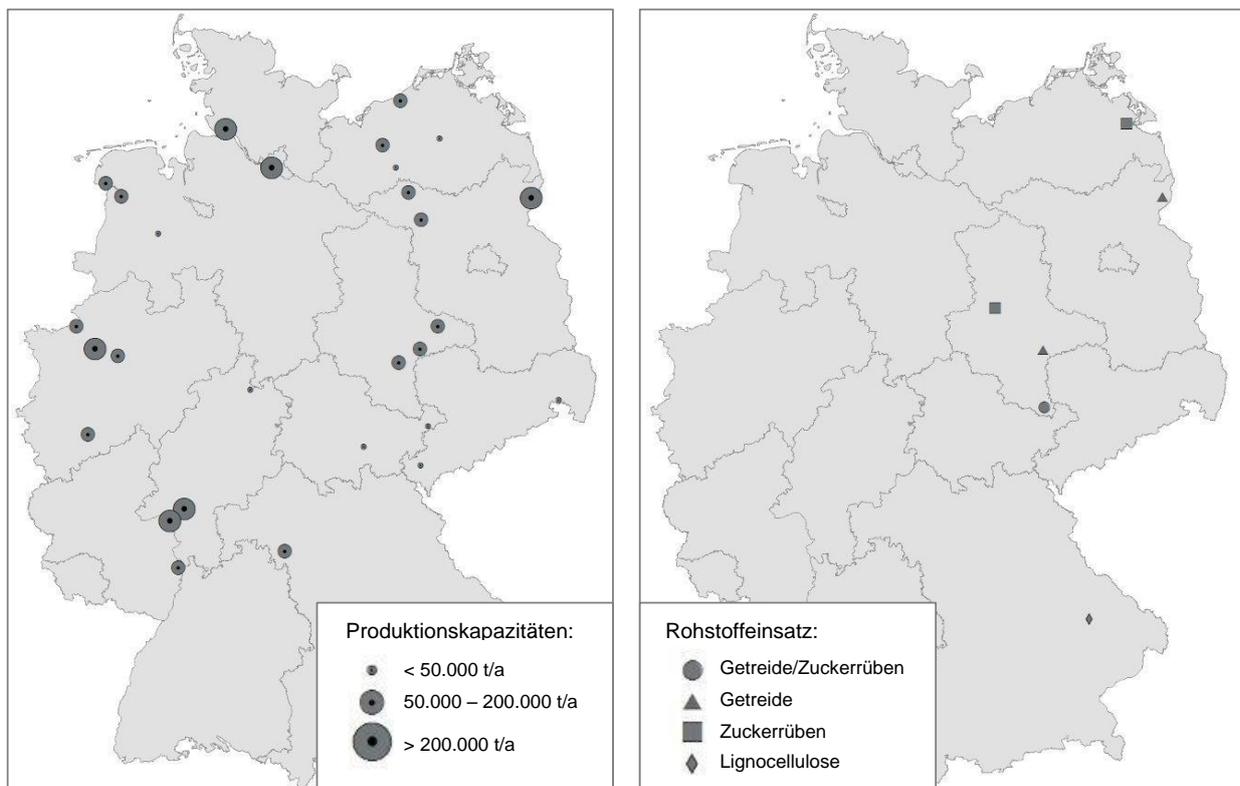


Abbildung 3-5 Produktionsstandorte Biodiesel und Bioethanol in Deutschland (Stand 2014, geänderte Darstellung auf Basis (BRAUNE U. A., 2016))

Derzeit sind etwa 190 *Biomethan*-Anlagen in Betrieb, weitere sind derzeit außer Betrieb bzw. noch im Bau oder in Planung (insgesamt > 200 Anlagen). In diesen Anlagen wird über eine anaerobe Vergärung von Biomasse Biogas produziert, auf Erdgas-Qualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. 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. Der gesamte Bestand hat derzeit (2016) eine Einspeisekapazität von etwa 115 Tsd. Nm<sup>3</sup> / h Biomethan (CH<sub>4</sub>). Die in Deutschland eingespeiste Biomethanmenge betrug im Jahr 2014 etwa 638 Mio. Nm<sup>3</sup>, was 23 PJ (unterer Heizwert) entspricht (Abbildung 3-6). (BNETZA, 2014)

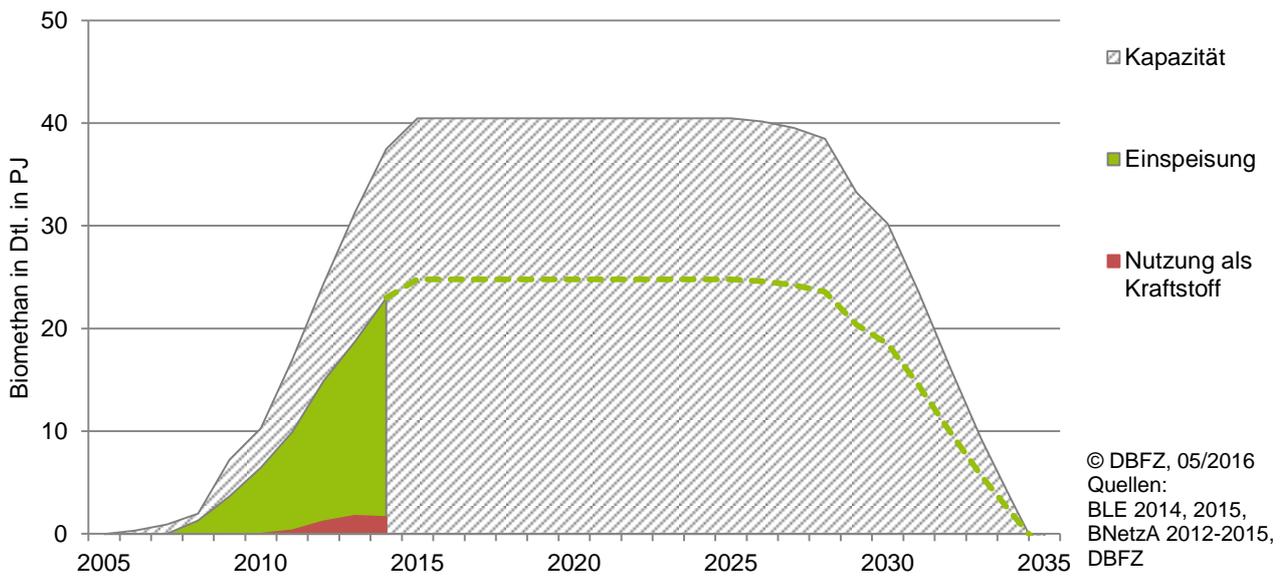


Abbildung 3-6 Produktion, Produktionskapazität und Nutzung als Kraftstoff von Biomethan in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BLE, 2014, 2015b; BNETZA, 2011, 2012, 2013, 2014), © DBFZ)

### 3.2.2 Biokraftstoffproduktion EU

Produktionskapazitäten für *Biodiesel* werden in der EU derzeit in etwa 270 Anlagen (ca. 24 Mio. t/ a) vorgehalten, von denen etwa 210 Anlagen mit einer Kapazität von 18 Mio. t/ a in Betrieb sind. Darin enthalten sind auch 10 Anlagen zur Produktion von HVO mit einer Kapazität von etwa 2 Mio. t/ a.

Die Produktion von Biodiesel (FAME) in der Europäischen Union stieg bis zum Jahr 2015 auf etwa 9,6 Mio. t/ a (F. O. LICHT, 2016a) bzw. 11,2 Mio. m<sup>3</sup> / a (FLACH U. A., 2016), was etwa 365 PJ entspricht. Über viele Jahre wurde die Produktion von Herstellern in Deutschland und Frankreich dominiert, sie sind weiterhin die einzigen Mitgliedsstaaten mit Produktionsmengen größer als 1 Mio. t/ a. Die Auslastung der vorhandenen und in Betrieb befindlichen Kapazitäten variiert in den Mitgliedstaaten stark, in Abbildung 3-7 sind die Kapazitäten und die realisierten Produktionsmengen (Prognose) für das Jahr 2016 vergleichend gegenübergestellt.

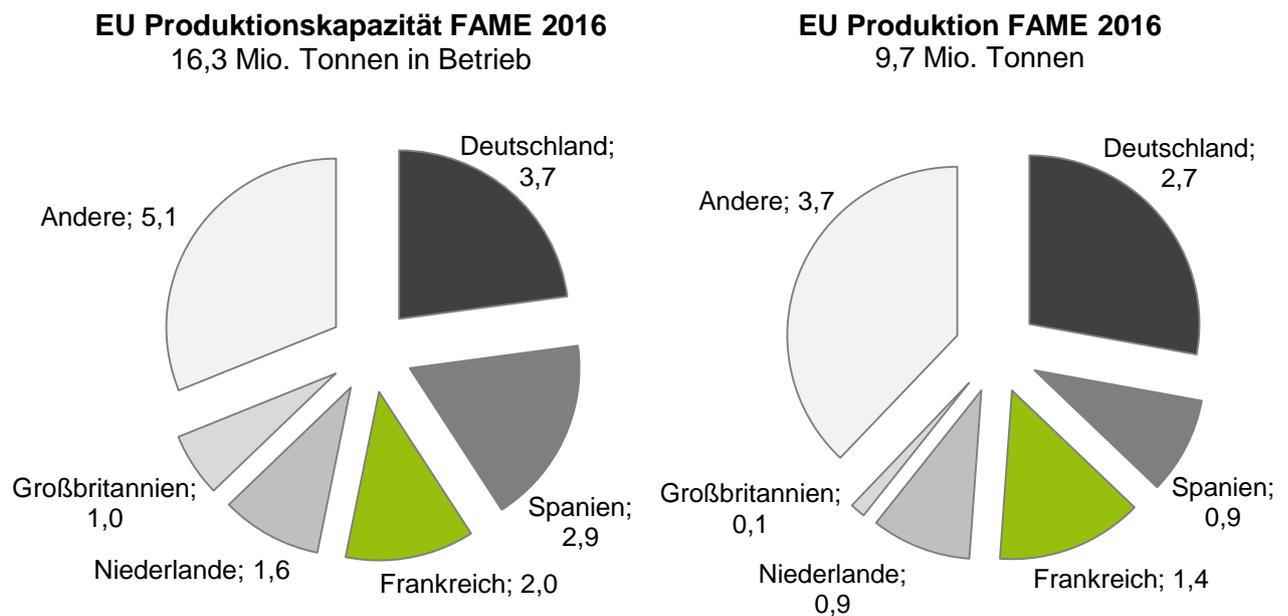


Abbildung 3-7 Biodieselproduktionskapazität und -produktion (FAME) in der EU 2016 (eigene Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016a, 2016b), © DBFZ)

Wie Abbildung 3-8 zeigt, konzentriert sich die Produktion von HVO in Europa bisher vor allem in den Niederlanden und Finnland und lag in 2015 bei insgesamt etwa 1,91 Mio. t / a (F. O. LICHT, 2016a) bzw. 2,4 Mio. m<sup>3</sup> / a (FLACH U. A., 2016), was etwa 81 PJ entspricht. Die Auslastung der vorhandenen Anlagenkapazität liegt mit durchschnittlich 89 % (2016) deutlich über der von Biodieselanlagen (FAME) mit 59 %. (F. O. LICHT, 2016a, 2016b)

Zudem gibt es in Spanien und Finnland Raffinerien, in denen durch sogenanntes co-processing (Mitraffination) HVO gemeinsam mit konventionellen Kraftstoffen produziert wird. (FLACH U. A., 2016; F. O. LICHT, 2016b)

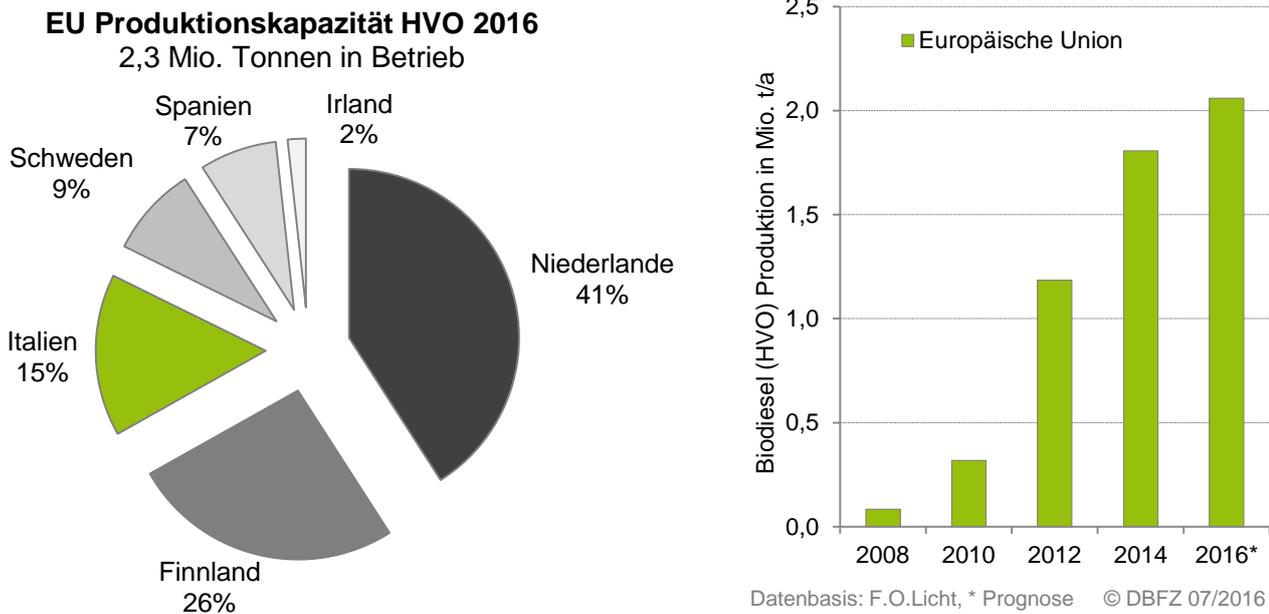
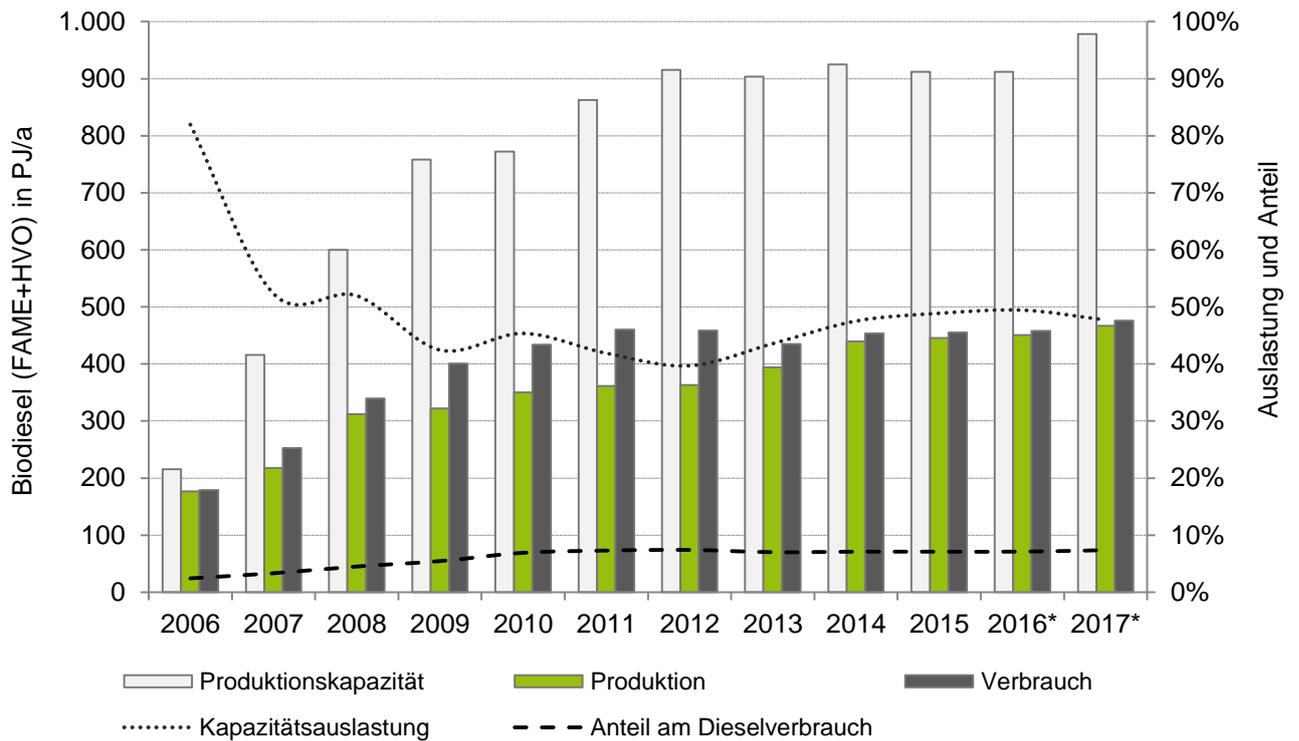


Abbildung 3-8 Biodieselproduktionskapazität und -produktion (HVO) in der EU 2016 (eigene Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016a, 2016b), © DBFZ)

Die größten Kapazitäten für Biodiesel (FAME und HVO) sind in Deutschland mit ca. 4 Mio. t/a und Spanien mit 3 Mio. t/a installiert, gefolgt von Frankreich und den Niederlanden mit jeweils mehr als 2 Mio. t/a sowie Großbritannien mit 1 Mio. t/a. ((F. O. LICHT, 2016b), Stand 15.07.2016, Anlagen teilweise nicht in Betrieb). In Abbildung 3-9 ist die Entwicklung des EU Biodieselsektors (FAME und HVO) dargestellt, genauer von Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch sowie resultierender Kapazitätsauslastung und Dieselsubstitution.

Die derzeitigen Produktionskapazitäten für *Bioethanol* zur Kraftstoffverwendung belaufen sich in der Europäischen Union auf etwa 9,3 Mio. t/a (ca. 100 Anlagen). In Frankreich sind mit ca. 2,1 Mio. m<sup>3</sup>/a die größten Produktionskapazitäten installiert, gefolgt von Deutschland, Großbritannien und Polen. Weitere wichtige Produzenten sind vor allem Belgien und Ungarn. (F. O. LICHT, 2016b)

Die Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU lag in 2015 bei insgesamt etwa 5,1 Mio. m<sup>3</sup>/a (F. O. LICHT, 2016a) bzw. 5,2 Mio. m<sup>3</sup>/a (FLACH U. A., 2016), was etwa 109 PJ entspricht. Die Auslastung der Anlagenkapazität liegt bei durchschnittlich 68 % nach (FLACH U. A., 2016) bzw. 55 %, berechnet nach (F. O. LICHT, 2016a, 2016b). In Abbildung 3-10 sind die aktuellen Produktionsmengen von Bioethanol als Kraftstoff (Prognose 2016) den Produktionskapazitäten gegenübergestellt, welche allerdings auch Anteile im non-fuel-Bereich enthalten.



Datenbasis: Eurostat, EU FAS Posts, \* Prognose

© DBFZ 07/2016

Abbildung 3-9 Entwicklung des EU Biodieselsektors (FAME und HVO) 2006–2017 (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. A., 2013, 2016), © DBFZ)

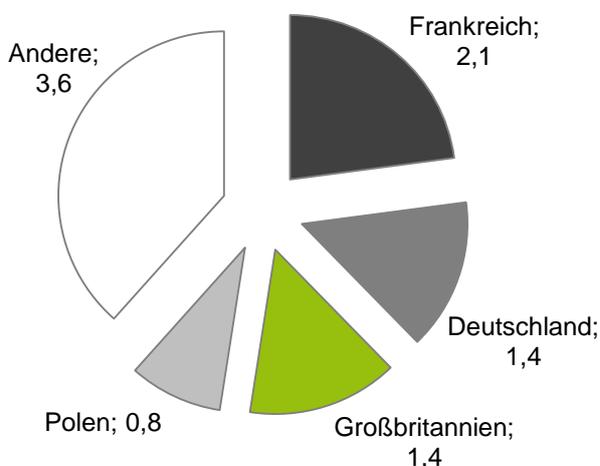
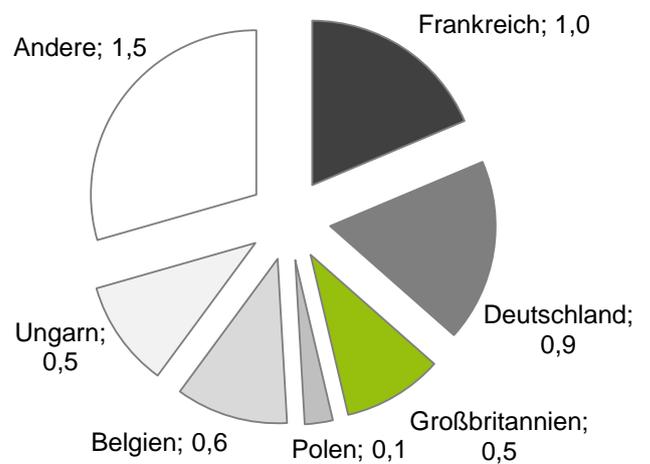
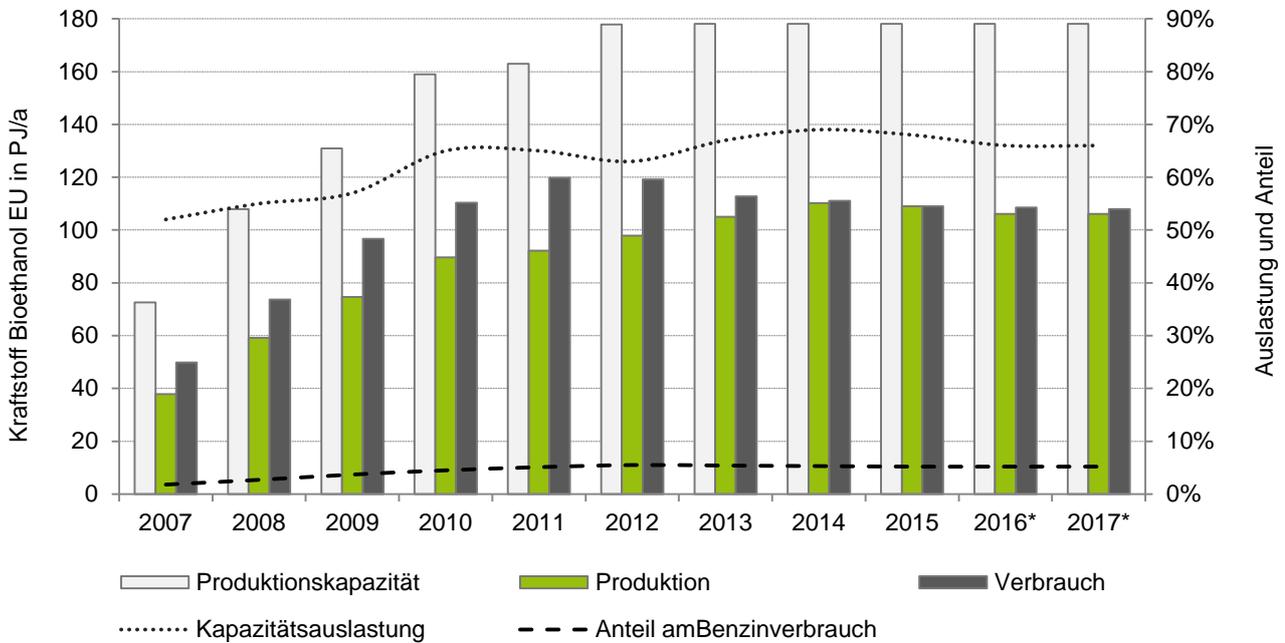
**EU Produktionskapazität Bioethanol 2016**  
 9,3 Mio. m<sup>3</sup> in Betrieb

**EU Produktion Bioethanol als Kraftstoff 2016**  
 5,1 Mio. m<sup>3</sup>


Abbildung 3-10 Produktionskapazität und Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU 2016 (eigene Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016a, 2016b), © DBFZ)

Vergleichbar mit der Entwicklung im Biodieselsektor haben sich innereuropäische Produktion und Verbrauch von Bioethanol als Kraftstoff in den vergangenen Jahren nahezu angeglichen. In Abbildung 3-11 ist die Entwicklung des EU Bioethanolsektors dargestellt, genauer von Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch sowie resultierender Kapazitätsauslastung und Benzinsubstitution.



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

© DBFZ 07/2016

Abbildung 3-11 Entwicklung des EU-Bioethanolsektors 2007–2017 (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH U. A., 2013, 2016), © DBFZ)

Gemessen an der in Betrieb befindlichen Produktionskapazität sind die Abengoa (Spanien), Tereos (Frankreich), CropEnergies (Deutschland) und Cristal Union (Frankreich) die bedeutendsten Bioethanol-Produzenten in der EU, gefolgt von Pannonia (Ungarn), Viverno (Vereinigtes Königreich), Verbio (Deutschland), Agrana (Österreich), Akwawit-Brasco (Polen) und Alcogroup (Belgien). (F. O. LICHT, 2016a)

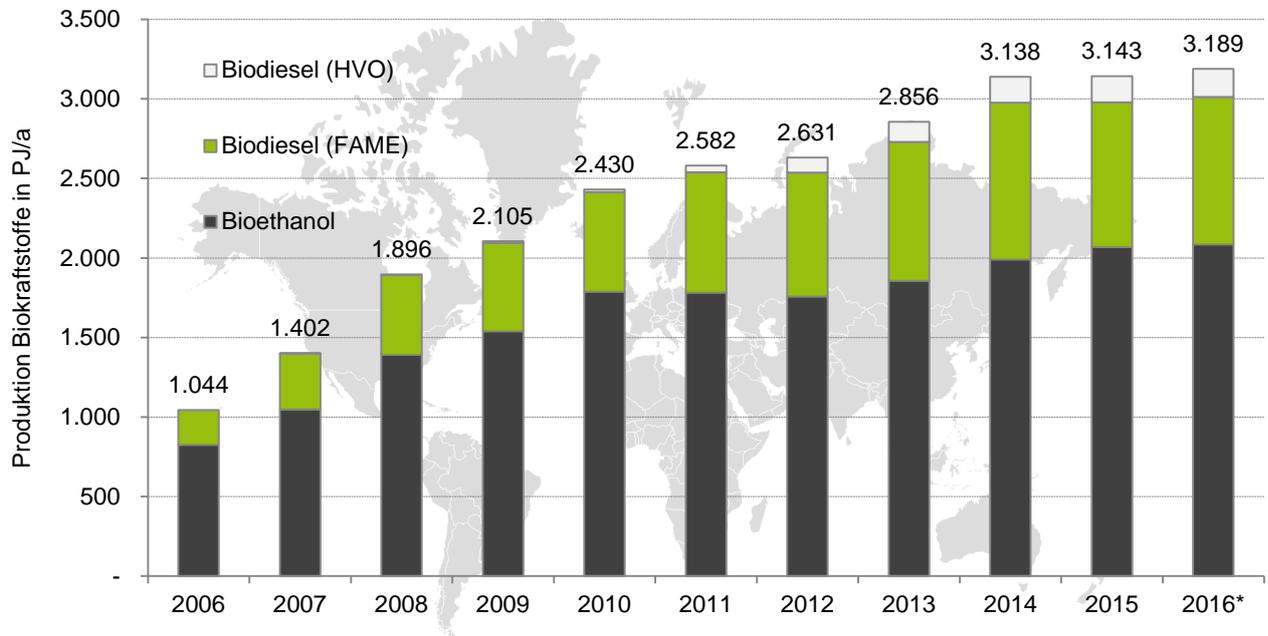
### 3.2.3 Biokraftstoffproduktion weltweit

#### 3.2.3.1 Produktionsmengen weltweit

Die globale Biokraftstoffproduktion wuchs in den letzten 25 Jahren stark an. Im Jahr 1990 lag diese noch bei etwa 15 Mio. m<sup>3</sup> 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. m<sup>3</sup> und stieg seitdem kontinuierlich auf inzwischen nahezu 100 Mio. m<sup>3</sup> im Jahr 2016, was 2.086 PJ entspricht. Die Produktion von Biodiesel (FAME) stieg von 3,4 Mio. t im Jahr 2005 auf inzwischen 25 Mio. t im Jahr 2016, was 926 PJ entspricht. Zudem gewinnt HVO als biobasiertes Dieselsubstitut in den vergangenen Jahren an Bedeutung, die Produktionsmenge stieg von nur 0,1 Mio. t im Jahr 2008 auf inzwischen 4 Mio. t im Jahr 2016, was etwa 177 PJ entspricht. (F. O. LICHT, 2016a)

Die Produktionsmenge von 3,1 EJ / a Biokraftstoffen (F. O. LICHT, 2016a) entspricht etwa 3 % der im Jahr 2014 weltweit eingesetzten 107,5 EJ Energieträger im Verkehrssektor. (IEA, 2015)

In Abbildung 3-12 ist die Entwicklung der weltweiten Biokraftstoffproduktion für die vergangenen zehn Jahre aufgezeigt.



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

© DBFZ 07/2016

Abbildung 3-12 Weltweite Produktion von Biokraftstoffen 2006–2016 in PJ / a (eigene Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

Hinsichtlich der geographischen Verteilung der Biokraftstoffproduktion haben sich Schwerpunkte herausgebildet (Abbildung 3-13).

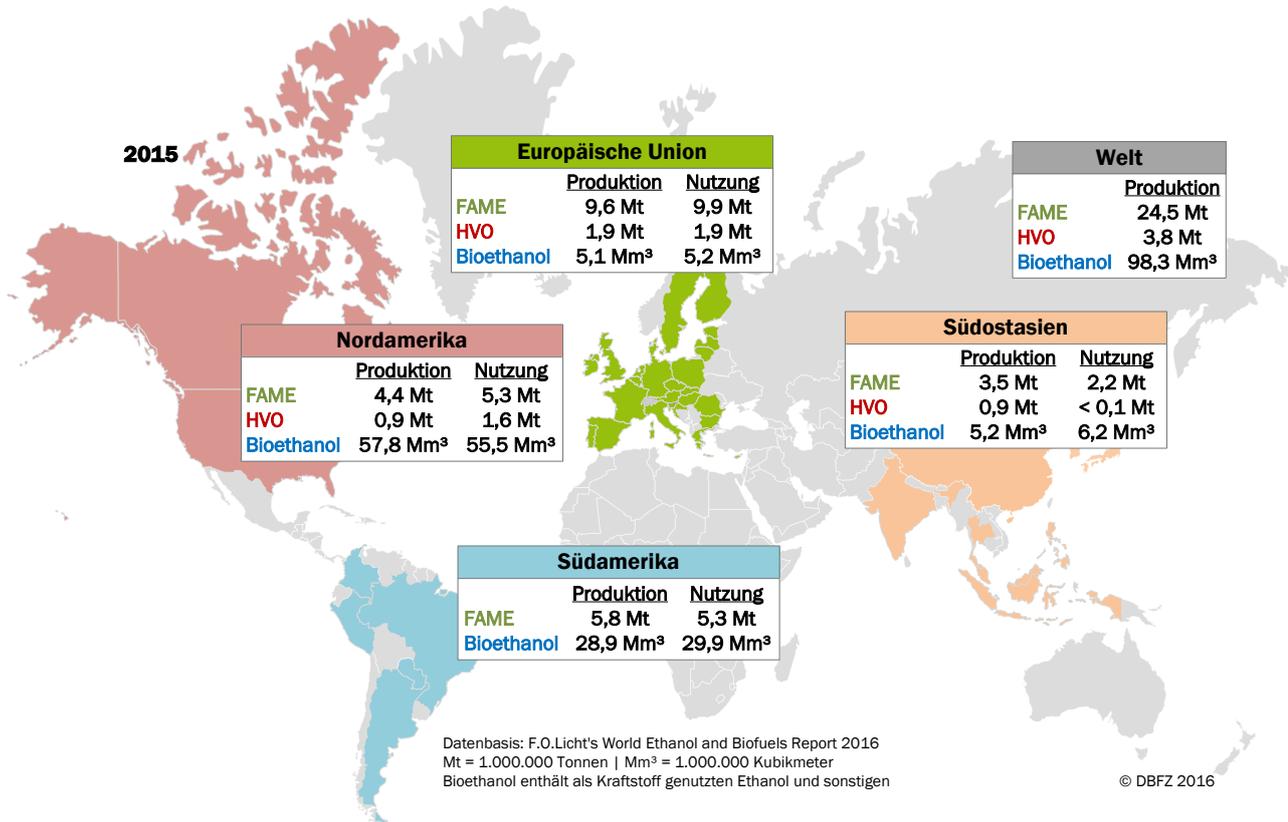


Abbildung 3-13 Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen weltweit 2015 (eigene Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

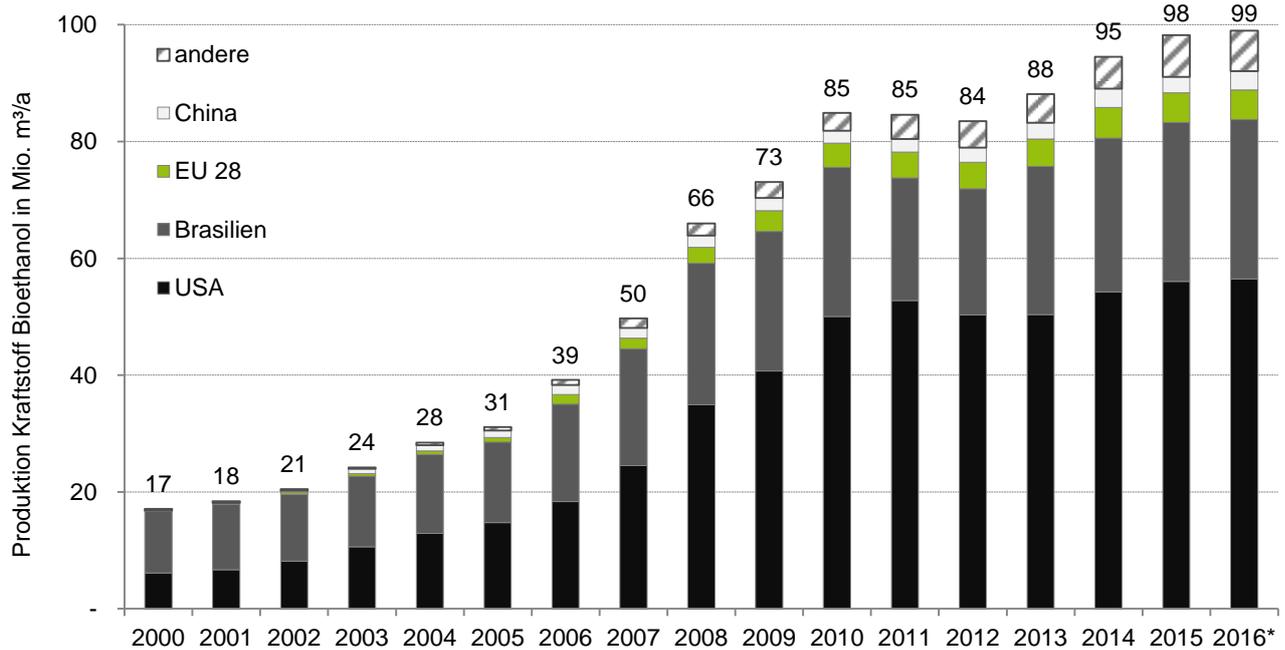
### Bioethanol

Die weltweit überwiegende Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen entfällt auf Bioethanol. Die wesentlichen Produktionsmengen stammen aus Brasilien und den USA. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion liegt in Europa. In Abbildung 3-14 sind die Produktionsmengen für Bioethanol als Kraftstoff seit 2000 aufsummiert.

Die weltweite Produktion von Bioethanol ist v. a. bis 2010 auf 85 Mio. m<sup>3</sup> 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 nahezu 100 Mio. m<sup>3</sup> / a.

Zudem werden etwa 20 Mio. m<sup>3</sup> 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. m<sup>3</sup> / a), gefolgt von Abengoa (Spanien), Raizen (Brasilien), COFCO (Volksrepublik China), Tereos (Frankreich) und Odebrecht (Brasilien). (F. O. LICHT, 2016a)



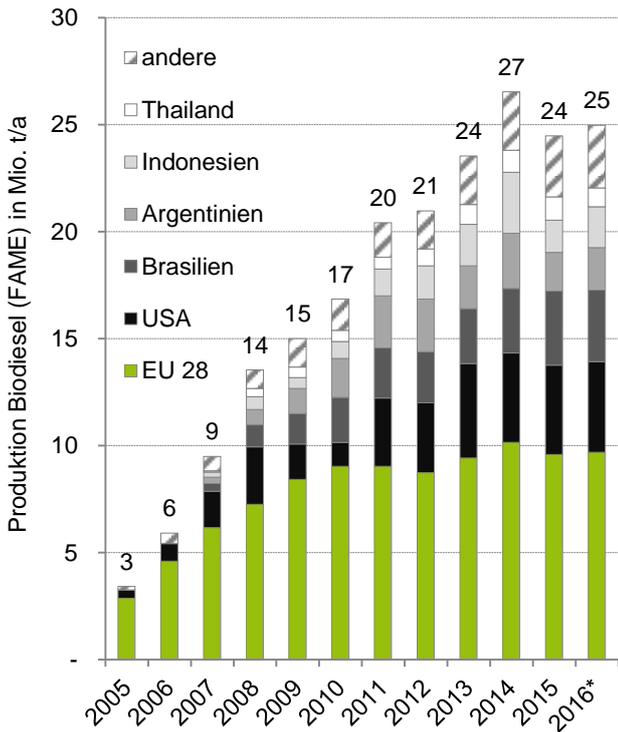
Datenbasis: F.O.Licht, \* Prognose

© DBFZ 07/2016

Abbildung 3-14 Weltweite Produktion von Bioethanol als Kraftstoff 2000–2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

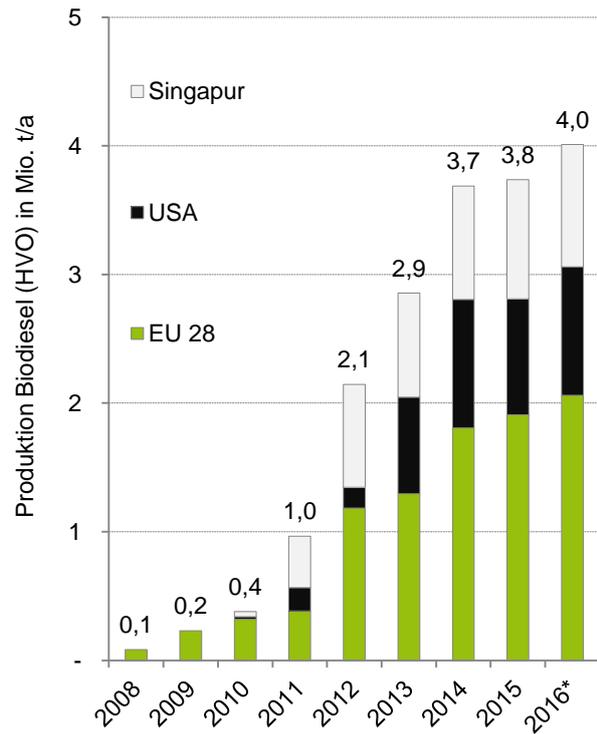
### Biodiesel

Die größten Produktionsmengen von Biodiesel, sowohl FAME als auch 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. Derzeit konsolidiert sich die globale Produktionsmenge von Biodiesel (FAME) bei etwa 25 Mio. t/a. Die größte nationale Produktionsmenge für Biodiesel (FAME) wird in den USA mit 4,2 Mio. t (2015) erreicht. Die globale Produktion von Biodiesel (HVO) hat sich in den vergangenen fünf Jahren auf 4 Mio. t im Jahr 2016 etwa verzehnfacht (Abbildung 3-15). Die weltweit größten Biodiesel Produzenten sind Neste, Avril, ADM, REG, Wilmar, Cargill, Louis Dreyfus, Glencore, Petrobras und Bunge mit jeweils mindestens 0,5 Mio. t/a Produktion seit 2014. (F. O. LICHT, 2016a)



Datenbasis: F.O.Licht, \* Prognose

© DBFZ 07/2016



Datenbasis: F.O.Licht, \* Prognose

© DBFZ 07/2016

Abbildung 3-15 Weltweite Produktion von Biodiesel FAME (links) und HVO (rechts) seit 2005 bzw. 2008 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

### 3.2.3.2 Produktionskapazität weltweit

Das DBFZ hat im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Projektes „Monitoring zur Wirkung nationaler und internationaler gesetzlicher Rahmenbedingungen auf die Marktentwicklung im Biokraftstoffsektor“ (2009–2011) eine umfangreiche Internet- und Literaturrecherche<sup>19</sup> durchgeführt und eine Datenbank zu Produktionsanlagen von Biokraftstoffen aufgebaut. Diese Datenbank wurde auf internationaler Ebene zuletzt 2013 aktualisiert und mit der Anlagendatenbank von F. O. Licht abgeglichen. (F. O. LICHT, 2013) Zum 31. 12. 2013 umfasste die Datenbank etwa 2.250 Bioethanol- und 1.280 Biodieselanlagen (in und außer Betrieb, in Planung sowie in Bau befindliche Anlagen). Zum 15. 07. 2016 umfasst (F. O. LICHT, 2016b) etwa 1.750 Produktionsanlagen für Bioethanol, 900 für Biodiesel (FAME) und 24 für Biodiesel (HVO), jeweils in oder außer Betrieb sowie in Bau befindliche Anlagen. Auf den folgenden Seiten wird die Datenbasis für Bioethanol, Biodiesel (FAME) und Biomethan aus dem Jahr 2013 kurz dargestellt. Die aktuellen Kapazitäten zur Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen, wie beispielsweise Ethanol aus Lignozellulose, finden sich im Anschluss.

<sup>19</sup> Quellen dieser Internetrecherche waren u. a.: eed.infoatlas.ee; worldbioplants.com; www.abcsk.sk; www.agri.ee; www.agricultura.gov.br; www.argentinarenovables.org; www.biodieselmagazine.com; www.dede.go.th; www.ebio.org; www.edb.sk; www.ethanolproducer.com; www.ethanolrfa.org; www.fas.usda.gov; www.greenfuels.org; www.reuters.com; www.worldbioplants.com sowie herstellereigene Veröffentlichungen.

### 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. Auch hinsichtlich der durchschnittlich installierten Leistung je neuer Anlage zur Produktion von Bioethanol war die USA bis 2011 auf überdurchschnittlichem Niveau, bei über 150.000 t/a ab dem Jahr 2000 bzw. deutlich über 200.000 t/a ab dem Jahr 2008. Die weltweit wenigen Neuanlagen seit 2010 haben nahezu vollständig eine Produktionskapazität von  $\leq 100.000$  t/a. Der aktuelle Anlagenstatus (produzierend, insolvent etc.) ist für die etwa 2.250 Produktionsanlagen für Bioethanol schwer nachvollziehbar.

Die weltweite Produktionskapazität für Bioethanol betrug im Jahr 2013 über 100 Mio. t/a, dem steht eine produzierte Menge von 78 Mio. t (entspricht 98 Mio. m<sup>3</sup>) in 2015 (F. O. LICHT, 2016a) gegenüber. Die Entwicklung der installierten Produktionskapazität bis 2013 ist in Abbildung 3-16 dargestellt, wobei für etwa 100 Anlagen keine Kapazität in die Auswertung eingegangen ist (unbekannt).

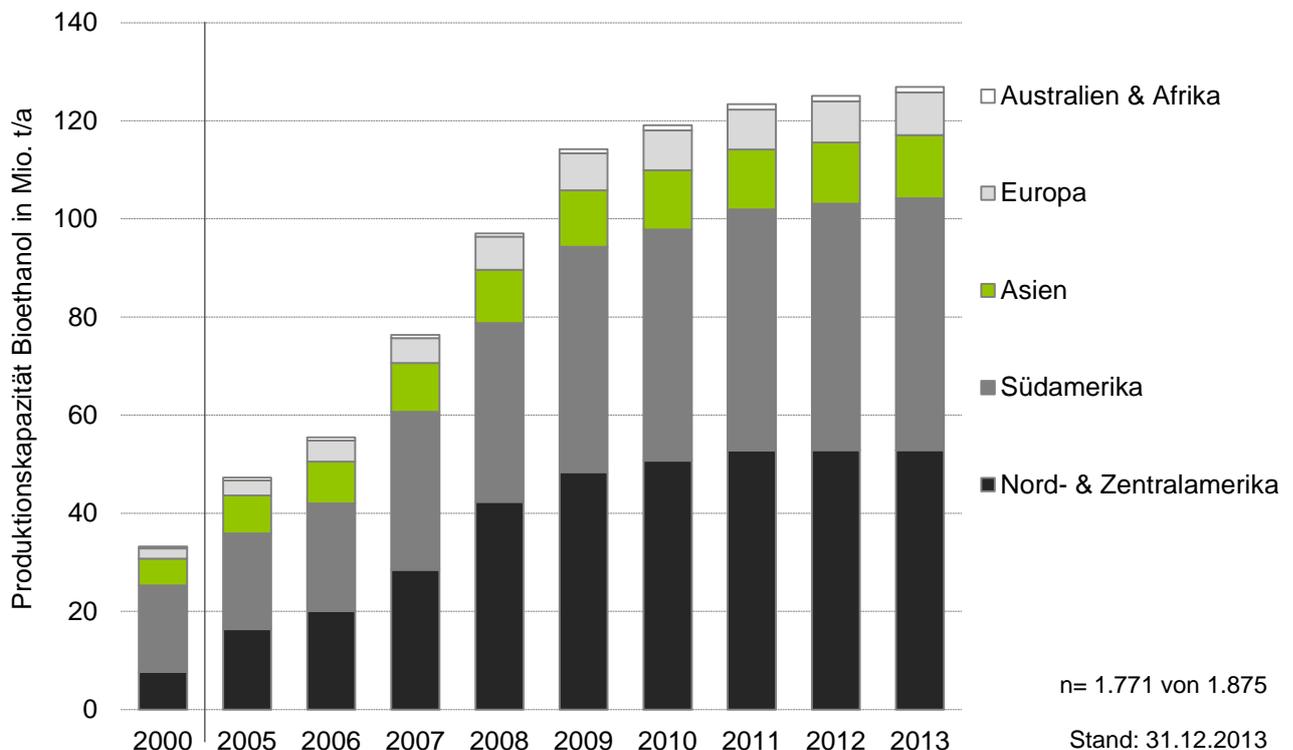


Abbildung 3-16 Entwicklung Bioethanol Produktionskapazität weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F. O. LICHT, 2013), © DBFZ)

### 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 1.200 Anlagen verfügten in 2013 über eine in Betrieb befindliche Kapazität von etwa 60 Mio. t/a sowie eine Kapazität außer Betrieb bzw. mit unbekanntem Status von etwa 12 Mio. t/a. Bei einer Produktion von 22 Mio. t in 2015 (F. O. LICHT, 2016a) werden somit vorhandene Produktionskapazitäten in großem Umfang nicht genutzt.

In Abbildung 3-17 ist die Entwicklung der weltweiten Produktionskapazität (Status in Betrieb, außer Betrieb und unbekannt) zusammenfassend dargestellt.

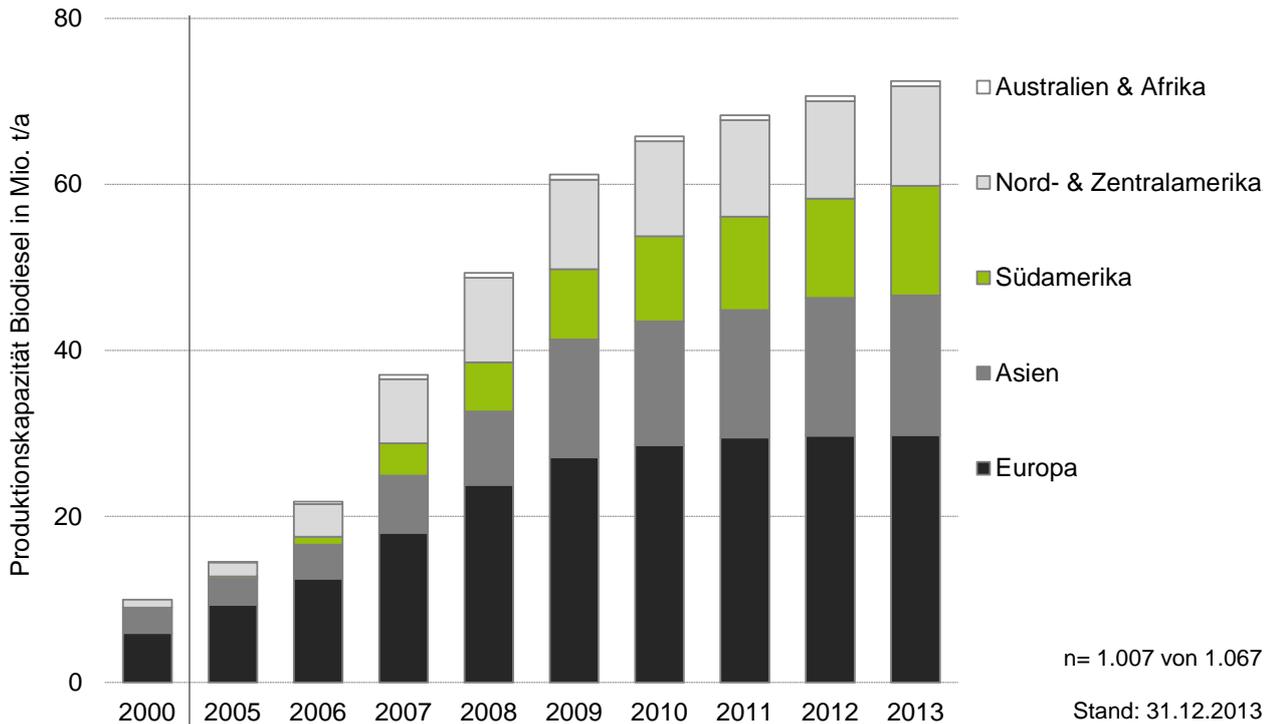


Abbildung 3-17 Entwicklung der globalen Produktionskapazität für Biodiesel (FAME) bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F. O. LICHT, 2013), © DBFZ)

### Produktionskapazität Biomethan

Die Produktionskapazitäten für Biomethan werden im Jahr 2013 ausschließlich der biochemischen Konversion zugeordnet. In den USA werden große Mengen über Deponiegas bereitgestellt, von denen wiederum der überwiegende Teil ins Erdgasnetz eingespeist wird, lediglich an zwei Anlagen wird das Produkt direkt als Kraftstoff genutzt. Das in Deutschland produzierte und aufbereitete Biogas wird nahezu vollständig über 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. (IEA, 2013)

Die weltweite (ohne Deutschland) Kapazität zur Biomethanproduktion im Jahr 2013 ist in Abbildung 3-18 zusammenfassend dargestellt. Die aktuellen Produktionskapazitäten für Biomethan in Deutschland sind in Kapitel 3.2.1 dargestellt.

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 1,34 % auf vergleichsweise sehr geringem Niveau. In den Haupterzeugerländern von Biogas/Biomethan (USA, Deutschland, Schweden und Schweiz) liegt der Anteil von Erdgasfahrzeugen deutlich unter 1 %. (NGVA, 2012)

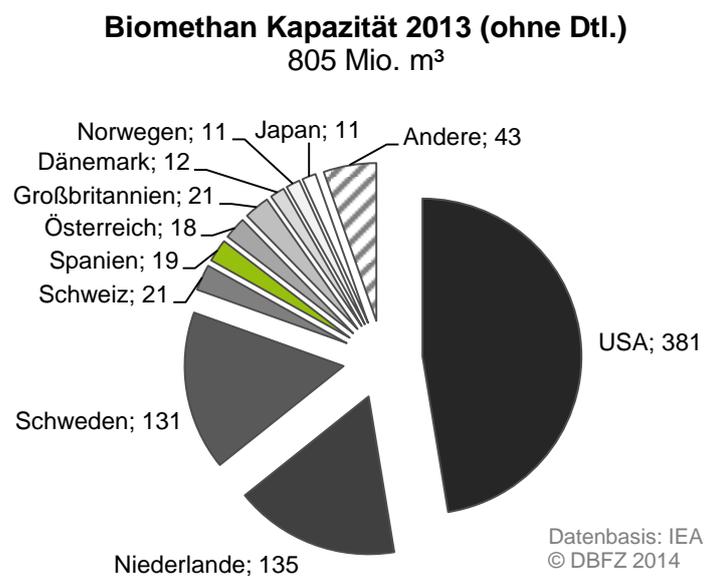


Abbildung 3-18 Produktionskapazität Biomethan weltweit (ohne Deutschland) im Jahr 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (IEA, 2013), © DBFZ)

### Produktionskapazität HVO

Die Produktionskapazitäten für Biodiesel (HVO) wurden zunächst v. a. durch die Firma NesteOil installiert. In den vergangenen Jahren entstanden auch zunehmend Anlagen weiterer Marktteilnehmer. Die aktuell in Betrieb befindliche Kapazität liegt bei etwa 4,3 Mio. t/a und ist in Abbildung 3-19 dargestellt. Vor dem Hintergrund einer weltweiten HVO-Produktion von 3,8 Mio. t im Jahr 2015 (F. O. LICHT, 2016a) sind diese Anlagen sehr gut ausgelastet.

**Produktionskapazität HVO 2016**  
4,3 Mio. Tonnen in Betrieb

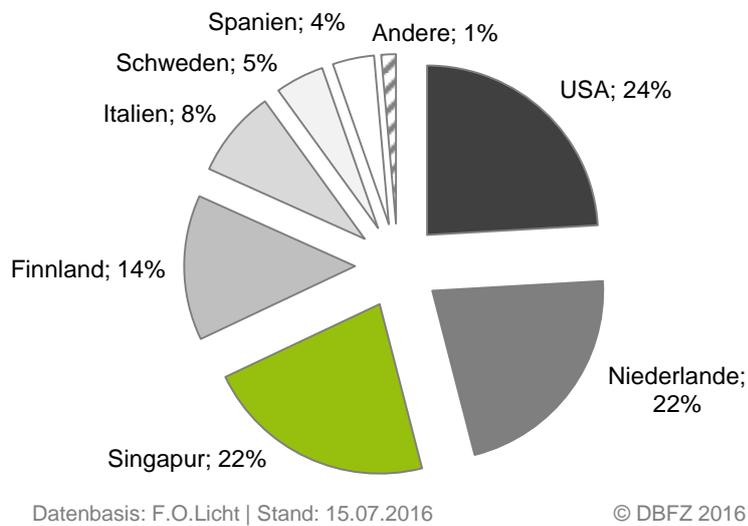


Abbildung 3-19 Produktionskapazität von Anlagen zur Produktion von HVO 2016 (geänderte Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016b), © DBFZ)

Fortschrittliche Biokraftstoffe

Derzeit umfassen die installierten internationalen Produktionskapazitäten für *Cellulose Ethanol* etwa 19 PJ, von denen etwa 14 PJ in Betrieb sind (entspricht etwa 650 Mio. Litern). Zahlreiche weitere Anlagen befinden sich in Planung, allein in Europa etwa 20 Standorte mit einer Gesamtkapazität von etwa 19 PJ Ethanol, was etwa 890 Mio. Litern entspricht. Weltweit sind etwa 100 Anlagen in Planung mit einer Gesamtkapazität von > 95 PJ (Auswertung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016b)).

Wesentliche internationale Treiber bei der Entwicklung und Markteinführung von fortschrittlichen Biokraftstoffen sind neben der Europäischen Union vor allem die USA, China und Brasilien (Abbildung 3-20). Die US-Regierung bzw. die *US Environmental Protection Agency* (EPA) hat im Rahmen des *Renewable Fuel Standard (RFS) program* ambitionierte Ziele auch für die kommenden Jahre festgelegt. Der beabsichtigte Anteil erneuerbarer Kraftstoffe soll im Jahr 2017 demnach in den USA 10,44 % erreichen, wovon 2,22 % (F. O. LICHT, 2016a) auf fortschrittliche Biokraftstoffe entfallen.

Die Technologie zur Produktion von *BTL-Kraftstoffen* ist trotz umfangreicher Forschung und Fortschritten noch immer im Pilot-/ Demonstrationsstadium. Zudem weisen verschiedene Untersuchungen auf grundsätzliche Probleme in der Wettbewerbsfähigkeit von BTL-Kraftstoffen gegenüber konventionellen Kraftstoffoptionen hin (z. B. THRÄN U. A., 2015). Zwar werden weiterhin einige Vorhaben weltweit verfolgt, allerdings ist zeitnah nicht mit nennenswerten Mengen zu rechnen. In den USA haben entsprechende politische Rahmenbedingungen dazu geführt, dass zahlreiche Anlagen in Planung sind. BTL wird hier jedoch nicht näher betrachtet.

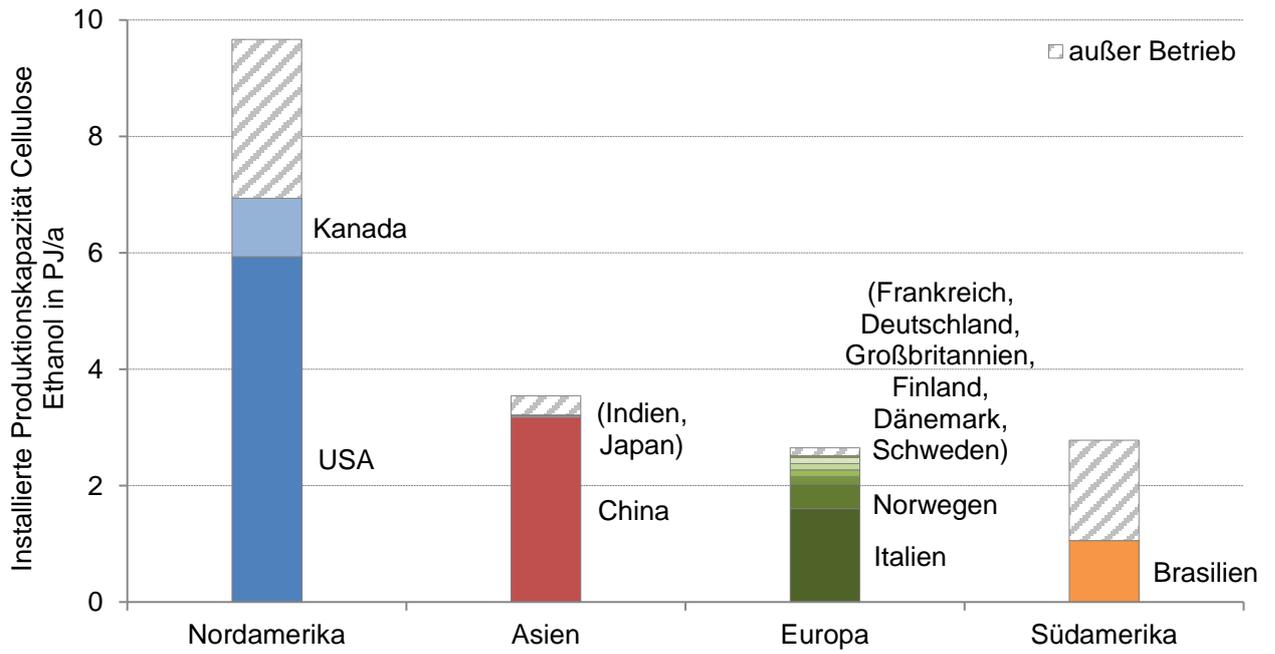


Abbildung 3-20 Produktionskapazitäten für Bioethanol aus Cellulose und Lignozellulose weltweit 2016 (Auswertung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016b))



## 4 Distribution von Biokraftstoffen

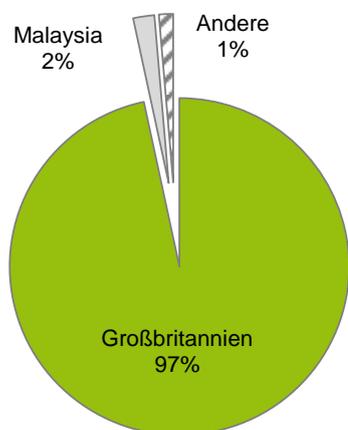
### 4.1 Biokraftstoffhandel

#### 4.1.1 Biokraftstoffhandel Deutschland

Von den in Deutschland produzierten oder genutzten Biokraftstoffen wurden und werden signifikante Mengen international gehandelt. In der Gesamtbilanz ergibt sich dabei für 2015 ein Netto-Export von Biodiesel (FAME) in Höhe von 0,9 Mio. t sowie ein Netto-Import von Bioethanol in Höhe von 0,76 Mio. m<sup>3</sup> (entspricht 0,60 Mio. t). (F. O. LICHT, 2016a) Die in Deutschland im Jahr 2014 genutzte Biodieselmenge (HVO) in Höhe von etwa 0,4 Mio. t (BLE, 2015b) 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.

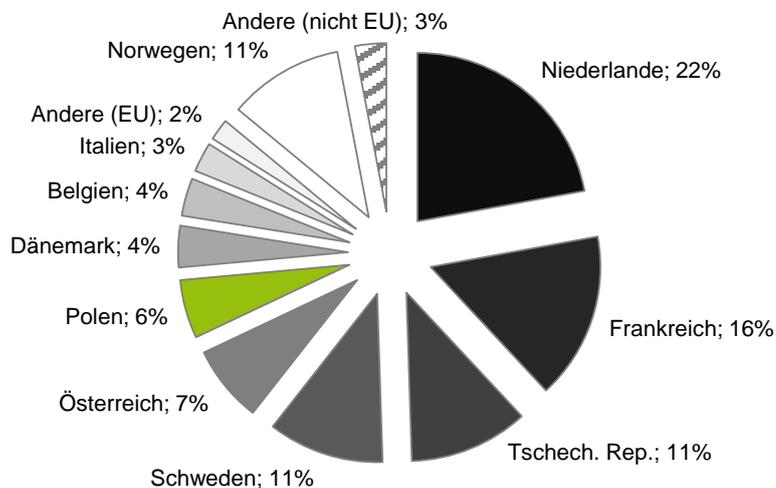
In den Jahren 2009 und 2010 lag der Import von *Biodiesel (FAME)* noch etwa 100 Tsd. t / a über dem Export von Biodiesel. In 2012 wurden bereits 467 Tsd. t Biodiesel mehr aus Deutschland exportiert als importiert. Wie Abbildung 4-1 zeigt, gehen die Biodiesel-Exporte zum überwiegenden Teil in das europäische Ausland. (F. O. LICHT, 2016a)

**Netto Importe Biodiesel (FAME) 2015**  
88 Tsd. t



Datenbasis: F.O.Licht © DBFZ 08/2016

**Netto Exporte Biodiesel (FAME) 2015**  
1 Mio. t



Datenbasis: F.O.Licht © DBFZ 08/2016

Abbildung 4-1 Netto Im- und Exporte von Biodiesel (FAME) nach / aus Deutschland 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

Mit dem steigenden Verbrauch von *Bioethanol* als Kraftstoff in Deutschland steigen auch dessen Importmengen. In 2015 entspricht das Defizit zwischen inländischer Produktion (740 Tsd. t (BDBE, 2016)) und Nutzung (1.145 Tsd. t (BAFA)) etwa 405 Tsd. t/ a, was 513 Tsd. m<sup>3</sup> entspricht und über Importe abgedeckt werden muss. Die in Abbildung 4-2 dargestellte Verteilung nach Herkunfts- bzw. Zielländern und der resultierende Netto-Import von 0,76 Mio. m<sup>3</sup> (F. O. LICHT, 2016a) entspricht den Handelsmengen von Bioethanol inklusive technischem Industrie- und Trinkalkohol.

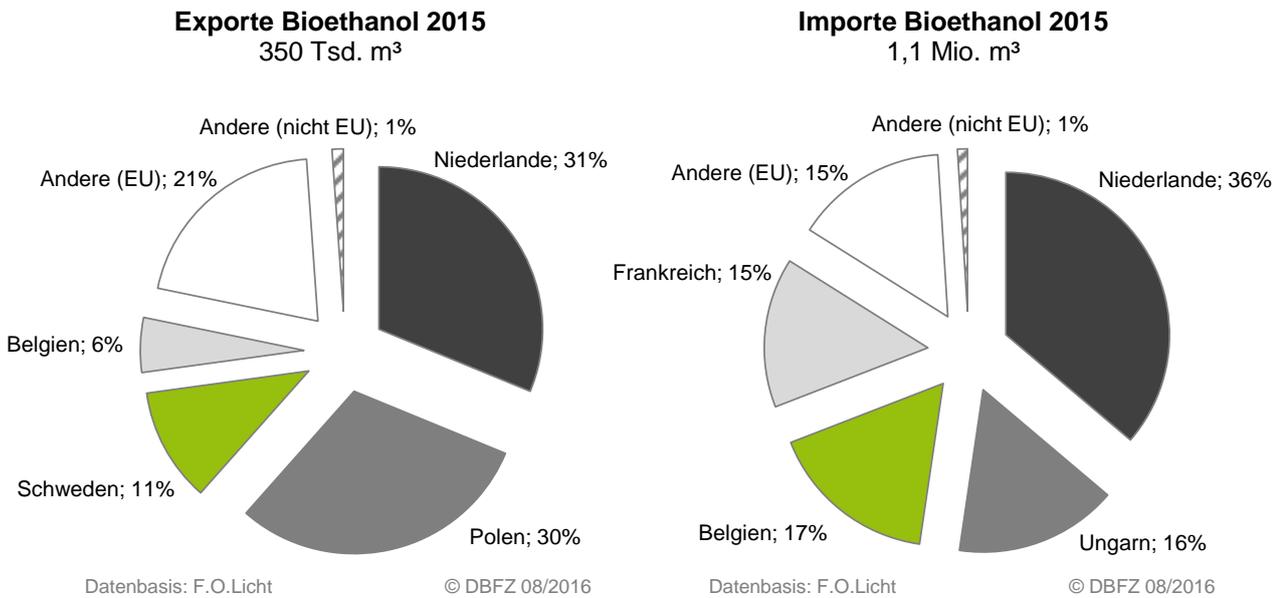


Abbildung 4-2 Im- und Exporte von Bioethanol (beinhaltet auch Industrie- und Trinkalkohol) nach / aus Deutschland 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

#### 4.1.2 Biokraftstoffhandel EU

In die Europäische Union wurden bis 2013 große Mengen Biokraftstoffe importiert (> 1 Mio. t/ a Biodiesel, > 1 Mio. m<sup>3</sup> Bioethanol) und gleichzeitig bedeutend kleinere Mengen exportiert. Die Netto-Importmengen sind seit 2014 auf insgesamt weniger als 0,65 Mio. t im Jahr 2015 stark zurückgegangen (Bioethanol und FAME). Herkunft und Ziel der EU-Im- und Exporte des Jahres 2015 sind in Abbildung 4-3 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. (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2013) Infolge dessen haben die Importmengen in 2013 sehr stark abgenommen. Im Jahr 2015 wurden etwa 75 % der inzwischen vergleichsweise geringen Gesamtmenge aus Malaysia importiert, wie auch Abbildung 4-4 zeigt. (F. O. LICHT, 2016a)

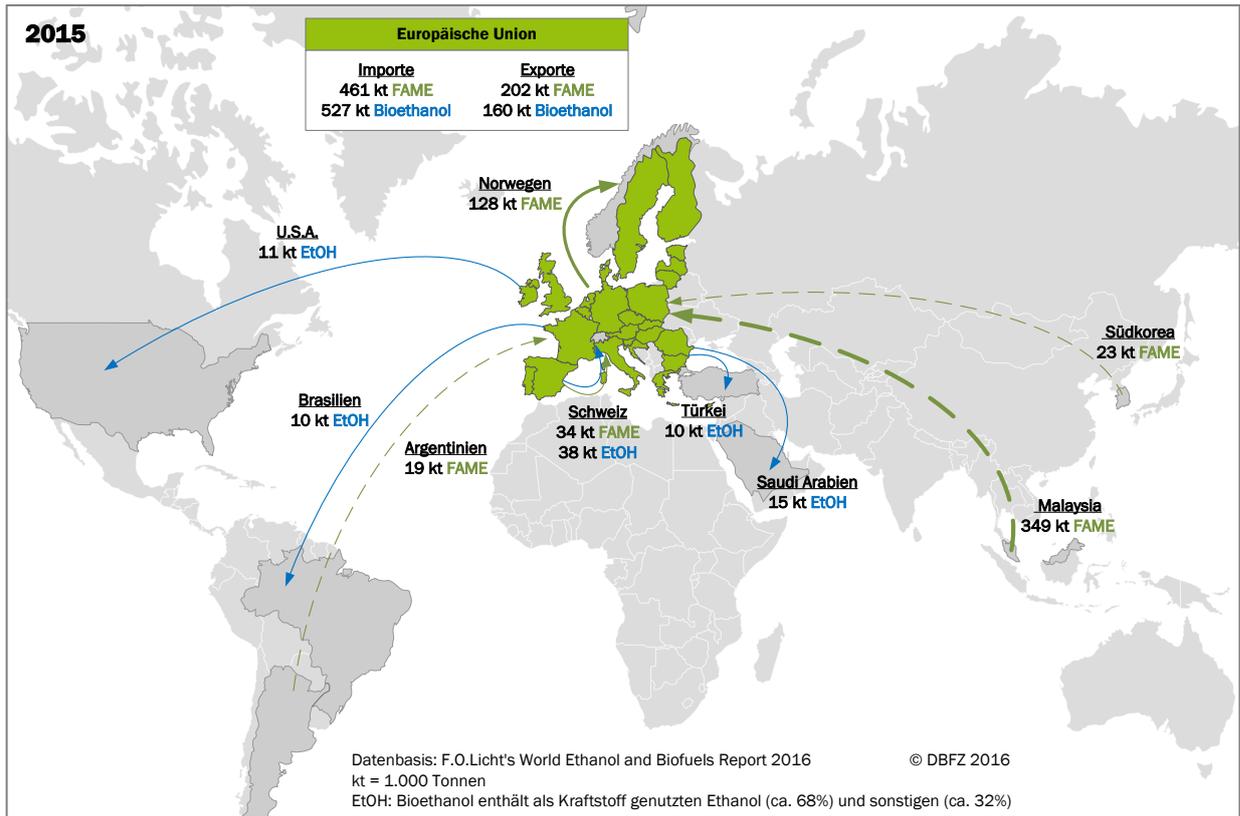


Abbildung 4-3 Biokraftstoffaußenhandel der Europäischen Union 2015 (eigene Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a))

Die Exportmenge von Biodiesel (FAME) der Europäischen Union nimmt tendenziell zu. Sie lag 2015 bei insgesamt etwa 202.000 t (2012: etwa 80.000 t). Diese Exporte gingen überwiegend nach Norwegen (64 %) und in die Schweiz (17 %), im Übrigen auch ins außereuropäische Ausland. (F. O. LICHT, 2016a)

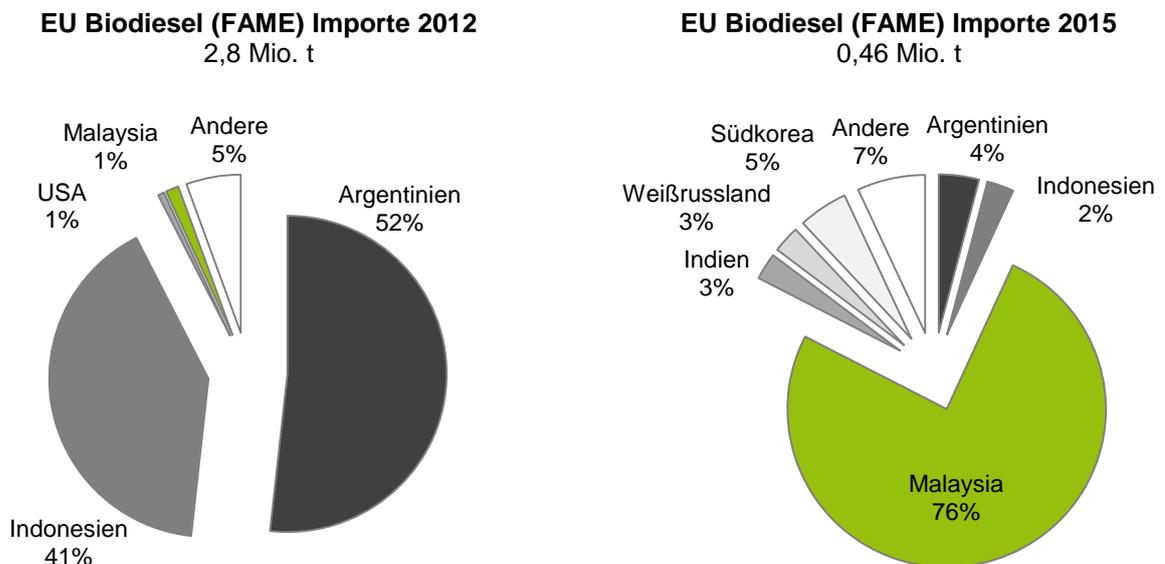
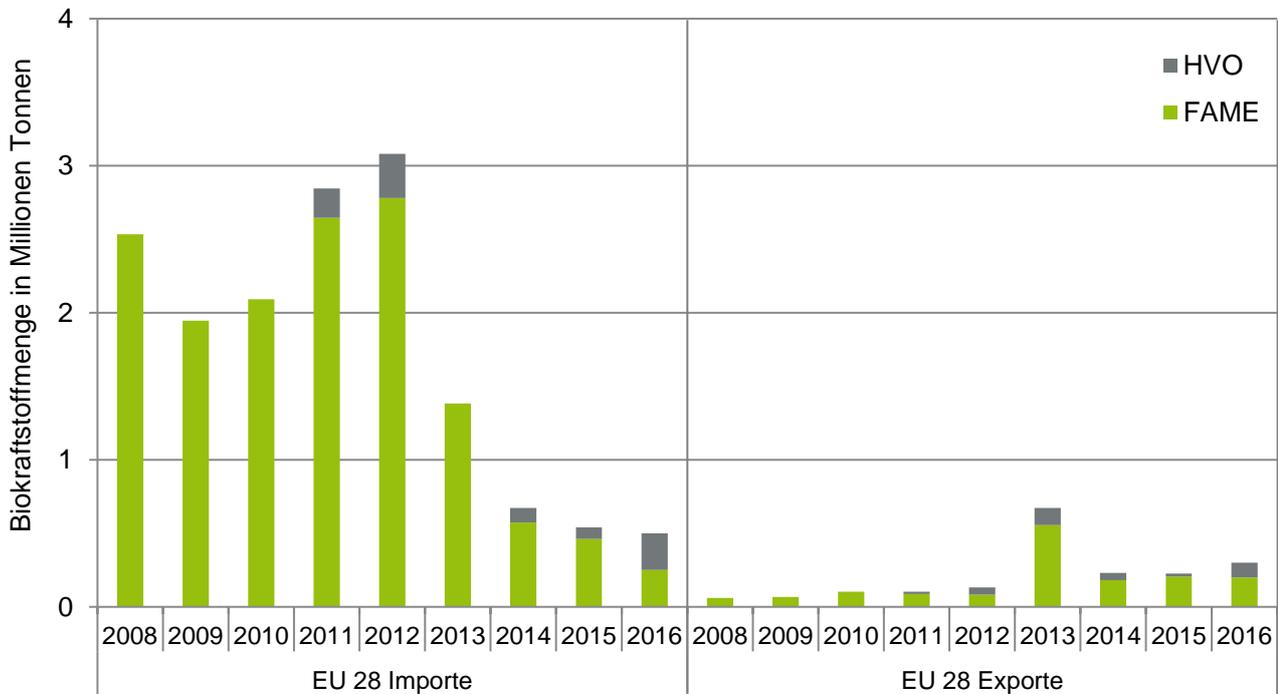


Abbildung 4-4 EU-Importe von Biodiesel 2012 und 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

Beim Außenhandel spielt neben FAME aufgrund steigender europäischer und internationaler Produktionsmengen auch HVO eine zunehmend wichtige Rolle. Vor dem Hintergrund der historischen Entwicklung bewegen sich die Netto-Importe von Biodiesel (FAME und HVO) der vergangenen Jahre auch in Summe auf vergleichsweise niedrigem Niveau, wie auch Abbildung 4-5 zeigt.



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

© DBFZ 04/2016

Abbildung 4-5 Biokraftstoffaußenhandel der Europäischen Union 2008 bis 2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

In 2012 wurden ca. 570.000 m<sup>3</sup> *Bioethanol* in die EU importiert und 202.000 m<sup>3</sup> exportiert (inklusive Industrie- und Trinkalkohol). Ein wesentlicher Anteil an der Importmenge entfiel bis 2010 auf das Herkunftsland Brasilien. In 2011 hat die Importmenge aus den USA stark zugenommen. Inzwischen (2015) spielen beide Herkunftsländer nur noch eine untergeordnete Rolle. Neben Brasilien (ca. 8 %) kommen inzwischen auch signifikante Anteile aus anderen Ländern Süd- und Zentralamerikas wie Peru und Bolivien (Abbildung 4-6).

Im Vergleich zur Importmenge von 2,2 Mio. m<sup>3</sup> Bioethanol im Jahr 2008 hat selbige bis 2015 um etwa 74 % abgenommen. Zeitgleich hat der Export um 46 % ebenfalls abgenommen und der resultierende Netto-Import um 80 %. In diesen Handelsmengen sind neben Bioethanol zur Kraftstoffnutzung auch technischer Alkohol und z. T. Trinkalkohol enthalten. In 2007 wurden weniger als 50 % des in der EU produzierten sowie importierten Bioethanols als Kraftstoff genutzt, im Jahr 2015 lag dieser Anteil bei etwa 68 %. (F. O. LICHT, 2016a)

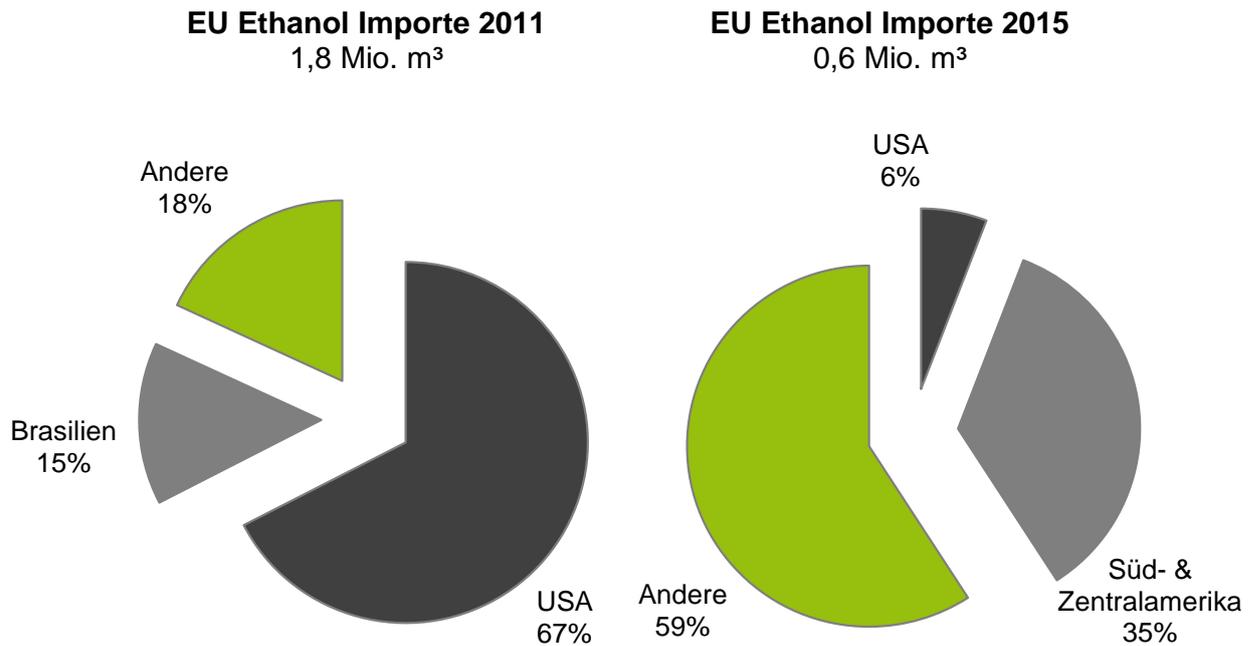


Abbildung 4-6 EU-Importe von Bioethanol (zur Nutzung als Kraftstoff und sonstige Nutzungen) 2011 und 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

#### 4.1.3 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 für Exporte von Bioethanol. Kanada ist mit 1,2 Mio. m<sup>3</sup> ein wichtiger Netto-Importeur auf dem Weltmarkt. Die Bedeutung der EU als Netto-Importeur hat in den vergangenen Jahren abgenommen und bewegt sich mit 370 Tsd. m<sup>3</sup> (extra-trade) auf vergleichsweise niedrigem Niveau (Abbildung 4-7 auf nachfolgender Seite). Im asiatischen Bereich ist Japan bedeutendster Importeur mit mehr als 1 Mio. m<sup>3</sup>/a und Pakistan bedeutendster Exporteur mit etwa 0,5 Mio. m<sup>3</sup>/a. (F. O. LICHT, 2016a)

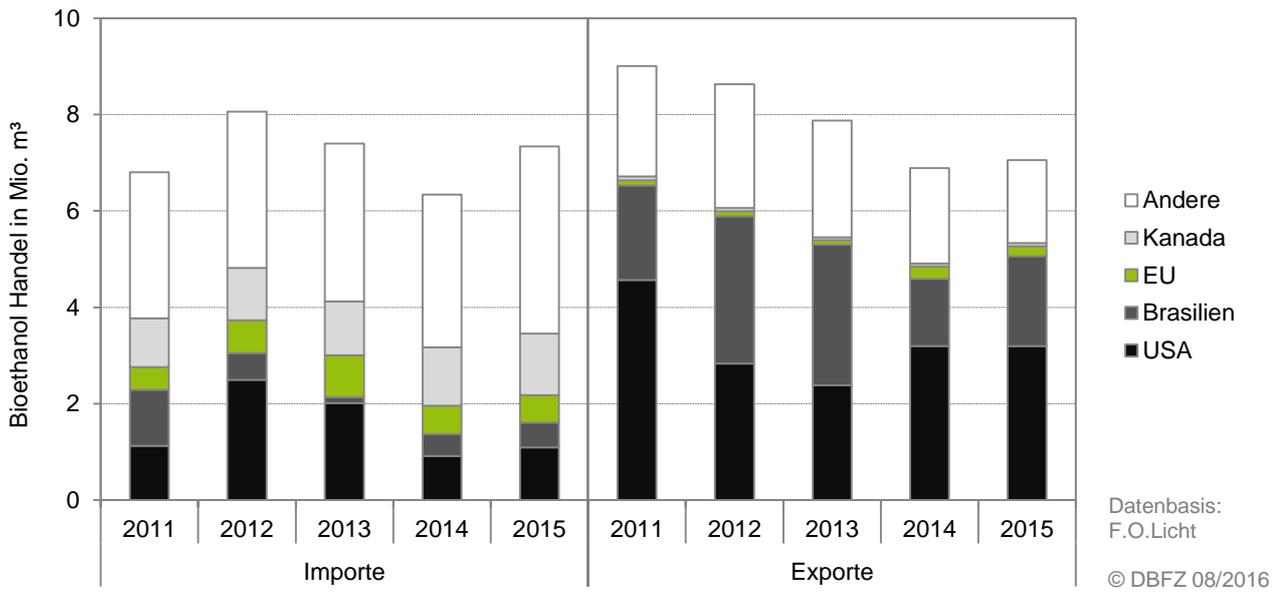


Abbildung 4-7 Entwicklung der Im- und Exporte von Bioethanol (inklusive Industrie- und Trinkalkohol) weltweit 2011 bis 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

Der internationale Handel von *Biodiesel* (FAME und HVO) war in den Jahren 2009 und 2010 rückläufig auf ein Gesamtvolumen von etwa 2,5 Mio. t/ a, ist anschließend wieder gestiegen auf etwa 5 Mio. t/ a in den Jahren 2013 und 2014 und ist anschließend wieder rückläufig auf etwa 3,3 Mio. t/ a in den Jahren 2015 bzw. 2016. Bedeutendster Netto-Importeur sind die USA, die Anteile der Europäischen Union sind seit 2013 stark rückläufig. Wesentliche Herkunftsländer für Biodieselexporte sind Argentinien und Staaten in Südostasien (v. a. Indonesien, Malaysia und Singapur). Die Entwicklung der weltweiten Im- und Exporte von Biodiesel seit 2008 sind in Abbildung 4-8 dargestellt. (F. O. LICHT, 2016a)

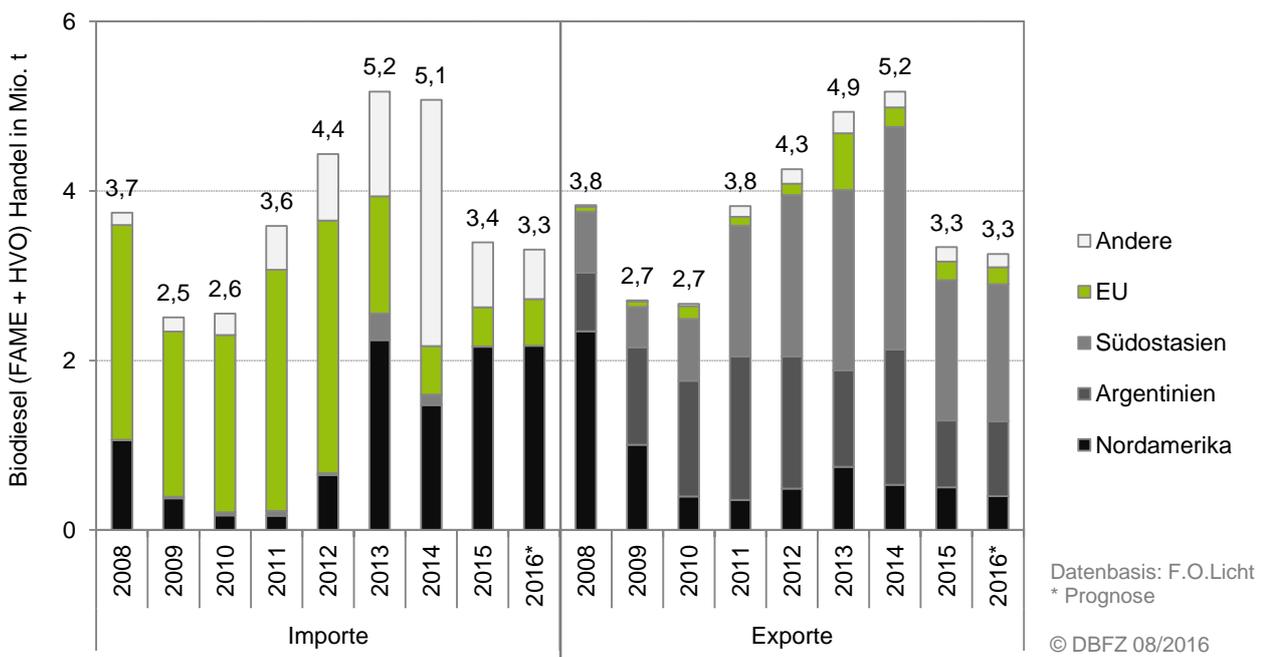
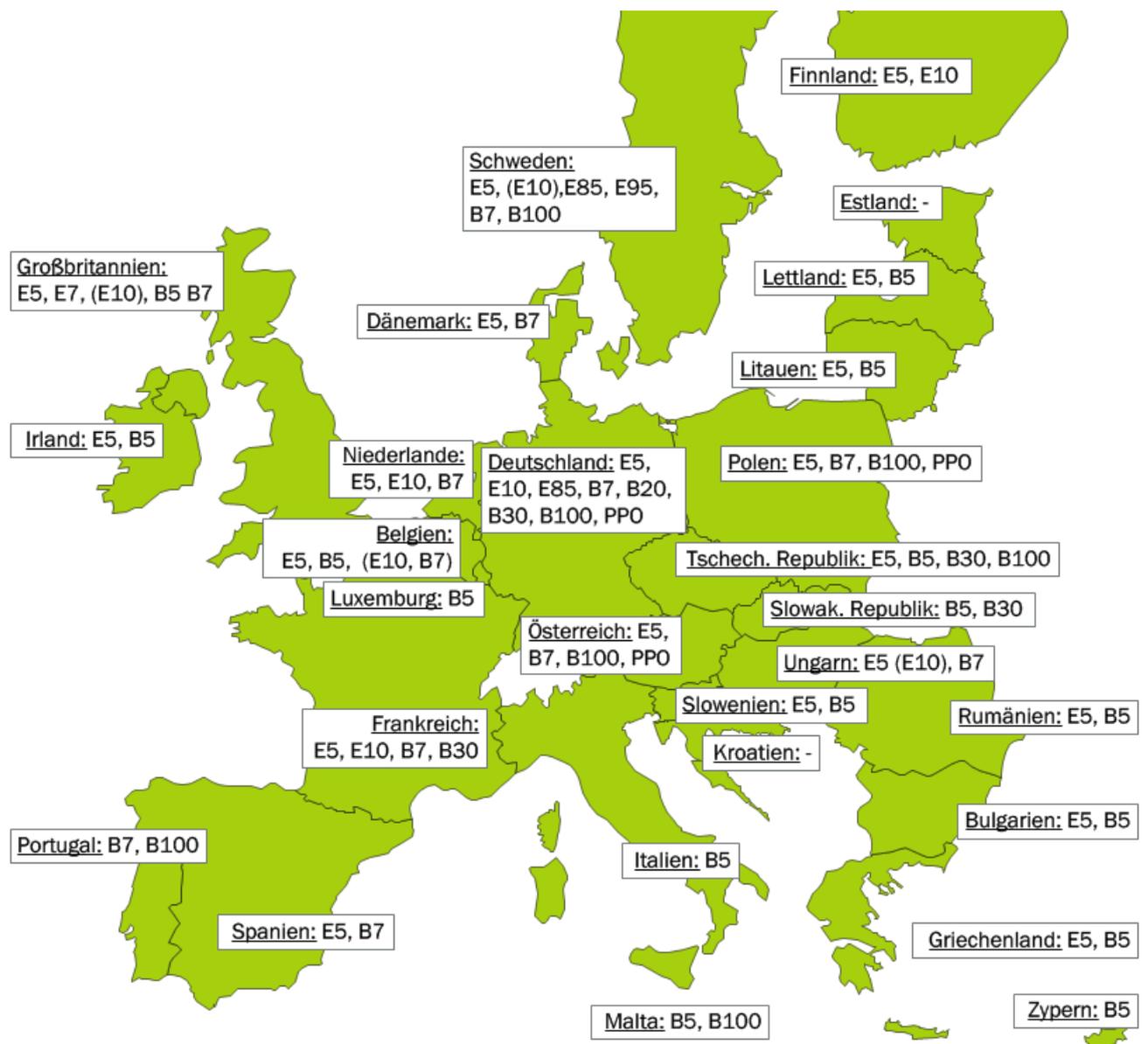


Abbildung 4-8 Entwicklung der Im- und Exporte von Biodiesel weltweit 2008 bis 2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

## 4.2 Beimischung und Reinkraftstoffe

### 4.2.1 Beimischungsgrenzen Europa

Um die europäischen Ziele für erneuerbare Energien im Verkehrssektor zu erreichen, werden v. a. Biokraftstoffe den fossilen Benzin- und Dieselmotoren beigemischt. In der Regel liegen die Grenzen für die Beimischung von Biodiesel (FAME) zu fossilem Diesel sowie Bioethanol zu Ottokraftstoff / Benzin bei 5 % (volumetrisch). In einigen Mitgliedstaaten werden auch bereits höhere Beimischungen bzw. reine Biokraftstoffe genutzt und sind in entsprechenden Normen definiert. Einen Überblick zum aktuellen Stand der Beimischungsgrenzen von Biokraftstoffen in Kraftstoffen gibt Abbildung 4-9.



PPO = Pure Plant Oil (reines Pflanzenöl)

E = Ethanol, B = Biodiesel, Zahl = maximale Beimischung in Prozent volumetrisch, Stand: Juli 2016

Abbildung 4-9 Beimischungsgrenzen für Biokraftstoffe in der EU 2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (DIN EN 16709:2015-12; F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ 2016)

## 4.2.2 Nationale und europäische Kraftstoffstandards

Eine genormte Kraftstoffqualität ist die Voraussetzung für eine hohe Betriebssicherheit von Motoren sowie die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten und stellt zumeist die Bezugsbasis für den Handel mit Kraftstoffen dar. Außerdem erhöhen die Kraftstoffnormen die Rechtsicherheit, da in den Normen für die Überprüfung von Qualitätsparametern allgemein akzeptierte Prüfverfahren festgelegt sowie Daten zur Güte der Messverfahren dokumentiert sind. Kraftstoffnormen sind daher eine Grundvoraussetzung für die Markteinführung und Verbreitung von Biokraftstoffen.

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.

### 4.2.2.1 Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Selbstzündung – „Dieselmotoren“

- **DIN EN 590:** Dieselkraftstoff, Deutsche Fassung EN 590:2013 + AC:2014 Ausgabe 2014-04. Die Norm beschreibt einen Kraftstoff, der maximal 7 Volumenprozent Fettsäure-Methylester enthalten darf. Außerdem dürfen paraffinische Kohlenwasserstoffkomponenten enthalten sein, zum Beispiel in Form von hydriertem Pflanzenöl (HVO), aus GTL-Prozessen (Gas-to-Liquids) oder BTL-Prozessen (Biomass-to-Liquids) sowie aus Co-Raffination von erneuerbaren Energieträgern sofern das Mischprodukt die Anforderungen dieser Norm einhält (DIN EN 590:2014-04). In einem Feldversuch wurde beispielsweise „DieselR33“ getestet, ein Blend aus 67 Volumenprozent Dieselkraftstoff, 26 Volumenprozent HVO und 7 Volumenprozent Used-Cooking-Oil-Methylester. (GÖTZ U. A., 2016)
- **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) Biodiesel 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)
- **Norm-Entwurf DIN EN 16734:** Dieselkraftstoff mit einem Gehalt an Fettsäure-Methylester (FAME) von 10 %, Deutsche Fassung prEN 16734:2014 Ausgabe 2014-06. Der Norm-Entwurf 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 16734:2014-06)
- **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 insbesondere für entsprechend freigegebene Fahrzeuge in Fahrzeugparks (Flotten) geschaffen worden. (DIN EN 16709:2015-12)
- **Norm-Entwurf DIN EN 15940:** Paraffinischer Dieselkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren, Deutsche Fassung prEN 15940:2014 Ausgabe 2014-11. Der Norm-Entwurf 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 Dieselmotoren verwendet werden, sofern die Anforderungen der DIN EN 590 erfüllt werden. (DIN EN 15940:2014-11)

- DIN 51605: Rapsölkraftstoff, Ausgabe 2016-01 und DIN 51623: Pflanzenölkraftstoff, Ausgabe 2015-12. Die beiden Normen beschreiben einen Kraftstoff der in speziell hergestellten oder angepassten, pflanzenöлтаuglichen Fahrzeugen eingesetzt werden darf. Die Normen unterscheiden sich in der zugelassenen Rohstoffbasis für die Kraftstoffbereitstellung: Erlaubt die DIN 51623 alle ölhaltigen Pflanzenteile, so bezieht sich die DIN 51605 ausschließlich auf Rapssaat. (DIN 51605:2016-01; DIN 51623:2015-12)

#### 4.2.2.2 Flüssige Kraftstoffe für Motoren mit Fremdzündung – „Ottomotoren“

- DIN EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe, Deutsche Fassung EN 228:2012 Ausgabe 2014-10. 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 228:2014-10)
- 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)
- Norm-Entwurf DIN EN 15293: Ethanol(E85)-Kraftstoff für Fahrzeuge, deutsche und englische Fassung prEN 15293:2016 Ausgabe 2016-03. Die Norm definiert die Mindestanforderungen an einen Ottokraftstoff mit Ethanol als Hauptkomponente in einem Anteil von nominell 85 Volumenprozenten sowie für weitere Ottokraftstoffe, entsprechend jahreszeitlicher Anforderungen, mit mehr als 50 Volumenprozent Ethanol. (DIN EN 15293:2016-03)

#### 4.2.2.3 Flüssige Flugturbinenkraftstoffe

- ASTM D 7566: Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons Ausgabe 2016. Die Qualität von Flugturbinenkraftstoff (Jet A-1 Kerosin) mit einem Anteil synthetischer Kohlenwasserstoffe ist in der ASTM Norm D 7566 beschreiben, eine ISO- oder EN-Norm existiert nicht. (ASTM D7566-16)

#### 4.2.2.4 Gasförmige Kraftstoffe

- Norm-Entwurf 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 prEN 16723-2:2014 Ausgabe 2014-06. 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 16723-2:2014-06)
- ISO 14687-2: Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2: Protonenaustauschmembran (PEM) – Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge Ausgabe 2012-12. Die Norm regelt die Qualität von Wasserstoff als Energieträger für Brennstoffzellen-Anwendungen in Fahrzeugen. (ISO 14687-2:2012-12)

Eine einheitliche und unverwechselbare Kennzeichnung von Kraftstoffen in Deutschland ist in der 10. BImSchV (Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen) (10. BImSchV, 2014) geregelt. Auch auf europäischer Ebene wird mit dem Norm-Entwurf DIN EN 16942:2016-04 (DIN EN 16942:2016-04) eine einheitliche Kennzeichnung für handelsübliche flüssige und gasförmige Kraftstoffe angestrebt.

### 4.2.3 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. Zum einen dienen diese Eigenschaften 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, und einer sicheren qualitätserhaltenden Möglichkeit der Lagerung und des 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 mehrfachen Ringsystem mit konjugierten Doppelbindungen. Aromaten entstehen vor allem bei der Raffination des Kraftstoffes. Positiv wirken sich Aromaten auf die Klopfestigkeit des Kraftstoffs aus. Ein hoher Anteil an Aromaten im Kraftstoff soll die Abgasemission von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK) fördern.

**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 Unterstützung der Schmierung und Klopfestigkeit von Ottomotoren verwendet. Spuren von Blei können sich im Brennraum und in der Abgasnachbehandlung ablagern und beschleunigen entsprechend den Motorverschleiß. Außerdem gilt die Emission von Blei als Zellgift, das die Sauerstoffaufnahme des Blutes vermindert.

**Cetanzahl:** Die Cetanzahl ist ein Maß für die Zündwilligkeit von Kraftstoffen in Selbstzündungsmotoren. Die Messung der Cetanzahl erfolgt in einem genormten Einzylinder-Prüfmotor (CFR- oder BASF-Prüfmotor). Für die Ermittlung der Zündwilligkeit von Kraftstoffen mit biogenen Komponenten ist die Messung der Cetanzahl nur bedingt geeignet. Eine alternative Messung des Zündverzugs bzw. die Bestimmung der abgeleiteten Cetanzahl (ACZ) in einer Verbrennungskammer mit konstantem Volumen ist alternativ 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 Dieselmotoren 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 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. Mit zunehmendem Kohlenstoffgehalt, also zunehmender Kettenlänge, und steigender Anzahl Doppelbindungen nimmt die Dichte zu. Der Handel mit Kraftstoff wird zumeist volumenbezogen abgewickelt. Anhand der Dichte lassen sich Kraftstoffe voneinander unterscheiden und zum Teil 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, an Einspritzdüsen und Ventilen führen, die Funktionalität von Katalysatoren beeinflussen sowie als Aschebildner Rußpartikelfilter verstopfen.

**Ethanolgehalt:** Ethanol ist in der europäischen Norm EN 228 (DIN EN 228:2014-10) auf 5 bzw. 10 Volumenprozent begrenzt und soll vor allem den Anteil an erneuerbaren Ersatzkraftstoffen im Verkehrssektor regulieren. Ein zu hoher Ethanolanteil kann sich vor allem bei älteren Fahrzeugen auf die Materialbeständigkeit der kraftstoffführenden Teile im Tank- und Einspritzsystem auswirken. Zusätzlich erhöhen der hohe Anteil an Sauerstoff im Ethanol und der damit verbundene reduzierte Heizwert den Kraftstoffverbrauch. Weiterhin beeinflusst Ethanol das Kaltstartverhalten und die Abgasemissionen eines Ottomotors.

**Fettsäure-Methylestergehalt:** Fettsäure-Methylester kann fossilem Dieselmotorkraftstoff in normkonformen Volumenanteilen von maximal 7, 10, 20 oder 30 % beigemischt werden. Die Überwachung der maximalen Blendanteile ist erforderlich, da ansonsten Materialunverträglichkeiten, Kaltstartprobleme oder Änderungen im Emissionsverhalten auftreten können. Außerdem können durch die späte Kraftstoffeinspritzung zum Zweck der Regeneration des Rußpartikelfilters, sich 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 sich in einem geschlossenen Gefäß Dämpfe entwickeln, die zu einem durch Fremdzündung entflammaren Dampf-Luft-Gemisch führen. Der Flammpunkt hat vor allem Bedeutung bei der Einstufung von Flüssigkeiten entsprechend ihrer Entzündlichkeit nach Gefahrstoffrecht. Entsprechend der Entzündlichkeit müssen Sicherheitsvorkehrungen für Lagerung und Transport getroffen werden. Bereits geringfügige Mischungen verschiedener Kraftstoffe, zum Beispiel beim Transport, haben Abweichungen vom charakteristischen Flammpunkt des Reinkraftstoffs zur Folge.

**Gesamtverschmutzung:** Die Gesamtverschmutzung ist der Massenanteil ungelöster Fremdstoffe (Partikel) im Kraftstoff. Hohe Fremdstoffgehalte führen zu Verstopfung der Kraftstofffilter, beeinträchtigen die Funktion von Injektoren und verursachen möglicherweise Abrasion am Einspritzsystem sowie Ablagerungen im Verbrennungsraum.

**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 zu Ablagerungen im Einspritzsystem und im Brennraum führen.

**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. 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 bei der motorischen Verbrennung. 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)mangantricarbonyl (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 Volumenprozenten eingegrenzt. (DIN EN 228:2014-10) 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 in der Raffination unwirtschaftlich ist.

**Methanzahl:** Die Methanzahl ist mit der Oktanzahl von Benzin vergleichbar und beschreibt die Klopfbarkeit gasförmiger Kraftstoffe. Die Methanzahl ist der Volumenanteil von Methan eines Methan-Wasserstoffgemisches 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 Klopfbarkeit von Kraftstoffen in einem Fremdzündungsmotor damit keine ungewollte Selbstzündung stattfindet. Die Messung der Oktanzahl erfolgt in einem genormten Einzylinder-Prüfmotor (CFR- oder BASF-Prüfmotor). Bei Kraftstoffen mit geringer Oktanzahl können unkontrollierte Verbrennungen auftreten, die im ungünstigsten Fall zu Motorschäden führen können. Kraftstoffe mit erhöhter Klopfbarkeit (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 Klopfbarkeit eines Kraftstoffes. Vor allem bei niedrigen und mittleren Motordrehzahlen weisen Olefine positive Eigenschaften auf und werden daher bei Normal- und Superbenzinkraftstoff vornehmlich eingesetzt. Ein reduzierter Anteil an Olefine im Benzin-Kraftstoff kann zu einem reduziertem Ausstoß an Stickoxidemissionen bei gleichzeitigem Anstieg von Kohlenwasserstoffen führen. (HITZLER & BARGENDE, 2000)

**Oxidationsstabilität:** Bei der Lagerung von Kraftstoffen können Oxidations- und Polymerisationsvorgänge einsetzen, die zur Bildung unlöslicher Verbindungen führen und dadurch Filterverstopfung hervorrufen können. Außerdem können zwischen dem gealterten Kraftstoff und dem Motorenöl Wechselwirkungen auftreten, wenn unverbrannter Kraftstoff in das Motorenöl eingetragen wird. Die Oxidationsstabilität ist ein Kennwert, der den Alterungszustand und gleichzeitig die Lagerfähigkeit des Kraftstoffs beschreibt. Die Prüfmethode zur Bestimmung der Oxidationsstabilität von Dieselmotorkraftstoff 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, kann im Brennraum, an Ventilen und Injektoren zu Ablagerungen führen und möglicherweise eine Änderung des Emissionsverhaltens 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. Gleichzeitig wird der Mindestluftbedarf für die vollständige Verbrennung von sauerstoffhaltigen Kraftstoffen reduziert und der im Kraftstoff gebundene Sauerstoff gleichzeitig in fetten, sauerstoffarmen Verbrennungszonen zur Verfügung gestellt. Sauerstoffhaltiger Kraftstoff wirkt sich in der Regel günstig auf die Partikelemissionen aus.

**Säurezahl:** Die Säurezahl ist ein Maß für den Gehalt an freien Fettsäuren im Pflanzenöl und in Fettsäure-Methylester 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 Öles. 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  $\text{SO}_2$  umgesetzt. Der verbleibende Schwefel wird an Partikel angelagert. Im Oxidationskatalysator steigt in Abhängigkeit von Katalysatortyp und Katalysatortemperatur der Anteil des Schwefels, der zu  $\text{SO}_3$  umgesetzt wird. Aus  $\text{SO}_3$  und Wasserdampf bilden sich Schwefelsäuretröpfchen, die sich an Ruß anlagern und zur Erhöhung der Gesamtpartikelmasse führen. Schwefelverbindungen können sich an die katalytisch aktive Schicht des Katalysators anlagern und bewirken dadurch eine irreversible Verminderung der Umsetzrate. 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 zu 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  $\text{NO}_x$ -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.

### 4.3 Tankstellenstruktur Deutschland – Zuwachs und Rückgang

Die Anzahl der in Deutschland betriebenen Tankstellen ist in den letzten Jahren tendenziell rückläufig. Sie lag im Jahr 2015 bei 14.546, wovon 355 Autobahntankstellen sind. Die Gesamtanzahl der Tankstellen hat sich in den vergangenen 15 Jahren um etwa 2.000 reduziert, zeitgleich sind 25 Autobahntankstellen mehr installiert worden. (BFT, 2016) Der überwiegende Teil dieser Tankstellen bietet ausschließlich die gängigen fossilen Kraftstoffoptionen (zum Teil mit Beimischungen biogener Kraftstoffe) an, im Folgenden wird auf Tankinfrastruktur eingegangen, die den Vertrieb von biogenen Reinkraftstoffen sowie CNG und Wasserstoff ermöglichen.

#### Tankstellen für Biodiesel und Pflanzenöl

Die steuerpolitischen Rahmenbedingungen für biogene Reinkraftstoffe (Biodiesel und Pflanzenöl) bis 2006 förderten den Aufbau der Strukturen für die Produktion, Verteilung und Nutzung dieser 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.* 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. Ab 2008 sank die Menge von Biodiesel und Pflanzenöl als Kraftstoff schnell, aufgrund der sinkenden Steuerentlastung und zeitgleich stark steigenden Pflanzenölpreisen sowie sinkenden Mineralölpreisen (vgl. Kapitel 3.2.1).

Die Anzahl der Tankstellen, die Biodiesel als Reinkraftstoff (B100) anboten, wurde innerhalb von etwa 10 Jahren schrittweise aufgebaut und belief sich in den Jahren 2005 bis 2007 auf insgesamt ca. 1.900 Anlagen im öffentlichen Raum. Maßgeblich hierfür war nicht zuletzt der Umstand, dass an vielen Tankstellen seinerzeit durch Wegfall des verbleiten Superbenzins eine Säule nebst Platz für Kraftstofftanks frei wurde. Hinzu kamen zahlreiche Tankstellen in Betriebshöfen. Diese Zahl ist infolge des massiven Nachfragerückganges parallel und in sehr kurzer Zeit auf 250 in 2009 gesunken. (UFOP, 2009) Derzeit sind nahezu keine öffentlichen Biodieseltankstellen mehr in Betrieb.

Im Spitzenjahr 2007 wurde auch 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 eher dezentral an die Produzenten (z. B. landwirtschaftliche Betriebe, Ölmühlen).

In Tabelle 4-1 sind wesentliche Kennzahlen der Tankstelleninfrastruktur für biogene Reinkraftstoffe im Jahr 2007 (da in diesem Jahr die größte Menge an Bioreinkraftstoffen eingesetzt wurde) sowie CNG im Jahr 2014 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 sie sich in ihren Größenordnungen deutlich unterscheiden. Zudem stehen sie bei CNG einer immer noch vergleichsweise geringen Auslastung der Tankstellen gegenüber, was die spezifischen Distributionskosten für CNG zusätzlich erhöht.

Tabelle 4-1 Kennzahlen für Biokraftstoff- und CNG-Tankstellen

	Anzahl öffentlicher Tankstellen	Mittlere Investitionen <sup>a</sup> (Tsd. EUR)	Mittlere Abgabemenge pro Tag	
			in Deutschland	je Tankstelle
Biodiesel B100, 2007 <sup>b</sup>	1.900	ca. 25	5.192 t 192 TJ	2,7 t 101 GJ
Pflanzenöl, 2007 <sup>b</sup>	500 <sup>c</sup>	ca. 25 <sup>d</sup>	2.295 t 85 TJ	5,7 t 212 GJ
CNG, 2014	921	ca. 250	458 t 23 TJ	0,5 t 25 GJ

<sup>a</sup> hohe Streuung aufgrund von stark variierenden Standortbedingungen; <sup>b</sup> Jahr mit dem größten Reinbiokraftstoffverbrauch in Deutschland; <sup>c</sup> Schätzung, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, <sup>d</sup> Annahme: analog Biodiesel

Für die Produzenten und Inverkehrbringer haben sich die Reinkraftstoffe Biodiesel B100 und Pflanzenöl bis 2007 zu einer wesentlichen Komponente im Kraftstoffmarkt entwickelt. Etwa 1 Mio. t Biodiesel wurden beispielsweise in 2005 als Reinkraftstoff überwiegend im Speditionsgewerbe und dem öffentlichen Personennahverkehr genutzt. (UFOP, 2006)

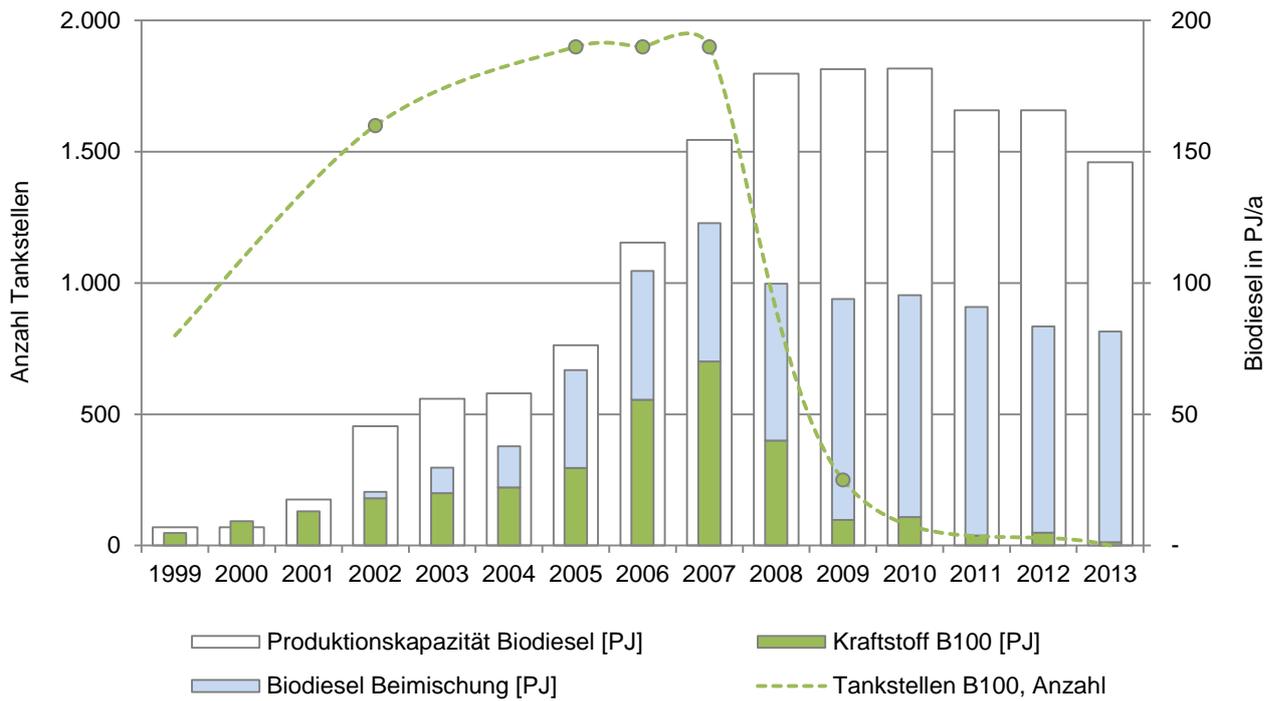
Im Zusammenhang mit den Reinkraftstoffen entwickelte sich eine parallele Produktions-, Handels- und Nutzungsstruktur, weitestgehend ohne die Einbindung der marktdominierenden Mineralölkonzerne.

Neben den ökonomischen Anreizen für die Verbraucher sowie die vergleichsweise geringen Investitionskosten für die Tankinfrastruktur gab es einen weiteren wesentlichen Faktor. Der Kreis potenzieller Akteure in diesem Markt wurde kaum durch limitierende Faktoren eingeschränkt: Die Technik für Herstellung und Vermarktung des Kraftstoffes war im Handling vergleichsweise einfach und zudem nicht zwingend an etablierte Strukturen gekoppelt.

Der Aufbau der öffentlichen Tankinfrastruktur für reinen *Biodiesel B100* erfolgte mit einigem zeitlichen Vorlauf (Abbildung 4-10). Im Jahr 1996 wurde verbleites Super-Benzin aus dem Verkauf genommen. Im Zuge dessen wurde an zahlreichen Tankstellen der freie Tankplatz in den Folgejahren mit Biodiesel besetzt. Die Initiative wurde begleitet durch entsprechende Öffentlichkeitsarbeit. (UFOP, 2015)

Neben der Nutzung v. a. im Transportgewerbe, wurde Biodiesel B100 auch in Pkw eingesetzt. Für einige Fahrzeuge gab es Herstellerfreigaben für den Einsatz von B100 als Kraftstoff. Vielfach wurde die Fahrzeugtechnik auch mittels entsprechenden Nachrüstsets angepasst. (ADAC, 2002)

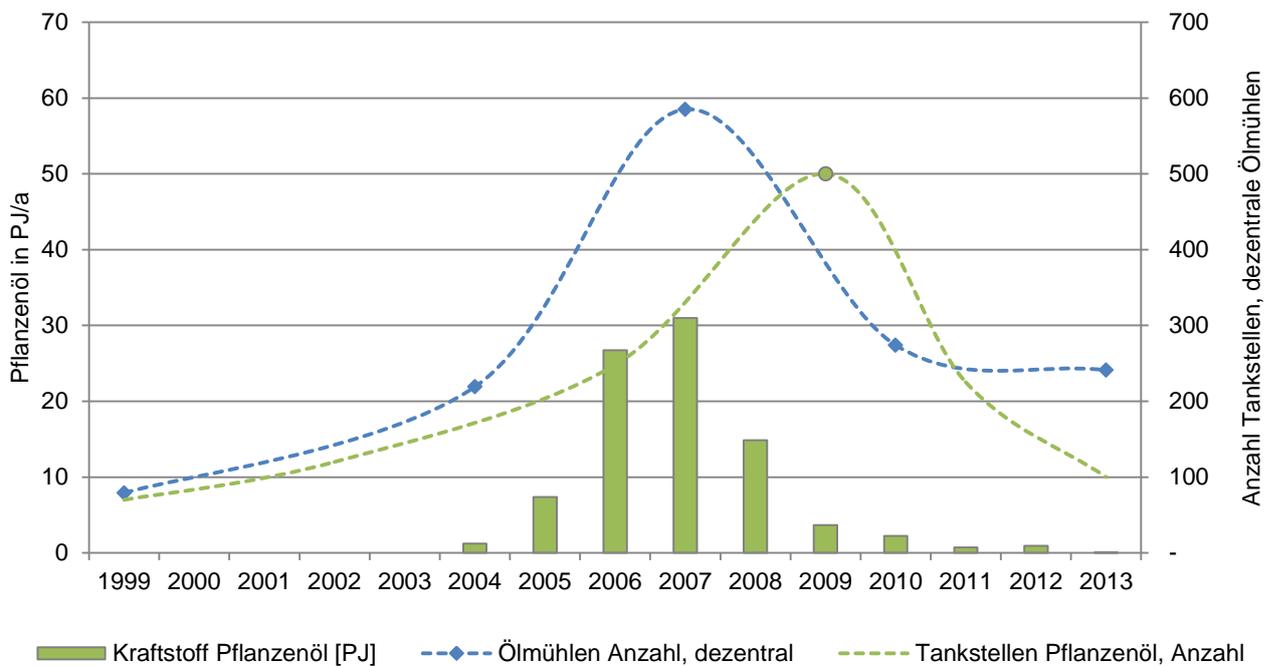
Reines *Pflanzenöl* als Kraftstoff wurde vorwiegend in Fahrzeugen von Logistik- und Agrarunternehmen genutzt. Daher gab es weniger öffentliche Tankstellen als bei reinem Biodiesel. Ein großer Teil des Pflanzenöls wurde direkt an die Unternehmen und auf deren Betriebshöfe geliefert, wo die entsprechende Tankinfrastruktur geschaffen wurde (Abbildung 4-11).



Datenbasis: Kraftstoffnutzung: BMU 2013, BAFA | Tankstellen: UFOP

© DBFZ 2015

Abbildung 4-10 Entwicklung von Biodiesel (B100) im Kraftstoffmarkt (eigene Darstellung auf Basis von (AGEE-STAT, 2013; BAFA; UFOP, 2009), © DBFZ)



Datenbasis: Kraftstoffnutzung: BMU 2013, BAFA | Ölmühlen: Haas, Remmele 2013

© DBFZ 2015

Abbildung 4-11 Entwicklung von Pflanzenöl im Kraftstoffmarkt (eigene Darstellung auf Basis von von (AGEE-STAT, 2013; BAFA; HAAS & REMMELE, 2013), © DBFZ)

### Tankstellen für (Bio-)CNG und Wasserstoff

Die Erfahrungen der Marktentwicklung für biogene Reinkraftstoffe und dem damit verbundenem Aufbau einer Tankinfrastruktur sind nur bedingt auf die Situation von beispielsweise CNG übertragbar. Gründe dafür sind:

- an vielen Tankstellen wurde seinerzeit durch Wegfall des verbleiten Superbenzins eine Säule nebst Platz für Kraftstofftanks 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 der Explosionsschutz war nicht notwendig und
- die Standortfrage war weniger komplex, da beispielsweise eine geeignete Anbindung an das Erdgasnetz oder eine vergleichbare Fragestellung nicht von Belang waren.

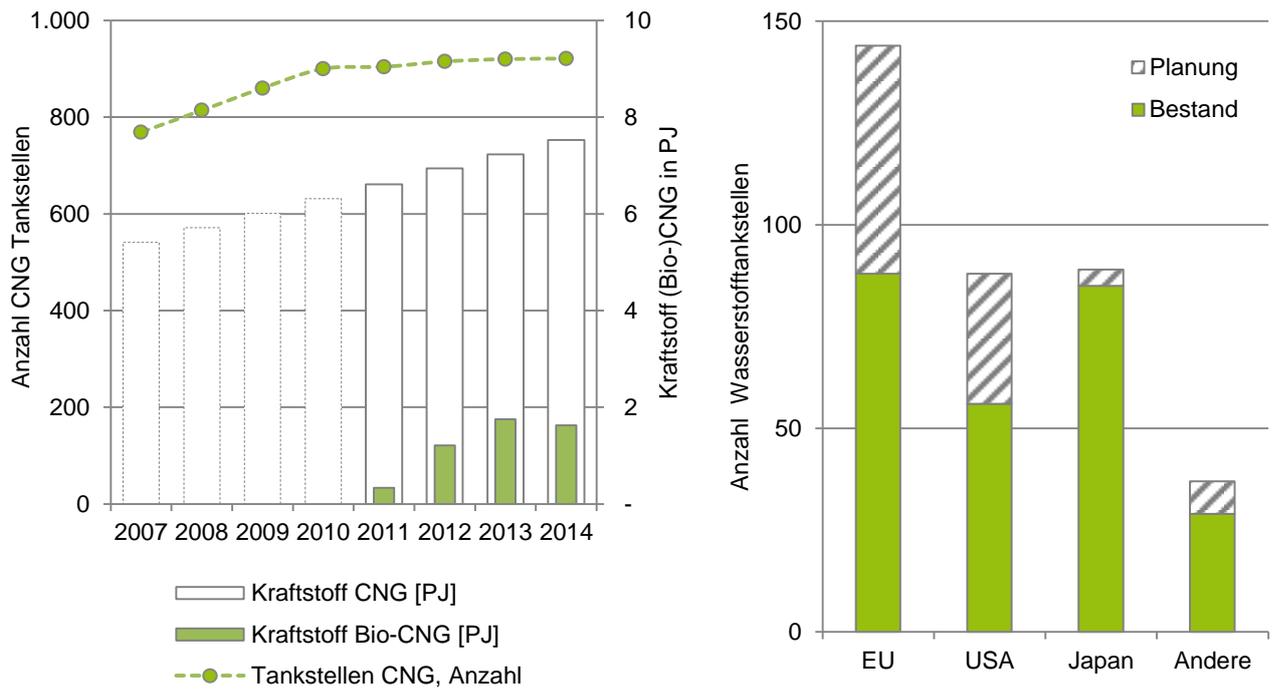
Der Marktzugang für potenzielle Akteure war aufgrund der genannten Punkte deutlich leichter, was einen schnellen Infrastrukturaufbau erheblich erleichterte. Für einen weiteren Ausbau der Tankinfrastruktur für CNG sollten daher:

- identifizierte Hemmnisse auch politisch adressiert werden,
- mittel- bis langfristig stabile Rahmenbedingungen geschaffen werden sowie
- für den Verbraucher deutliche ökonomische Vorteile der Nutzung von CNG gegenüber derzeitigen Kraftstoffen aufgezeigt werden.

In Deutschland waren im Jahr 2014 insgesamt 921 CNG-Tankstellen in Betrieb (dabei 591 mit 24 Std. Erreichbarkeit), davon 334 mit Biomethananteilen bzw. 168 mit 100 % Biomethan. (ERDGAS-MOBIL, 2014) Seit 2010 nahm die genutzte CNG-Menge kontinuierlich zu, hingegen stagniert die Tankstellenanzahl bei knapp über 900. Der Anteil Von Biomethan bzw. Bio-CNG im Kraftstoff ist hingegen seit 2010 gewachsen auf etwa über 20 % in den Jahren 2013 und 2014 (Abbildung 4-12).

Wasserstoff kann vor allem für die Nutzung von erneuerbarem Strom zukünftig eine Rolle spielen. Derzeit gibt es 32 Tankstellen, womit Deutschland innerhalb der Europäischen Union deutlich die Führungsposition einnimmt. Weitere internationale Keimzellen für die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff sind Japan und die USA mit 85 bzw. 56 installierten Wasserstofftankstellen (Abbildung 4-12). (LBST & TÜV SÜD, 2016)

Perspektivisch ist auch mit dem Aufbau einer LNG-Tankinfrastruktur zu rechnen, die sich allerdings auf die Sektoren Schifffahrt und Schwerlast-Straßenverkehr konzentrieren wird.



Datenbasis: BLE 2013, 2014, dena, DESTATIS

© DBFZ 2016

Datenbasis: H2Stations.org

© DBFZ, 07/2016

Abbildung 4-12 Entwicklung von CNG im deutschen Tankstellenbestand und Kraftstoffmarkt (links) und von Wasserstoff-tankstellen (international, rechts) (eigene Darstellung auf Basis von (BLE, 2014, 2015b; DESTATIS, 2013, 2014, 2015, 2016; LBST & TÜV SÜD, 2016; PETERS U. A., 2015))



## 5 Nutzung von Biokraftstoffen

### 5.1 Biokraftstoffnutzung im Verkehrssektor

#### 5.1.1 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 bis zum Jahr 2014 auf deutlich unter 1 % (energetisch, entspricht 10 Tsd. t) zurückgegangen. (BAFA) Demgegenüber nimmt HVO / HEFA inzwischen einen signifikanten Anteil von 8 % (energetisch in 2011, entspricht 250 Tsd. t) bis 17 % (energetisch in 2013, entspricht 467 Tsd. t) ein. (BLE, 2014, 2015b) 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 gestiegen. Die Exporte von etwa 1,4 Mio. t Biodiesel (FAME) sind im Jahr 2015 nahezu ausschließlich in das europäische Ausland gegangen. (F. O. LICHT, 2016a)

Der Biokraftstoffmarkt für *Benzinsubstitute* hat sich in Deutschland vergleichsweise kontinuierlich entwickelt. Nach einem stetigen Wachstum der beigemischten Ethanolmenge (inklusive Ethyltertbutyl-ether) liegt diese seit 2011 bei einem Anteil von 25 % bezogen auf die insgesamt genutzte Biokraftstoffmenge (nach Energiegehalt), was etwa 1,2 Mio. Tonnen (BAFA; BLE, 2015b) entspricht. Die Produktionskapazitäten in Höhe von etwa 740 Tsd. t wurden in Deutschland 2015 voll ausgelastet, der verbleibende Bedarf wird importiert. Biomethan<sup>20</sup> konnte sich auf vergleichsweise niedrigem Niveau am Markt etablieren. Die als Kraftstoff genutzte Biomethanmenge lag 2014 bei etwa 1,6 PJ (unterer Heizwert, 2011: 0,3 PJ, 2013: 1,8 PJ (BLE, 2015b)), was etwa 20 % des im Verkehr genutzten CNG-Kraftstoffs entspricht. Die insgesamt produzierte und in das Erdgasnetz eingespeiste Biomethanmenge ist mit etwa 23 PJ bzw. 638 Mio. Nm<sup>3</sup> / a (BNETZA, 2014) deutlich größer und wird überwiegend als Brennstoff im Strom- und Wärmemarkt eingesetzt.

---

<sup>20</sup> 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.

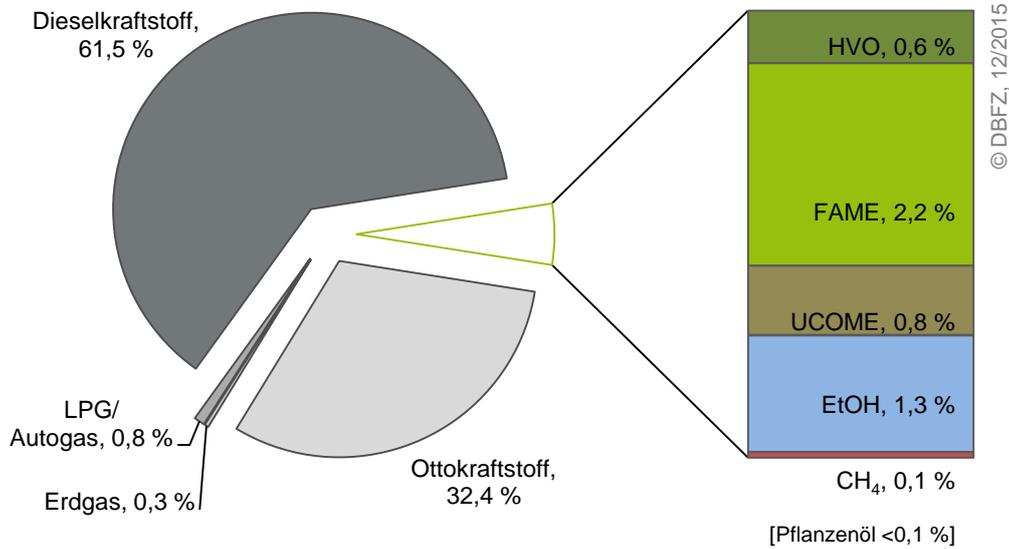
In nachfolgender Tabelle 5-1 sind die derzeit in Deutschland produzierten und genutzten Biokraftstoffmengen gegenübergestellt.

Tabelle 5-1 Biokraftstoffproduktion und Nutzung in Deutschland 2012 bis 2014, jährlich in 1.000 t (kt) und PJ (bezogen auf den unteren Heizwert) (DBFZ auf Basis von (BDBE, 2016; BLE, 2015b; BNetzA, 2014; OVID, 2016; VDB, 2015))

	Einheit	Jahr	Biodiesel FAME	HVO	Pflanzenöl	Bioethanol	Biomethan
Produktion	kt / a	2012	2.480	–	5.200	613	
		2013	2.610	–	–	672	
		2014	3.000	–	5.100	727	
	PJ	2012	92	–	192	17	15
		2013	97	–	–	18	19
		2014	111	–	189	20	23
Nutzung als Kraftstoff	kt / a	2012	2.245	392	10	1.258	
		2013	1.847	467	10	1.209	
		2014	2.047	333	4	1.200	
	PJ	2012	83	17	1	33	1
		2013	68	21	< 1	32	2
		2014	76	15	< 1	31	2

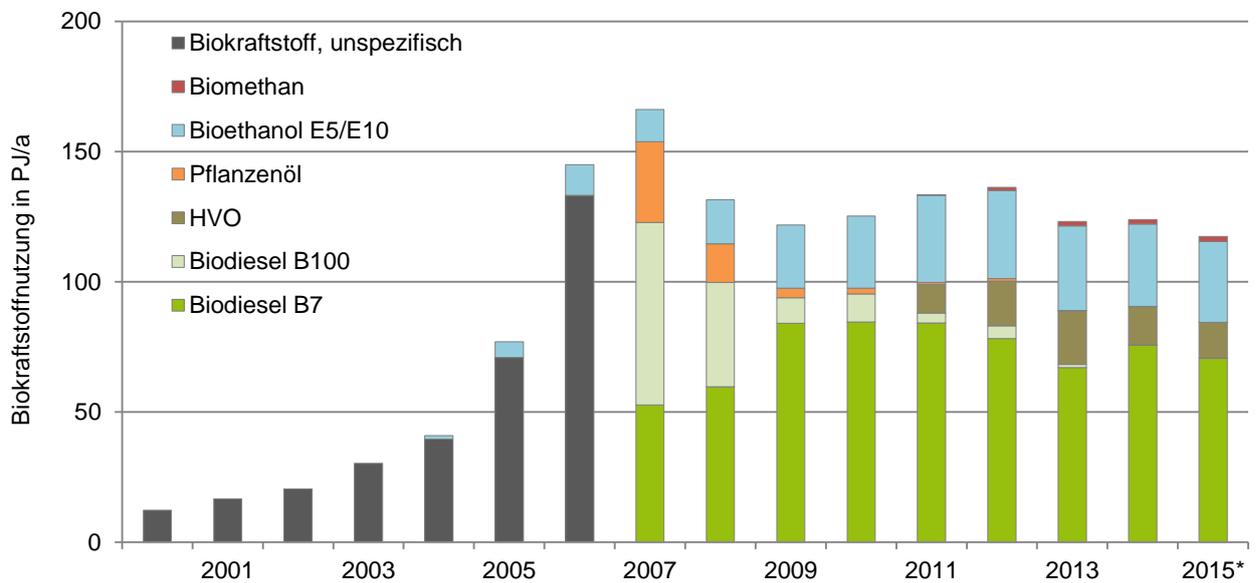
Die nachfolgenden Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2 zeigen die gesamte Kraftstoffnutzung im Verkehr 2014 (ausgenommen Schiffs- und Flugverkehr) sowie die historische Entwicklung der Biokraftstoffnutzung in Deutschland seit 2000.

**Kraftstoff im Verkehr 2014: 2.400 PJ    davon Biokraftstoffe: 125 PJ (5,2 %)**



Datenquellen: BAFA, BLE 2015, DESTATIS 2016, DVFG 2015

Abbildung 5-1 Kraftstoffnutzung in Deutschland 2014 (eigene Darstellung auf Basis von (BAFA; BLE, 2015b; DESTATIS, 2016; DVFG, 2015), © DBFZ)



Datenbasis: 2000-2006: BMVI 2014, BMF 2007, 2007-2014: BAFA, BLE, \*2015: vorläufige Schätzung DBFZ

© DBFZ 06/2016

Abbildung 5-2 Biokraftstoffnutzung in Deutschland 2000 bis 2015 (DBFZ auf Basis von (BAFA; BLE, 2014, 2015b; BMF, 2007; RADKE, 2014), © DBFZ)

### Biokraftstoffnutzung in Europa

Die in der Europäischen Union genutzte Biokraftstoffmenge hat sich in den vergangenen Jahren nicht signifikant verändert, sie bewegt sich seit 2010 zwischen 500 und 600 PJ/a. 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 % (2015 / 2016) gestiegen (Abbildung 5-3), der verbleibende FAME-Anteil wird inzwischen zu etwa 40 % (2015) aus Abfall- und Reststoffen produziert. (F. O. LICHT, 2016a)

Gemessen am Gesamtenergiebedarf von etwa 15 EJ (2015) im Verkehrssektor der Europäischen Union (Kapitel 5.1.2), werden derzeit etwa 3,7 % durch Biokraftstoffe abgedeckt. Bezogen auf den Straßen- und Schienenverkehr sind es etwa 4,4 %.

Die globale Biokraftstoffnutzung entspricht etwa der globalen Biokraftstoffproduktion von 3,14 EJ in 2014 und 2015 (Kapitel 3.2.3). Aufgrund schwankender Lagerbestände kann es zu leichten Verschiebungen zwischen den Kalenderjahren kommen.

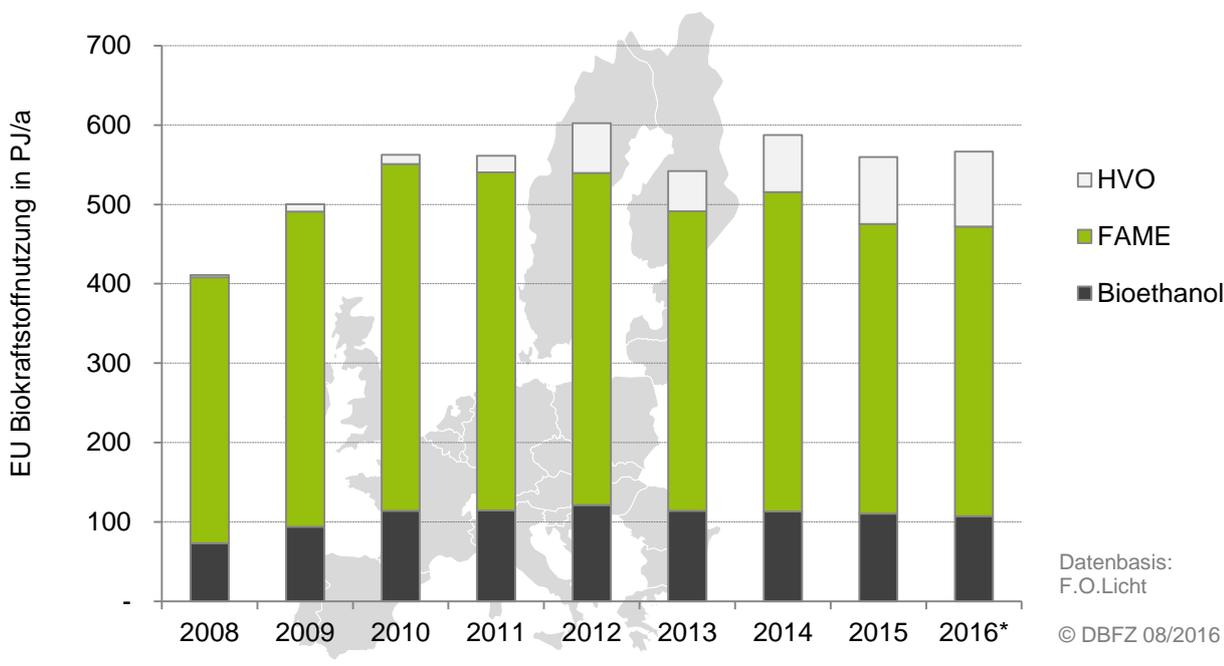


Abbildung 5-3 Biokraftstoffnutzung in der Europäischen Union 2008 bis 2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

## 5.1.2 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 5-4. (IEA, 2015)

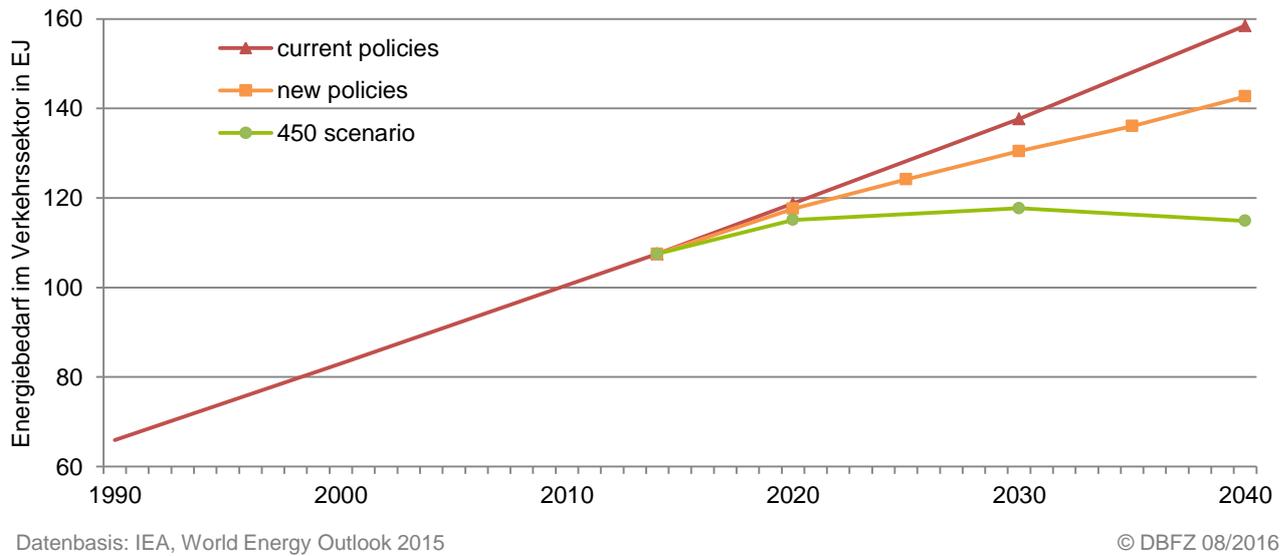


Abbildung 5-4 Weltweiter Energiebedarf im Verkehrssektor, historische Entwicklung seit 1990 und perspektivisch bis 2040 (eigene Darstellung auf Basis von (IEA, 2015), © DBFZ)

### Energiebedarf in der Europäischen Union

Der Energiebedarf im Verkehrssektor der EU ist bis 2006 auf etwa 77 EJ (EUROSTAT) 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 (EUROPEAN UNION, 2014) für 2050 ausgewiesene Gesamtbedarf noch reduziert sowie der Anteil von 8 % Biokraftstoffen (Abbildung 5-5), auch mit Blick auf weitere Optionen regenerativer Energien im Verkehrssektor, noch ausgeweitet wird, hängt maßgeblich von den Maßnahmen zur Zielerreichung für 2050 ab (Kapitel 1.2.10: 80 bis 95 % THG-Reduktion in allen Sektoren gegenüber 1990).

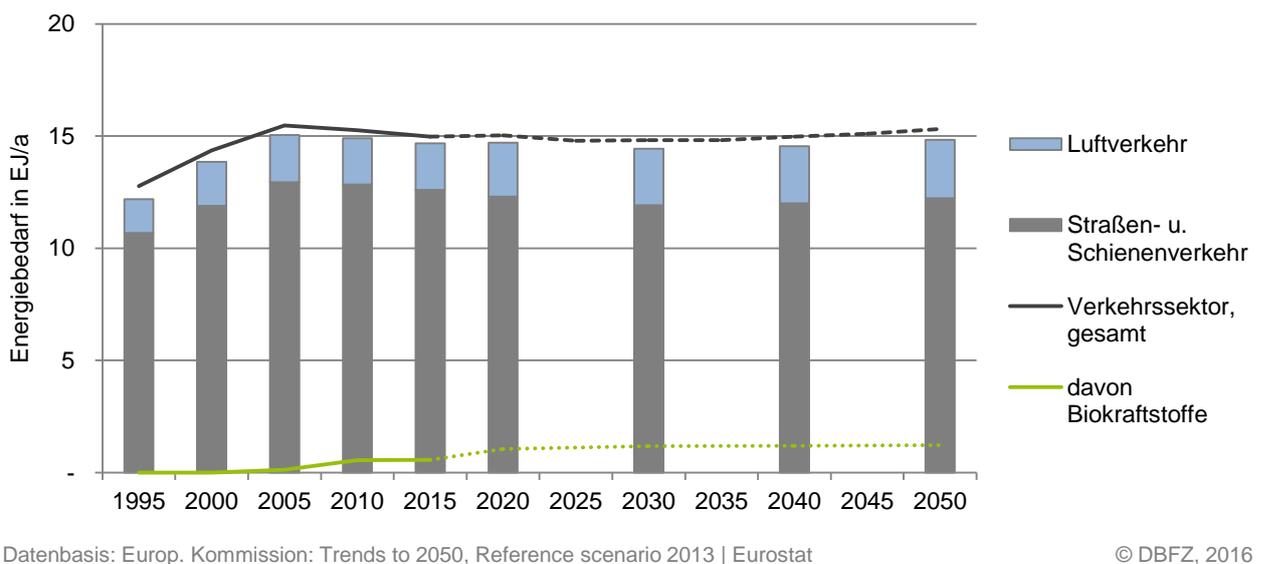


Abbildung 5-5 Energiebedarf im EU-Verkehrssektor, historische Entwicklung seit 1995 und perspektivisch bis 2050 (eigene Darstellung auf Basis von (EUROPEAN UNION, 2014; EUROSTAT), © DBFZ)

## Energiebedarf in Deutschland

Der Primärenergiebedarf in Deutschland lag im Jahr 2013 bei 11,2 EJ, der entsprechende Endenergieverbrauch bei 6,6 EJ. Mit 2,6 EJ gehen nahezu 40 % des Endenergieverbrauchs zu Lasten des Verkehrssektors. Wie Abbildung 5-6 zeigt, gehen 83 % auf den Straßenverkehr, 14 % auf den Luftverkehr und lediglich 2 % bzw. 1 % auf den Schienenverkehr und die Binnenschifffahrt. (RADKE, 2014)

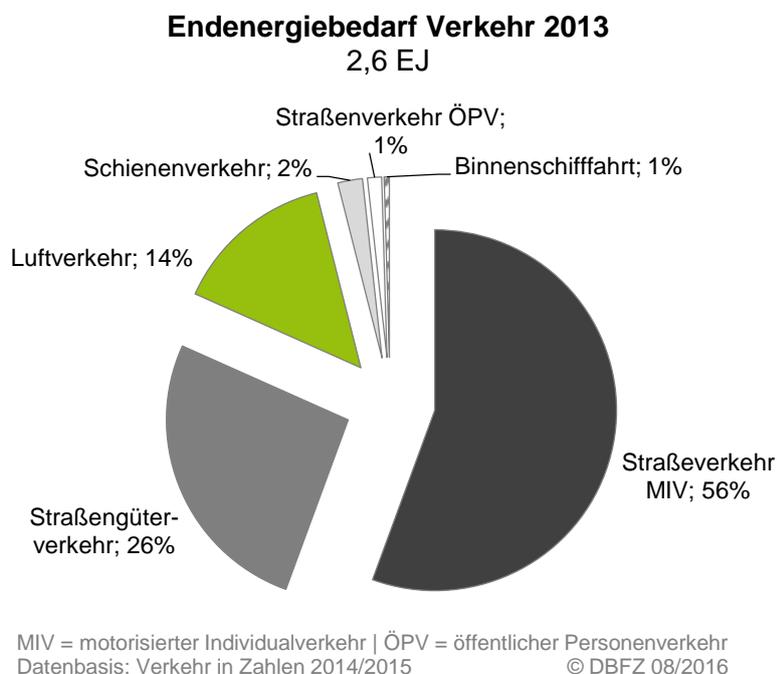
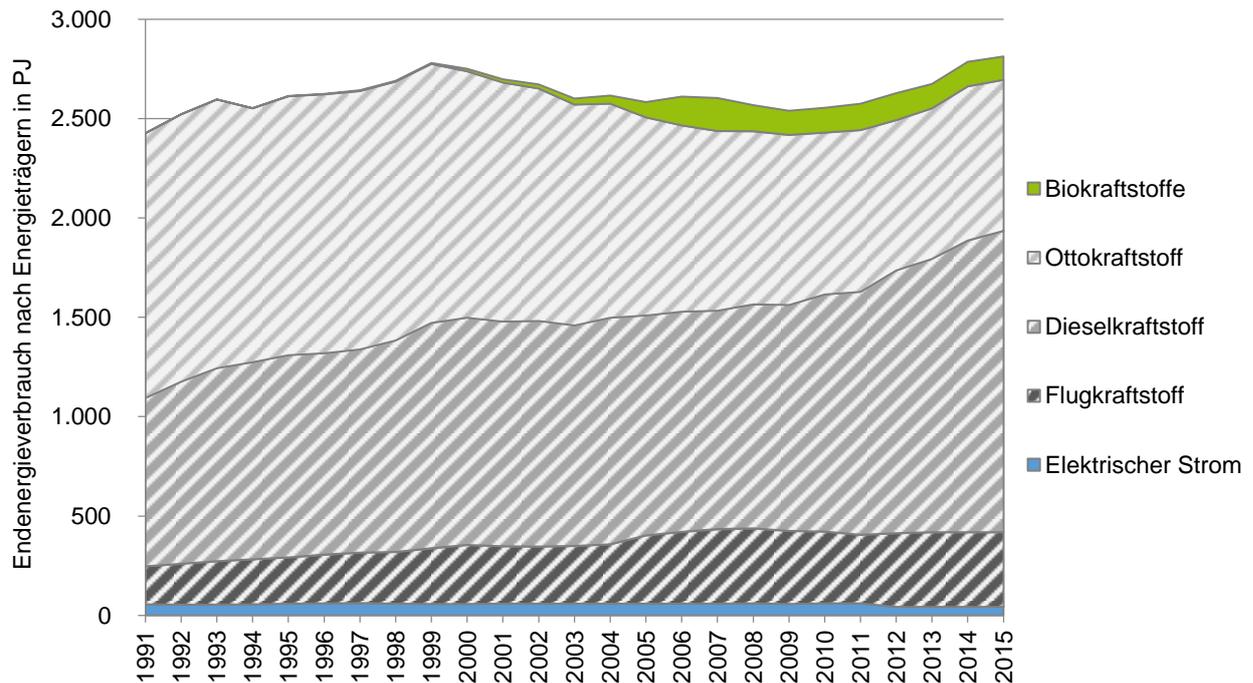


Abbildung 5-6 Aufteilung des Endenergiebedarfs auf die Verkehrssektoren in Deutschland 2013 (eigene Darstellung auf Basis von (RADKE, 2014), © DBFZ)

Gegenüber dem niedrigen Energiebedarf der Binnenschifffahrt ist der Kraftstoffverbrauch mit 2,4 Mio. t in 2013 in der Seeschifffahrt trotz weniger Schiffe sehr hoch, wobei dieser seit 2011 wieder rückläufig ist. Im Schienenverkehr hat eine vergleichsweise große Fahrzeugflotte einen vergleichsweise geringen Energiebedarf, wobei der Stromanteil deutlich zunimmt und der Bedarf an Dieselkraftstoff abnimmt. (RADKE, 2014)

Der Gesamtbedarf an Endenergie im Verkehr ist nach einer stetigen Wachstumsphase seit 2000 leicht rückläufig, seit 2010 nimmt er wiederum stetig zu. Wie Abbildung 5-7 zeigt, steigt dabei vor allem der Bedarf an Dieselkraftstoff, während der Verbrauch von Ottokraftstoff seit 1990 stark gesunken ist. Auch der Bedarf an Flugbenzin hat sich seit 1990 nahezu verdoppelt.

Im Bereich Straßengüterverkehr wird 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.



Datenbasis: Verkehr in Zahlen 2014/2015, BMVI | Biokraftstoffe ab 2007: BAFA und BLE | Otto-/Dieselk. ab 2012: BAFA | © DBFZ 2016

Abbildung 5-7 Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Kraftstoffart bzw. Energieträger 1991 bis 2013 (eigene Darstellung auf Basis (BAFA; BLE, 2014, 2015b; RADKE, 2014), © DBFZ)

In Tabelle 5-2 sind die durchschnittliche Fahrleistung und der Fahrzeugbestand der Hauptfahrzeuggruppen im Straßenverkehr seit 2000 in Deutschland vergleichend gegenübergestellt.

Tabelle 5-2 Durchschnittliche Fahrleistung und gesamter Fahrzeugbestand ausgewählter Fahrzeugtypen im Straßenverkehr 2000, 2005, 2010 und 2013 / 2014 (RADKE, 2014)

	durchschnittliche Fahrleistung in 1.000 km				Fahrzeugbestand in 1.000			
	2000	2005	2010	2013	2000	2005	2010	2014
Mopeds	2,4	2,4	2,3	2,3	1.743	1.786	2.104	2.044
Krafträder	3,9	3,3	3,0	3,0	3.338	3.828	3.763	4.055
Personenkraftwagen	13,1	12,7	14,2	14,0	42.840	45.376	41.738	43.851
Kraftomnibusse	43,7	41,5	43,6	42,3	86	86	76	77
Lastkraftwagen	23,3	22,1	24,9	24,5	2.527	2.572	2.385	2.629
Sattelzugmaschinen	78,2	82,5	94,9	90,5	162	185	171	185
Ackerschlepper					1.758	1.777	1.789	1.897

Fahrzeugbestand ab 2008 ohne vorübergehend abgemeldete Fahrzeuge

Neben zahlreichen weiteren Rahmenbedingungen sind diese Kennzahlen zu Flottenverbräuchen in den einzelnen Sektoren ein wesentlicher Faktor für Möglichkeiten und Grenzen der Implementierung alternativer regenerativer Kraftstoffe.

### 5.1.3 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 U. A., 2015)

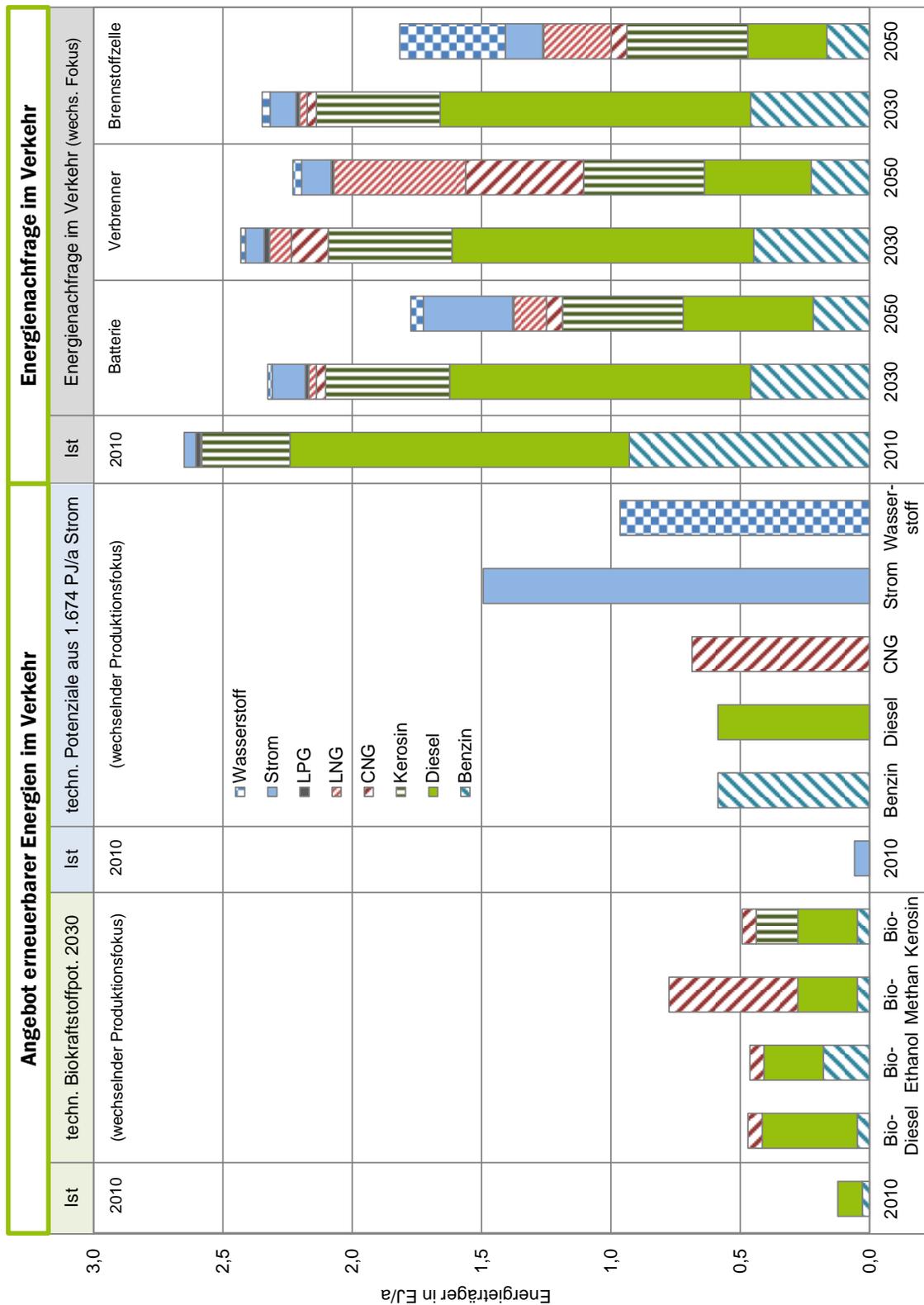


Abbildung 5-8 Kernaussagen für erneuerbare Energieträger im Verkehr bis 2050 (eigene Darstellung auf Basis von (KREYENBERG U. A., 2015))

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 welchen Energieträger man den strategischen Fokus legt, ergeben sich bis zum Jahr 2050 unterschiedliche Bedarfe. Die in Abbildung 5-9 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: Erneuerbare Energien im Verkehr, 2015

Abbildung 5-9 Entwicklungspotenziale für Angebot und Nachfrage erneuerbarer Energieträger im Verkehr bis 2050 (geänderte Darstellung auf Basis von (KREYENBERG U. A., 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 5-10 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.

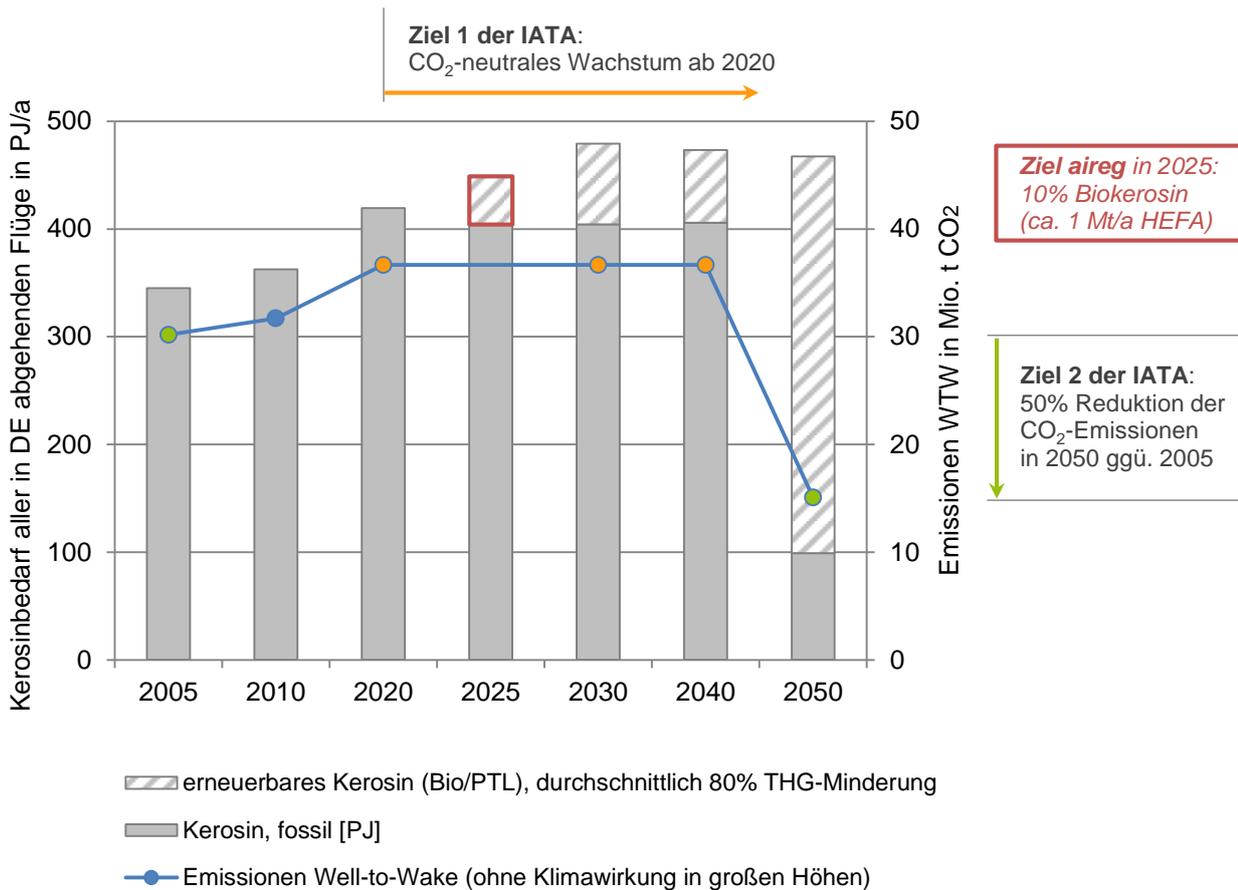


Abbildung 5-10 Selbstverpflichtung der Flugverkehrsbranche und daraus resultierender Bedarf an erneuerbaren Energieträgern bis 2050 (NAUMANN & MÜLLER-LANGER, 2016), © DBFZ

## 5.2 Motorische Nutzung von Biokraftstoffen

### 5.2.1 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 Potenzial 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 des zusätzlichen Nutzens 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 regenerative, 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 regenerativen Stroms erzeugt werden) sowie mit batterieelektrischen Antriebskonzepten ihren Beitrag zum Klimaschutz im Mobilitätssektor leisten.

Bei der Erzeugung von Biokraftstoffen aus Agrarrohstoffen treten jedoch Flächenkonkurrenz unter anderem mit der Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln sowie Rohstoffen für die stoffliche Nutzung, aber auch mit Naturschutzflächen, Erholungsflächen oder aber auch Flächen für 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 „Renewable Energy Directive“ der EU (RICHTLINIE 2009 / 28 / EG, 2009) bzw. die nationale Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (BIOKRAFTNACHV, 2009). Für den sicheren motorischen Betrieb und die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten garantieren die Fahrzeughersteller über die entsprechenden Freigaben der Fahrzeuge für bestimmte Kraftstoffe.

### 5.2.2 Reinkraftstoffe und Kraftstoffblends

Für das In-Verkehr-Bringen 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, sofern durch den Mischkraftstoff die Kraftstoffnorm, für die das Fahrzeug freigegeben wurde, eingehalten wird (z. B. B7 über die DIN EN 590 oder E5 über die DIN EN 228), eine unkomplizierte flächendeckende Vermarktung mit der bestehenden Verteil- und Tankstelleninfrastruktur erreicht werden kann. Aufgrund der erforderlichen Kompatibilität des Kraftstoffs mit dem Motorsystem des Fahrzeugs, sind die regenerativen Anteile aber häufig auf ein geringes Niveau begrenzt. Insbesondere im Hinblick auf den Altfahrzeugbestand ist es nicht möglich, den Blend-Anteil von zum Beispiel Biodiesel und Ethanol in den Diesel- und Otto-kraftstoff-Hauptsorten beliebig zu erhöhen. Werden höhere Anteile biogener Komponenten angestrebt (z. B. E10, B20 oder B30), müssen die Fahrzeuge entsprechende Freigaben aufweisen, die nicht nur die Materialverträglichkeit kraftstoffführender Bauteile berücksichtigen sondern auch Wechselwirkungen zwischen dem unverbrannten Kraftstoff und dem Motorenöl sowie ein einwandfreies Verbrennungs- und Emissionsverhalten. Bei Mischkraftstoffen gehen zum Teil besonders vorteilhafte Eigenschaften von biogenen Komponenten, wie zum Beispiel eine bessere biologische Abbaubarkeit im Vergleich zum fossilen Kraftstoff, verloren. Außerdem können bei der Abstimmung der Motorsteuerung und der Auslegung der Abgasnachbehandlungssysteme für die Vermeidung von Rußemissionen vorteilhafte höhere Sauerstoffanteile oder hohe Klopfestigkeit nicht oder nur unzureichend berücksichtigt werden. Andererseits tragen Biokraftstoffblends auch zur Qualitätsverbesserung, z. B. Erhöhung der Schmierfähigkeit durch Biodiesel in entschwefeltem Dieselmotorkraftstoff oder Verbesserung der Zündwilligkeit durch HVO in

Dieselmotoren, bei. Unkritisch sind in der Regel biogene Kraftstoffkomponenten, die von der chemischen Struktur weitestgehend identisch sind mit fossilen Kraftstoffkomponenten. Diese sind zum Beispiel paraffinische Kraftstoffkomponenten aus der Hydrierung pflanzlicher Öle oder aus einem BTL-Prozess, die als Blendkomponente in Dieselmotoren verwendet werden oder biogenes Methan als Mischkomponente in Erdgas. Allgemeingültig ist, dass für ein optimiertes Verbrennungs- und Emissionsverhalten Kraftstoff und Motorsystem aufeinander abgestimmt werden müssen. Werden wechselnde Anteile verschiedener Kraftstoffe getankt, sollte die Kraftstoffzusammensetzung über eine entsprechende Sensorik erfasst und die Motorsteuerung entsprechend adaptiert werden.

Die Verwendung von Reinkraftstoffen in spezifischen Anwendungsbereichen ermöglicht einen optimierten Einsatz der biogenen Komponenten unter Nutzbarmachung bedeutender Vorteile („Zusatznutzen“) und unter Vermeidung nachteiliger Auswirkungen. Die Motorsteuerung und das Abgasnachbehandlungssystem können auf die spezifischen Kraftstoffeigenschaften abgestimmt werden, was allerdings bei größerer Kraftstoffvielfalt einen erhöhten Entwicklungsaufwand zur Folge hat. Dass mit den Reinkraftstoffen Biodiesel und Rapsölkraftstoff sowie E85 auch immer strenger werdende Emissionsanforderungen erfüllt werden können, zeigen Fahrzeugfreigaben und wird auch in verschiedenen Forschungsvorhaben (ETTL U. A., 2016; FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V., 2016; HUBER U. A., 2015) nachgewiesen.

### 5.2.3 Sektorspezifische Kraftstoffmatrix

Welche Bioreinkraftstoffe für bestimmte Anwendungen geeignet und welche Zusatznutzen damit erzielt werden können, zeigt Abbildung 5-11 und wird im Folgenden diskutiert. Die Einordnung der Optionen erfolgt in drei bzw. vier Abstufungen: „*Technisch machbar und sinnvoll*“ bedeutet, dass die Umsetzung dieser Option empfehlenswert ist, da beispielsweise ein bedeutender Zusatznutzen generiert werden kann, „*technisch machbar*“ steht dafür, dass außer der Reduzierung der Treibhausgasemissionen nur wenige oder keine zusätzlichen Vorteile mit dieser Option verbunden sind und mit „*technisch machbar, aber weniger sinnvoll*“ werden Optionen bewertet, die zwar die Treibhausgasemissionen reduzieren, aber zum Beispiel aufgrund der spezifischen Kraftstoffeigenschaften, Potenziale oder der Energieeffizienz des Herstellungsverfahrens eher nachteilig für die Anwendung sind. Erfolgt keine Zuordnung eines Kraftstoffs zu einer Anwendung so wurde die Option noch nicht demonstriert bzw. ist die Umsetzung eher unwahrscheinlich.

Bei der Einordnung und Bewertung der Optionen werden unter anderem umwelt- und sozioethische Aspekte, technische Belange der Fahrzeuge, Infrastruktur für die Kraftstoffbereitstellung, der rechtliche Rahmen, der Stand von Forschung und Entwicklung und nicht zuletzt direkte und indirekte Kosten berücksichtigt.

Rapsöl- und Pflanzenölkraftstoff sind hochenergiedichte Kraftstoffe, prädestiniert für Off-Road-Anwendungen in umweltsensiblen Bereichen, bei der die hohe biologische Abbaubarkeit und geringe Ökotoxizität dieser „nicht wassergefährdenden Kraftstoffe“ (VwVwS, 1999) besonders zum Tragen kommt. Dies sind insbesondere mobile Arbeitsmaschinen der Land- und Forstwirtschaft sowie des Baugewerbes, Binnenschiffe sowie Schienenantriebe auf nichtelektrifizierten Strecken. Da der Kraftstoff mit nur geringem Energieeinsatz und technisch wenig aufwändig 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. In Krisenzeiten gewährleistet der heimische Kraftstoff eine gesicherte Nahrungsmittelproduktion.

Bio/EE Kraftstoffoptionen	Motorisierte Zweiräder	Personenkraftwagen	Schwere Lastkraftwagen (≥ 7,5 t)	Leichte Lastkraftwagen und Nutzfahrzeuge (< 7,5 t)	Busse (regional und überregional)	Fahrzeuge für Off-road-Einsatz mit hoher Leistungsanforderung	Fahrzeuge für Off-road-Einsatz mit geringer Leistungsanforderung	Schienefahrzeuge	Schiffe für Übersee- und Binnenschifffahrt	Flugzeuge
Pflanzenöl PPO										
Biodiesel FAME										
HVO/HEFA										
FT-Benzin										
BtL FT-Diesel										
PtL FT-Kerosin										
Dest.Sumpf										
Ethanol EtOH AtJ										
CNG										
LNG										
Wasserstoff										
Strom										

technisch machbar und sinnvoll
  technisch machbar
  technisch machbar, aber weniger sinnvoll

Abbildung 5-11 Kraftstoff-Verkehrssektoren-Matrix (© TFZ 2016)

Fettsäure-Methylester „Biodiesel“ ist prädestiniert für den (grenzüberschreitenden) Schwerlastverkehr und den überregionalen Busverkehr. FAME weist eine hohe Energiedichte auf, ist in vielen Ländern etabliert und kann über die herkömmliche Tankstelleninfrastruktur bereitgestellt werden. Neben gebrauchten Pflanzenölen und Fettsäuren als Nebenprodukt technischer Prozesse, stehen als Rohstoffe diverse Pflanzenöle zur Verfügung, die teilweise als Koppelprodukt eiweißreiche Futtermittel liefern.

Hydrierte Pflanzenöle sind aufgrund vorzüglicher Tieftemperatureigenschaften und aufgrund hoher Energiedichte ein idealer Kerosinersatz. Auch bei Mitteldestillaten aus Fischer-Tropsch-Synthesekraftstoffen von BTL- oder PTL-Prozessen können bei hoher Energiedichte des Kraftstoffs sehr gute Tieftemperatureigenschaften eingestellt werden, die eine Verwendung als Flugturbinenkraftstoff erlauben. Während bei BTL-Prozessen theoretisch eine breite Rohstoffbasis zur Verfügung steht, werden für den Hydrierungsprozess weitestgehend gesättigte Pflanzenöle bevorzugt.

Die Fischer-Tropsch-Synthese als Teil einer Biomass-to-Liquid oder Power-to-Liquid Verfahrenskette liefert neben der Diesel- und Benzinfraktion auch eine Kerosin-, Gas- und Wachsfraktion, die entsprechend als Kraftstoffsubstitute eingesetzt werden können. FT-Benzin ist besonders für den Antrieb von motorisierten Zweirädern, Personenkraftwagen, Fahrzeugen für den regionalen Güterverkehr und für Off-road-Fahrzeuge mit geringer Leistungsanforderung geeignet. FT-Diesel sollte vor allem im Schwerlastverkehr und im überregionalen Busverkehr zum Einsatz kommen. Besonders gefragt wird der Kerosin-Anteil für den Einsatz im Flugverkehr sein. Insbesondere die langkettigen Destillationsrückstände können auch in der Hochseeschifffahrt Verwendung finden.

Die Energiedichte von Ethanol ist etwa ein Drittel geringer als die von fossilem Ottokraftstoff. Die mit diesem Kraftstoff erzielbare Reichweite ist jedoch für den Individual-Verkehr mit Personenkraftwagen und Motorrädern ausreichend. Der Vorteil tendenziell geringerer Partikelemissionen kann im regionalen Güterverteilverkehr und beim Anwenderschutz bei bestimmten Off-road-Anwendungen zum Tragen kommen. Aufgrund der sehr guten Klopfestigkeit von Ethanol im Vergleich zu Ottokraftstoff sind eine höhere Verdichtung der Motoren und damit eine Optimierung des thermodynamischen Wirkungsgrades möglich. Aus Ethanol kann außerdem Jetfuel für den Flugverkehr erzeugt werden.

Methan aus Biogas oder aus regenerativem Strom (PTG) wird üblicherweise auf 200 bar verdichtet (CNG) und weist dann knapp ein Viertel der Energiedichte von Ottokraftstoff auf. Damit ist CNG bezüglich der Reichweite für den Individual-Verkehr mit Personenkraftwagen, aber auch für den Betrieb von Bussen im öffentlichen Personennahverkehr, von Kommunalfahrzeugen und leichten bis mittelschweren Transportfahrzeugen sowie für Off-road-Fahrzeuge mit geringer Leistungsanforderung geeignet. Methan kann aus einer breiten Rohstoffbasis feuchter Abfall- und Anbaubiomasse über den Biogas-Prozess aber auch über PTG-Prozesse erzeugt werden und hat damit ein großes Mengenpotenzial bei günstiger Treibhausgasbilanz. Trotz eines bestehenden Verteilnetzes, dem Erdgasnetz, sind erhebliche Investitionen in eine Tankstelleninfrastruktur erforderlich.

Wird heute über die Nutzung von LNG gesprochen, so ist zumeist von verflüssigtem fossilem Erdgas die Rede. Der Beitrag zum Klimaschutz ist daher vergleichsweise gering. Fossiles Erdgas wird verflüssigt, um größere Mengen auf kleinerem Raum lagern und transportieren zu können und auch um Methan zwischenzulagern. Die Transportschiffe für LNG decken heute schon ihren Energiebedarf aus ihrem Transportgut. Die Energiedichte von verflüssigtem Methan ist auf das Volumen bezogen etwa dreimal höher als die von auf 200 bar komprimiertem Methan. Aus Gründen der Energieeffizienz sollte Methan aus Biogas oder aus PTG erst dann durch Kühlung auf 110 bis 160 °C verflüssigt werden, wenn die oben beschriebenen Märkte für CNG bedient sind. LNG aus regenerativen Quellen könnte dann im Gütertransportverkehr auf der Straße eine Rolle spielen.

Wasserstoff als Energieträger für Brennstoffzellen benötigt eine eigene Verteil-Infrastruktur die um ein Vielfaches teurer ist, als die für die Bereitstellung von Methan. Die Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie ist daher eine langfristige Option, die zunächst im Individual-Verkehr mit Personenkraftwagen oder auch im regionalen Busverkehr anzusiedeln ist. Die Herstellung von Wasserstoff ist energieintensiv. Der Transport von Wasserstoff erfolgt unter Druck auf einem Niveau von 700 bis 800 bar, was mit Energieverlusten für die Komprimierung verbunden ist.

Batterieelektrische Antriebskonzepte sind prädestiniert für Zweiräder, kurzstreckige Individual-Verkehre, z. B. von Berufspendlern, Lieferverkehre im innerstädtischen Bereich, Off-road-Anwendungen mit hohen Anforderungen an den Anwenderschutz und für Busse im innerstädtischen Bereich, ggf. auch leitungsgebunden, wie im bereits weitgehend elektrifizierten Schienenverkehr. Elektromobilität hat vor allem dort eine große Bedeutung wo lokal Emissionen vermieden werden müssen. Die Reichweiten von Elektrofahrzeugen können durch den Einsatz von Range-Extendern vergrößert werden, die zum Beispiel mit Ethanol oder FT-Benzin betrieben werden sollten.

## 6 Ökonomische Aspekte der Nachhaltigkeit – Kosten und Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen

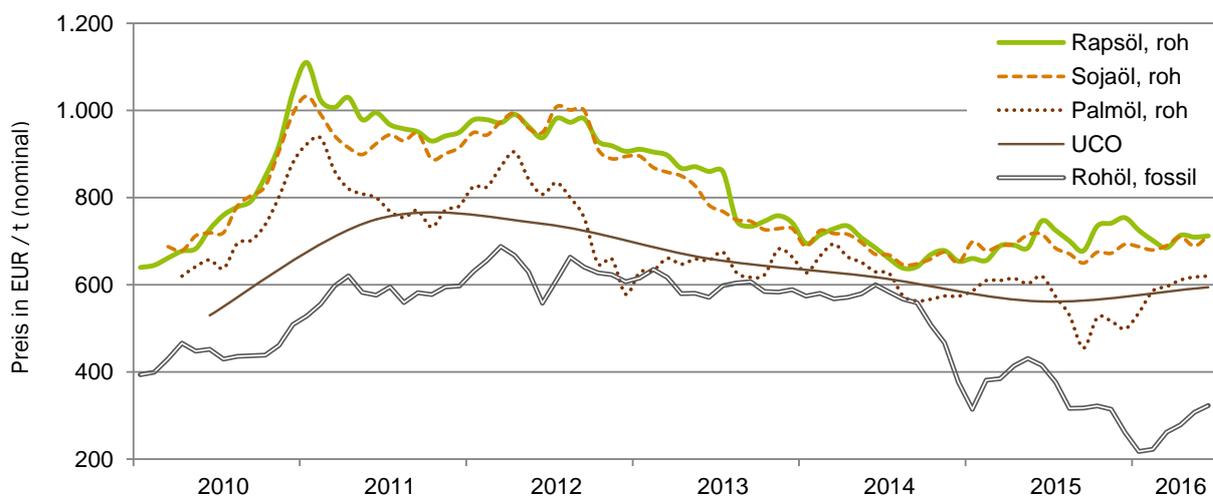
### 6.1 Preisentwicklung von Biokraftstoffen, Rohstoffen, Koppelprodukten

Da die Gestehungskosten von Biokraftstoffen stark von den Rohstoffkosten abhängig sind und besonders bei der Produktion in großtechnischen Anlagen 80 bis 90 % der gesamten Kosten verursachen, kann eine genaue Kalkulation nur für einen definierten Zeitraum bzw. Zeitpunkt vorgenommen werden. Im Folgenden wird 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).

#### 6.1.1 Biodiesel

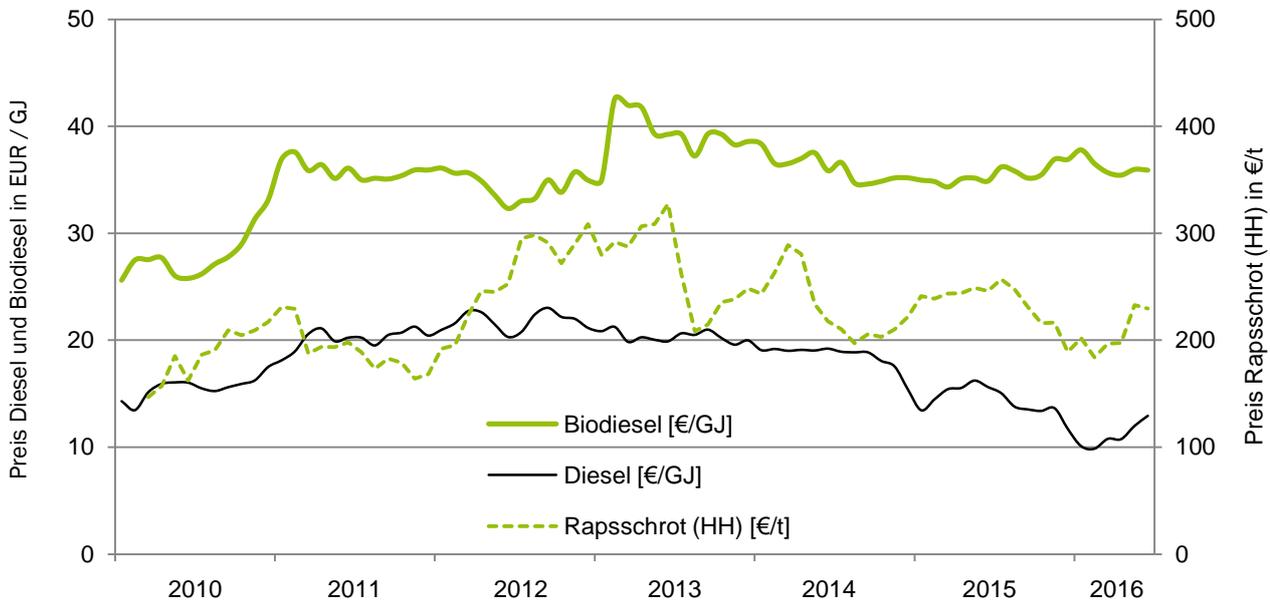
Pflanzenöl als ein Hauptrohstoff für die Produktion von Biodiesel (FAME und HVO), unterlag in den vergangenen Jahren starken Preisschwankungen. Die Preisentwicklungen der für die zur Biodieselproduktion eingesetzten Pflanzenöle Raps-, Soja- und Palmöl sowie Altspeiseöl (UCO) sowie vergleichend für fossiles Rohöl ist in Abbildung 6-1 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. UCO wird derzeit noch nicht analog den Pflanzenölen als *commodity* an den Rohstoffbörsen 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.



Rapsöl u. Sojaöl, roh (fob Ölmühle Dtl.); Palmöl, roh (cif ARAG); Rohöl (BRENT) | Daten auf Basis AMI, UFOP, finanzen.net, IEA | © DBFZ, 07/2016

Abbildung 6-1 Preisentwicklung von Raps-, Soja- und Palmöl (roh) sowie Altspeiseöl (UCO) und fossilem Rohöl von 2010 bis Juni 2016 (eigene Darstellung auf Basis (AMI; FINANZEN.NET, 2016a; PELKMANS U. A., 2014; UFOP, 2016), © DBFZ)

In Abbildung 6-2 sind die Großhandelspreise für Biodiesel und dessen mögliches Koppelprodukt Rapschrot sowie vergleichend für fossilen Dieselkraftstoff dargestellt. Während die Differenz zwischen fossilem und Biodiesel im Sommer 2010 noch bei etwa 10 EUR / GJ lag, ist sie bis Januar 2016 auf nahezu 28 EUR / GJ gestiegen. Infolge des derzeit steigenden Dieselpreises nimmt diese Differenz aktuell wieder ab.



Datenbasis: AMI, MWV, UFOP

© DBFZ, 08/2016

Abbildung 6-2 Preisentwicklung von Biodiesel und fossilem Diesel (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Rapschrot von 2010 bis Juni 2016 (eigene Darstellung auf Basis (AMI; MWV, 2016; UFOP, 2016), © DBFZ)

Die amerikanischen Biodieselpreise sind in den vergangenen Jahren deutlich stärker zurückgegangen. Sojabiodiesel aus Argentinien sank von Juni 2013 bis Oktober 2015 von etwa 1.150 USD / t um 43 % auf 650 USD / t, US-Biodiesel sogar von etwa 1.500 USD / t im Juli 2013 um 55 % auf unter 700 USD / t im Oktober 2015 (fob). (F. O. LICHT, 2016a)

Wie stark die europäischen Biodieselproduzenten (FAME) dennoch an der Grenze der Wirtschaftlichkeit arbeiten, wird in Abbildung 6-3 deutlich, hier sind Rohstoff- und Produktionskosten dem Erlös gegenübergestellt.

### 6.1.2 Bioethanol

In Abbildung 6-4 sind die Preisentwicklungen für ausgewählte Rohstoffe und Haupt- und Nebenprodukte der Bioethanolproduktion sowie vergleichend der Preis von fossilem Ottokraftstoff bzw. Benzin zusammenfassend dargestellt. Deutlich erkennbar ist, dass der US-Preis über dem EU-Preis für Ethanol liegt, dieses Delta war im Jahr 2014 kleiner als 4 EUR / GJ und ist im Jahr 2015 im Mittel auf über 9 EUR / GJ gestiegen, was nahezu 20 ct / Liter entspricht. Die Entwicklung des Weizen- und des DDGS-Preises verlaufen überwiegend parallel, wobei der Preis des Futtermittels DDGS im Mittel etwa 50 EUR / t über dem Weizenpreis liegt (Januar 2014 bis Juni 2016).

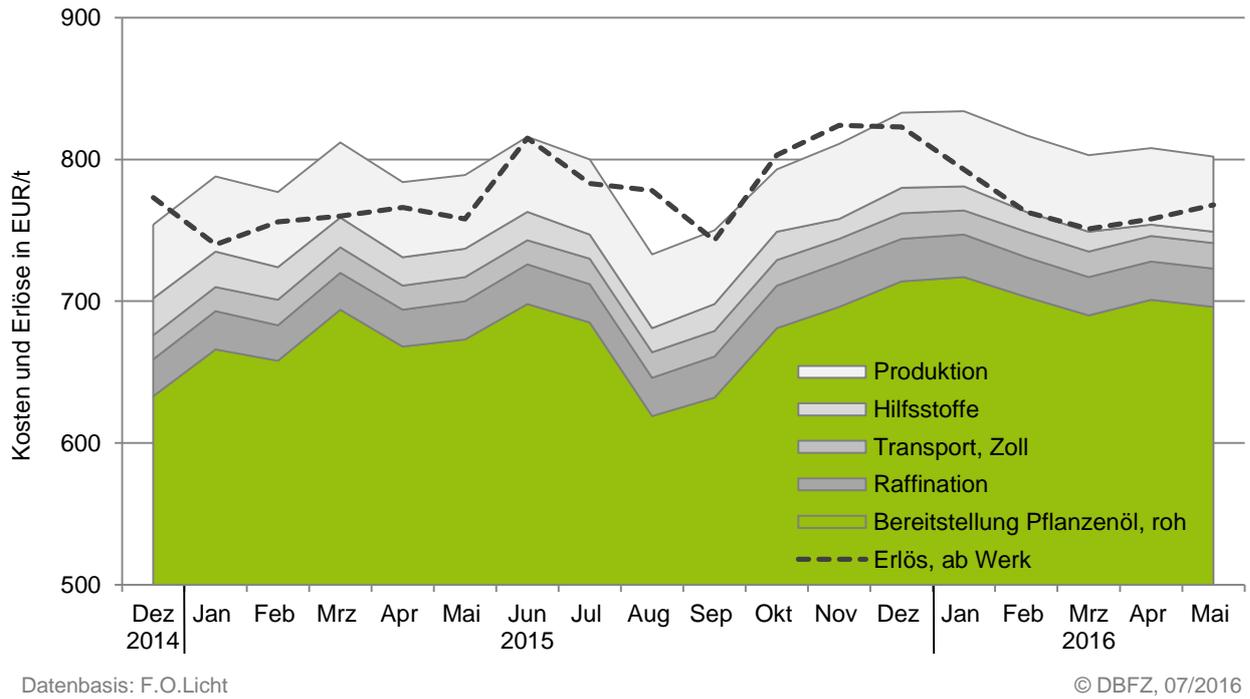


Abbildung 6-3 Wirtschaftlichkeit Biodieselpromotion (FAME) in der EU: Gegenüberstellung Kosten- und Erlösentwicklung von 12 / 2014 bis 05 / 2016 (geänderte Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ)

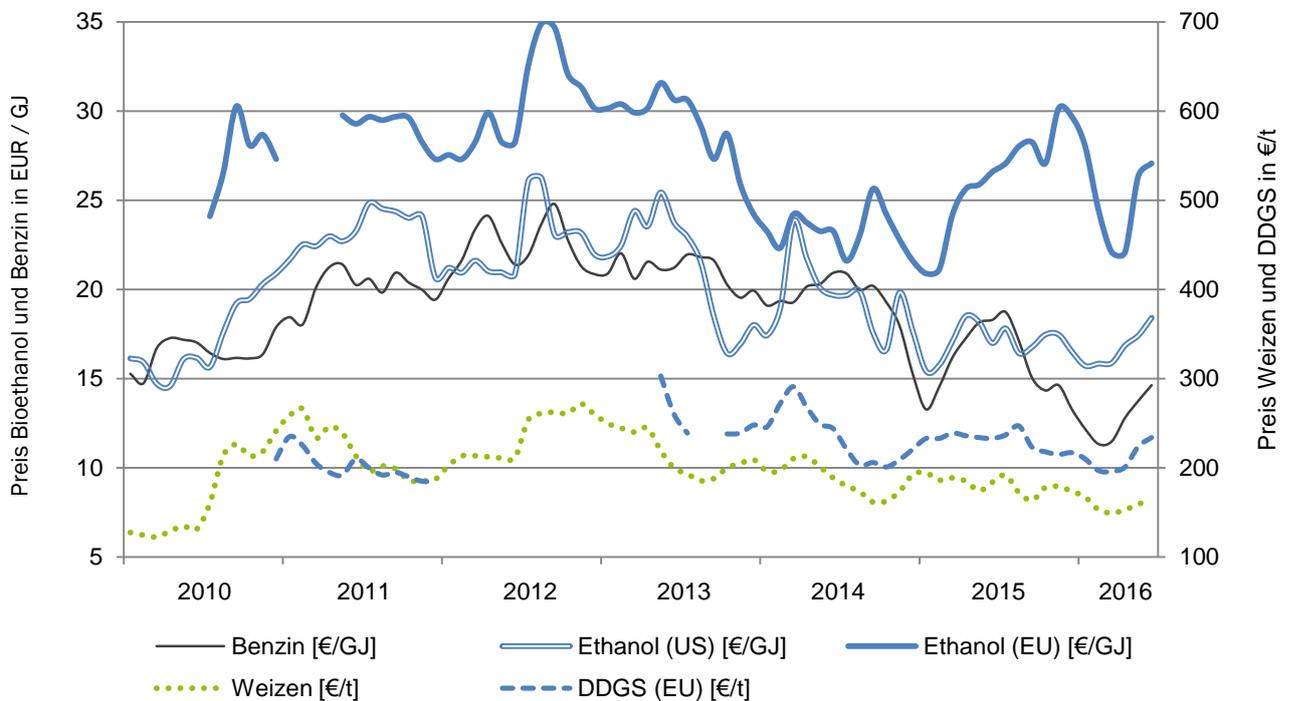


Abbildung 6-4 Preisentwicklung von Bioethanol und fossilem Benzin (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Weizen und DDGS von 2010 bis Juni 2016 (eigene Darstellung auf Basis (FINANZEN.NET, 2016b, 2016c; F. O. LICHT, 2016a; MWV, 2016), © DBFZ)

### 6.1.3 Biomethan

Die erzielbaren Erlöse für Biomethan im Kraftstoffmarkt orientieren sich am Preis für Erdgas, dieser liegt (ohne Erdgasnetz und Tankstelle, inkl. Energiesteuer) bei derzeit etwa 0,04 EUR / kWh. Durch die nachträgliche Anrechnung von Biomethan (v. a. aus Abfall- und Reststoffen) auf die Biokraftstoffquote, kann ein zusätzlicher Erlös erzielt werden. Die Rahmenbedingungen hierfür sind mit der Umstellung der Quote in 2015 weiterhin unsicher und bieten für Biomethan als Kraftstoff wenig Planungssicherheit. Verpflichtete entsprechend der Quote laut BImSchG sind 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. Infolge des sehr niedrigen Dieselpreises waren die erzielbaren Erlöse für Biomethan (v. a. aus Abfall- und Reststoffen) im Rahmen des Quotenhandels seit 2015 vergleichsweise hoch (Abbildung 6-2).

In Tabelle 6-1 sind die Bandbreiten für Herstellungskosten und Erlöse von Biomethan zusammengefasst.

Tabelle 6-1 Spezifische Herstellungskosten für Biomethan und aktuelle Preise / Erlöse nach Absatzmärkten in Euro-Cent / kWh<sub>HS</sub>

	Anlagenkapazität in m <sup>3</sup> / h i. N. Rohgas			Quelle
	500	1.000	2.000	
<i>Herstellungskosten von Biomethan</i>				
Biomethan aus 100 % nachwachsenden Rohstoffen	7,75–8,4	7,23–7,38	6,42–6,96	(GROPE & HOLZHAMMER, 2012)
	8,0–8,1		6,6–7,2	(ADLER U. A., 2014)
		7,0–7,1		(DENA, 2013)
		7,9		(DBFZ u. a., 2013)
Biomethan aus Bioabfall		14 EUR / GJ		Kapitel 6.2.3
<i>Preise / Erlöse von Biomethan 2014</i>				
Biomethan aus Gülle/Mist (EEG)		> 8,0		
Biomethan aus NawaRo (EEG)		> 7,0		(ELEK, 2014)
Biomethan aus Abfall/Reststoffen (Kraftstoff / Export / EWÄRMEG)		> 6,5		
Biomethan aus NawaRo (Kraftstoff)		4–6		
Biomethan aus Abfall / Reststoffen (Kraftstoff)		5–8		(SCHOLWIN U. A., 2014)

## 6.2 Gesteuerungskosten von Biokraftstoffen

Einer der größten Vorteile von Biokraftstoffen ist deren nahezu problemlose Integration in die derzeitige Energieinfrastruktur des Verkehrssektors. Bestehende „carbon lock-in“-Effekte im Transportsektor, die eine plötzliche Umstellung von einer fossilen zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft (z. B. durch Elektromobilität) erschweren, spielen bei dem Einsatz von Biokraftstoffen nur noch eine vernachlässigbare Rolle. Jedoch muss für eine nachhaltige Nutzung der limitierten biogenen Ressourcen der weitere Ausbau der biogenen Kraftstoffbereitstellung besonders effizient, ökologisch und sozialverträglich erfolgen. Wegen der großen Bandbreite biogener Rohstoffe ist es erforderlich verschiedene Biokraftstoffrouten zu analysieren, diese untereinander und mit der jeweiligen fossilen Referenz zu vergleichen. Dazu werden nachfolgend typische modellhafte Anlagenkonzepte für ausgewählte Biokraftstoffe hinsichtlich ihrer jeweiligen Gesteuerungskosten untersucht. Diese auf realen Anlagendaten basierende Querschnittsanalyse marktrelevanter Biokraftstoffe deckt dabei sowohl dezentrale als auch zentrale Konzepte auf Basis unterschiedlicher Roh- und Reststoffe ab.

Die Gesteuerungskosten von Biokraftstoffen können nur als Indikator für die Wirtschaftlichkeit einer Produktion dienen. Hinzu kommen gesetzliche Regelungen, die die ökonomischen Nachteile der Biokraftstoffe ausgleichen und die Wettbewerbsfähigkeit gewährleisten sollen. Zum einen regelt das Energiesteuergesetz die steuerliche Entlastung biogener Reinkraftstoffe gegenüber fossilen und zum anderen legt das Immissionsschutzgesetz die verbindlichen Quote zur Treibhausgasvermeidung sowie die Höhe der Strafzahlungen („Pönale“) fest, die bei Nichterfüllung drohen (Kapitel 1.1).

### 6.2.1 Systemgrenzen | Kurzbeschreibung ausgewählter Biokraftstoffkonzepte

Derzeit können biogene Rohstoffe in eine Vielzahl von Biokraftstoffen mit unterschiedlichen Qualitäten umgewandelt werden. Damit ist es möglich, nahezu jedes Kraftstoffsegment mit einem biogenen Substitut zu bedienen. Um einen breitgefächerten Überblick hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Effekte verschiedener Biokraftstoffrouten zu bekommen, werden exemplarisch sieben Konzepte auf Basis realistischer Rahmenbedingungen, die jedoch standortspezifisch stark variieren können, analysiert. Die untersuchten Konzepte der verschiedenen Biokraftstoffpfade sind in Tabelle 6-2 kurz charakterisiert.

Tabelle 6-2 Parameter ausgewählter modellhafter Anlagenkonzepte zur Biokraftstoffbereitstellung (DBFZ Datenbank unter Einbindung von (NIKANDER, 2008; SENN & LUCÀ, 2002; SPRENKER, 2009; THRÄN U. A., 2010))

Konzept	Anlagenleistung/ -kapazität	Rohstoff	Rohstoffbe- darf (t / a)	Koppelprodukte	Koppelprodukt- menge
Biodiesel (Raps)	258 MW <sub>KS</sub> 200.000 t <sub>KS</sub> / a	Rapssaat	507.700	Rohglycerin Rapspresskuchen	25.000 t / a 300.000 t / a
HVO / HEFA (Palm)	297 MW <sub>KS</sub> 207.000 t <sub>KS</sub> / a	zertifiziertes Palmöl	236.200	Biopropan Biobenzin	7,4 Mio. m <sup>3</sup> / a 5.000 t / a
HVO / HEFA (Raps)	297 MW <sub>KS</sub> 207.000 t <sub>KS</sub> / a	zertifiziertes Rapsöl	238.200	Biopropan Biobenzin	7,4 Mio. m <sup>3</sup> / a 5.000 t / a
Bioethanol (Weizen)	181 MW <sub>KS</sub> 195.000 t <sub>KS</sub> / a	Weizenkörner	665.000	DDGS	220.000 t / a

Konzept	Anlagenleistung/ -kapazität	Rohstoff	Rohstoffbe- darf (t/ a)	Koppelprodukte	Koppelprodukt- menge
Bioethanol (Zuckerrübe)	86 MW <sub>KS</sub> 93.000 t <sub>KS</sub> / a	Zuckerrüben	1.378.000	getrocknete Pülpe Vinassekonzentrat	64.000 t/ a 70.000 t/ a
Bioethanol (Weizenstroh)	76,4 MW <sub>KS</sub> 82.600 t <sub>KS</sub> / a	Weizenstroh	400.000	Ligninpellets, Vinasse	137.400 t/ a 45.800 t/ a
Biomethan (Bioabfall)	2,9 MW <sub>KS</sub> 2.314.000 m <sup>3</sup> <sub>KS</sub> / a	Speiseabfall Bioabfall	12.600 12.600	Gärreste	19.230 t/ a

*Biodiesel (Raps).* Rapsmethylester (RME) als ein mögliches Substitut von fossilem Diesel wird fast ausschließlich in großtechnischen Anlagen bereitgestellt. Im Konzept Biodiesel RME ist zunächst eine Vorbehandlung des Rohstoffs Rapssaat notwendig. Diese umfasst sowohl die Reinigung als auch die Zerkleinerung, um schon durch das mechanische Abpressen eine hohe Ausbeute zu erzielen. Danach schließt sich ein zusätzliches Extraktionsverfahren mit einem organischen Lösungsmittel an. Das Abtrennen des Lösungsmittels vom Rohöl erfolgt durch Vakuumdestillation. Der abgetrennte Rückstand, der Rapspresskuchen, wird mit überhitztem Wasserdampf behandelt, um noch vorhandenes Lösungsmittel zu entziehen. Bei einer installierten Kraftstoffkapazität von 322 MW ( $\cong 255.000 t_{RME} / a$ ) entstehen dabei jährlich 380.000 t Rapspresskuchen. Wegen des hohen Eiweißgehalts und der guten Futtermitteleignung ist die Aufarbeitung zu einem transportfähigen Koppelprodukt entgegen einer energetischen Nutzung vorgesehen. Das bei der Umesterung von Rapsöl zu RME entstehende Rohglycerin lässt sich ebenfalls aus dem Prozess ausschleusen und als Koppelprodukt verkaufen. Die Verbrennung von Erdgas stellt die notwendige Prozesswärme zur Destillation bereit, ebenso werden das für die Umesterung benötigte Methanol und die gesamte Hilfsenergie extern bereitgestellt.

*HVO/ HEFA (Palm, Raps).* Hydrotreated Pflanzenöle können nicht nur als Substitut für fossilen Diesel, sondern auch, aufgrund frei konfigurierbarer Produkteigenschaften, als Flugzeugkraftstoff eingesetzt werden. Beim Hydrotreating von Pflanzenölen (in der Regel Palmöl) entstehen durch eine katalytische Reaktion mit Wasserstoff reine Kohlenwasserstoffe. Im Konzept HVO/ HEFA (Palm, Raps) mit einer installierten Kraftstoffkapazität von 297 MW ( $\cong 207.000 t_{HVO} / a$ ) sind als Ausgangssubstrate gemäß der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung zertifizierte Pflanzenöle vorgesehen. Die Verarbeitung des vorraffinierten Pflanzenöls erfolgt dann in einer Stand-Alone-Anlage und ist nicht in eine bestehende Raffinerie integriert, womit die Herkunft des HVO eindeutig zugeordnet werden kann. Bei der Vorbehandlung des zugekauften Rohpflanzenöls ist zunächst eine Entschleimung vorgesehen. Durch den Zusatz von Alkaliphosphaten und Phosphorsäure lassen sich im Öl gelöste Lecithine, Kohlenhydrate und Proteine ausfällen. Die ausgeflockten Verbindungen setzen sich ab und werden durch Zentrifugieren abgetrennt. Danach wird mittels katalytisch gestützter Reaktionen und Wasserstoff der Glycerinrest abgespalten, aus dem sich Propan bildet, Doppelbindungen zu Einfachbindungen aufgespalten, Heteroatome aus den Fettsäuren entfernt und eine Isomerisierung erzwungen. Durch Destillation wird das Produktgemisch in verschiedene Produkte aufgetrennt.

*Bioethanol (Weizen).* Für die Bereitstellung von Bioethanol wird ein großtechnisches Anlagenkonzept auf der Basis von Weizenkornvergärung analysiert. Das entstehende Bioethanol kann als Teilsubstitut von Ottokraftstoff oder als Reinkraftstoff (E100) in den Verkehr gebracht werden. Die Kapazität des untersuchten Anlagenkonzepts beträgt 195.000 t/ a Bioethanol und benötigt dafür ca. 665.000 t/ a Weizenkörner. Die enzymatische Spaltung der Stärkemoleküle in Einfachzucker und die anschließende

Fermentation erfolgen in einer kontinuierlichen Prozessführung. Die Aufkonzentration zu 99,5 %igen Bioethanol geschieht über eine Mehrfachdestillation / Rektifikation und nachgeschaltete Dehydrierung mittels Molekularsiebe, wobei die Prozesswärme (Dampf) über Erdgas und die Hilfsenergie über Netzstrom bereitgestellt werden. Als Koppelprodukt fällt Schlempe bei der Fermentation an. Vom Prozesswasser abgepresst und über eine mehrstufige Verdampfung aufkonzentriert, schließt sich die Trocknung und eine abschließende Pelletierung an. Das so gewonnene proteinhaltige Koppelprodukt (DDGS) kann als hochwertiges Tierfutter verkauft werden.

*Bioethanol (Zuckerrübe).* Es wird ein Anlagenkonzept zur Bereitstellung von ca. 93.000 t / a Bioethanol angenommen, das ca. 1.378.000 t / a Zuckerrüben als Rohmaterial verwendet. Nach der Anlieferung werden die Rüben gereinigt und in ca. 2 mm kleine Stücke geschnitten, bevor der enthaltene Zucker gelöst und zur Lagerung eingedickt wird. Dies geschieht, um den einen kontinuierlichen Betrieb abseits der Erntekampagnen zu gewährleisten. Der Zucker wird dann zu Bioethanol fermentiert, der anschließend mittels Mehrfachdestillation / Rektifikation und nachgeschalteter Dehydrierung aufkonzentriert wird, wobei die Prozesswärme (Dampf) über Erdgas und die Hilfsenergie über Netzstrom bereitgestellt werden. Die anfallenden Pressschnitzel werden getrocknet und als hochwertiges Futtermittel veräußert. Des Weiteren fällt Vinasse an, die als Düngemittel verkauft wird.

*Bioethanol (Weizenstroh).* Ein Anlagenkonzept zur Bereitstellung von Bioethanol auf Basis von lignozellulosehaltigen Rohstoffen wird untersucht. Dabei wird eine Produktion von ca. 82.600 t / a Bioethanol bei einem Rohmaterialbedarf von 400.000 t / a Weizenstroh angenommen. Grundsätzlich eignen sich aber auch Stroh von anderen Getreidearten und Energiepflanzen wie Miscanthus zur Verarbeitung. Das Stroh wird zunächst zerkleinert und dann mittels Dampf und Druck in seine Grundbestandteile Zellulose, Hemizellulose und Lignin aufgespaltet. In einem Verflüssigungsschritt löst sich die Hemizellulose in C5-Zucker und die Zellulose unter Zuhilfenahme von Enzymen in C6-Zucker auf. Die Zucker werden dann gemeinsam zu Bioethanol fermentiert, der anschließend mittels Mehrfachdestillation / Rektifikation und nachgeschalteter Dehydrierung aufkonzentriert wird. Die Hilfsenergie wird über Netzstrom, die Prozesswärme über einen internen Biogasprozess und einen Beitrag Erdgas bereitgestellt. Das Lignin wird getrocknet, pelletiert und als hochwertiger Festbrennstoff veräußert. Die anfallende Vinasse wird als Düngemittel verkauft.

*Biomethan (Bioabfall).* Das Biomethankonzept sieht für die Biogaserzeugung eine kontinuierliche Trockenfermentation vor, die vor allem für große Verarbeitungskapazitäten (> 20.000 t / a) geeignet ist. Durch die Fermentation von ca. 25.000 t Reststoffen können somit 2.314.000 m<sup>3</sup> / a Biomethan bereitgestellt werden. Bei diesem Verfahren sind im Gegensatz zur Nassvergärung die Ansprüche an das Ausgangssubstrat gering. Schüttfähige, organische Feststoffe wie etwa Bio- und Speiseabfälle mit bis zu 60 % Trockensubstanzanteil können somit vergärt werden. Neben einer groben Aussortierung von Störstoffen ist keine Vorbehandlung der Biomasse erforderlich. Die für den Vergärungsprozess benötigte Prozesswärme wird über eine Verbrennung von Biogas in einer Brennwerttherme bereitgestellt, wobei die Bereitstellung der Hilfsenergie der gesamten Anlage aus dem Netz erfolgt. Für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist eine Druckwasserwäsche vorgesehen, die einen Methanverlust von ca. 2 % aufweist. Der anfallende Gärrest lässt sich als hochwertiger organischer Dünger einsetzen, ist aber zuvor entsprechend zu kompostieren. Bis auf die Vorsortierung, Beschickung und Entnahme der Biomasse wird die Anlage vollautomatisch geregelt. Aufgrund des höheren technologischen Aufwands und der Rohstoffverfügbarkeit spielt die reine Vergärung von Speise- und Bioabfällen jedoch am Markt bisher nur eine untergeordnete Rolle.

### 6.2.2 Methodik

Um die wirtschaftlichen Folgen einer Investition beurteilen zu können, werden basierend auf gleichen Systemgrenzen die Anlagenkonzepte einzeln geprüft und anschließend gegenübergestellt. Als Systemgrenze der Berechnungen ist jeweils die Konversionsanlage inklusive der Rohstoffkonditionierung zu betrachten. Die Kosten der Vorkette (Rohstoffbereitstellung) finden über Rohstoffpreise Eingang. Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer geplanten Anlage werden die Kraftstoffgestehungskosten basierend auf der VDI 6025 ermittelt und anschließend mit möglichen Opportunitätskosten verglichen. Dazu werden auf der Basis der Kosten (Produktionskosten) und abzüglich der Erlöse für Koppelprodukte die jährlichen Gestehungskosten des Hauptprodukts (Kraftstoff) ermittelt. Bei der Annuitätsmethode werden nichtperiodische Zahlungen sowie periodische Zahlungen mit veränderlichen Beträgen während eines Betrachtungszeitraumes in periodisch konstante Zahlungen transformiert und mit der Division durch die jährliche Kraftstoffbereitstellung in die mittleren Kraftstoffgestehungskosten überführt (Abbildung 6-5). Für alle Berechnungen der Gestehungskosten sind der untere Heizwert ( $H_i$ ) und das Basisjahr 2015 angesetzt. Für die Rohstoffpreise wurden Jahresmittelwerte angenommen. Auf ihre Anpassung hinsichtlich möglicher Preissteigerungen während des Betrachtungszeitraums wird verzichtet, da sie den derzeitigen Bereitstellungskosten fossiler Referenzen gegenübergestellt werden sollen.

Die relative Vorteilhaftigkeit der untersuchten Biokraftstoffkonzepte untereinander bestimmt sich durch den direkten Vergleich der einzelnen Kraftstoffgestehungskosten. Faktoren, wie gesellschaftliche Akzeptanz, Verfügbarkeit oder mögliche technische Hemmnisse, die bei einer verstärkten Biokraftstoffnutzung, auftreten könnten, haben bei dieser Betrachtung keinen Einfluss. Eine Einschätzung der Vorteilhaftigkeit eines Biokraftstoffes gegenüber der fossilen Referenz kann jedoch nicht ausschließlich durch den Vergleich der Kraftstoffgestehungskosten getroffen werden, da z. B. Gesetze eine Biokraftstoffquote oder unterschiedliche Besteuerungen der Kraftstoffe vorschreiben. Liegen die Differenzkosten der Biokraftstoffe und der fossilen Referenz (frei Raffinerie) unterhalb der Strafabgaben, kann dies ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen sein. Dieser Anreiz gilt aber nur für die Mengen an Biokraftstoff, die zur Quotenerfüllung notwendig sind.

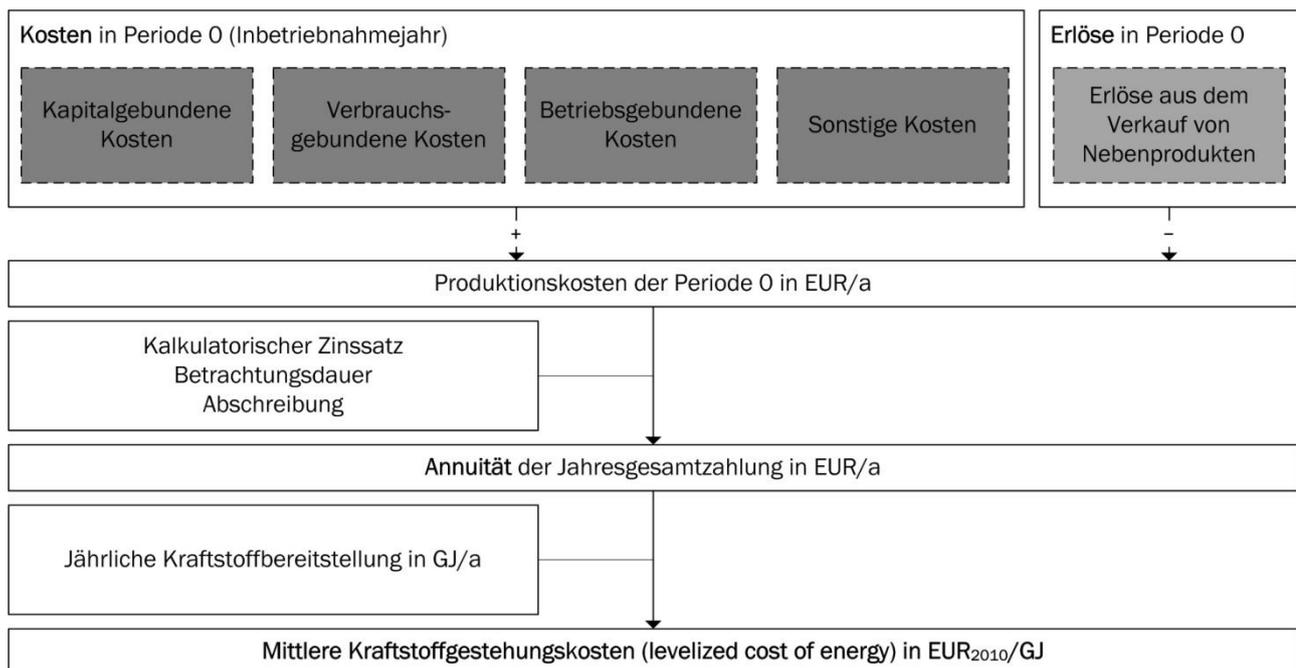


Abbildung 6-5 Kalkulationsmodell zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (Zeymer, 2013)

Aufbauend auf den Biokraftstoffgestehungskosten erfolgt die Berechnung der spezifischen THG-Vermeidungskosten. Dies basierend auf einem vereinfachten Ansatz (siehe Gleichung 1), wobei die THG-Emissionen der untersuchten Biokraftstoffe dem fossilen Referenzkraftstoff der *europäischen Erneuerbaren Energien Verordnung* (EU-RED) gegenübergestellt werden und kostenseitig auf die Bestimmung der Distribution biogener und fossiler Kraftstoffe verzichtet wird. Da die Verteilung der biogenen und fossilen Kraftstoffe vom Herstellungsort zum Verbraucher identisch ist, ist die Bestimmung der Distributionskosten in diesem Fall nicht notwendig. Weitere Externalitäten, die durch die Bereitstellung von biogenen und fossilen Kraftstoffen auftreten können, sowie positive Effekte der Biokraftstoffe auf den Angebotspreis bleiben aufgrund der hohen Komplexität bei dieser Betrachtung außen vor, werden aber qualitativ abgeschätzt. (THRÄN, 2011)

$$k_{THGV} = \frac{k_{BK} - k_{Ref}}{e_{Ref} - e_{BK}}$$

Gleichung 1

$k_{THGV}$	=	THG-Vermeidungskosten der Biokraftstoffe [EUR / kg CO <sub>2</sub> -Äq.]
$k_{BK}$	=	Bereitstellungskosten des Biokraftstoffs (frei Konversionsanlage) [EUR / GJ]
$k_{Ref}$	=	Bereitstellungskosten der fossilen Referenz (frei Konversionsanlage) [EUR / GJ]
$e_{BK}$	=	THG-Emissionen der Biowasserstoffbereitstellung [kg CO <sub>2</sub> -Äq. / GJ]
$e_{Ref}$	=	THG-Emissionen der fossilen Referenz nach EU-RED [83,8 kg CO <sub>2</sub> -Äq. / GJ]

Die spezifischen THG-Vermeidungskosten stellen einen wichtigen Kennwert für den Vergleich der Bioenergiekonversionskette dar. Sie geben an, wie viel die Vermeidung einer definierten Menge Treibhausgase gegenüber der entsprechenden fossilen Referenz kostet.

### 6.2.3 Ergebnis

Für die Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten sind die Annahmen der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Tabelle 6-3 zusammengefasst. Die Investitionssummen inklusive aller direkten Kosten (Mess-, Steuerung- und Regelungstechnik, Elektrik, Rohrleitungen, Installation) und indirekten Kosten (Engineering, Risikozuschlag, Generalunternehmer, Inbetriebnahme) basieren auf Angaben realisierter Anlagen, kombiniert mit Literaturwerten. Des Weiteren spiegeln die Jahresvolllaststunden die durchschnittliche technische Verfügbarkeit der Anlagenkonzepte wider. Die inhomogene Substratbasis des Biomethan-Konzepts, führen daher zu einer geringeren technischen Verfügbarkeit.

Tabelle 6-3 Annahmen zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ unter Einbindung von (EUROSTAT, 2012a, 2012b; THRÄN, 2011))

Parameter	Biodiesel (Raps)	HVO (Palm)	HVO (Raps)	Bioethanol (Weizen)	Bioethanol (Zucker- rübe)	Bioethanol (Weizen- stroh)	Biomethan (Bioabfall)
Investitionssumme I <sub>0</sub> (Mio. EUR)	60	232	232	235	102	226	8,8
Jahresvolllaststunden (h / a)	8.000	8.200	8.200	8.000	8.000	8.000	7.800

Parameter	Biodiesel (Raps)	HVO (Palm)	HVO (Raps)	Bioethanol (Weizen)	Bioethanol (Zucker- rübe)	Bioethanol (Weizen- stroh)	Biomethan (Bioabfall)
Instandsetzungskosten ((% I <sub>0</sub> ) / a)	2,5	3,0	3,0	2,5	2,5	2,0	2,5
Rohstoffkosten (EUR / t)	371	547 (Öl)	720 (Öl)	162	35	50	-35
Strompreis (EUR / kWh)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12
Mitarbeiteranzahl (MA)	68	35	35	72	33	73	2
Personalkosten (EUR / (MAa))	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Kosten für Wartung / Reinigung ((% I <sub>0</sub> ) / a)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	3,0
Versicherung ((% I <sub>0</sub> ) / a)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Verwaltung ((% I <sub>0</sub> ) / a)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Unerwartete Kosten ((% I <sub>0</sub> ) / a)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

In Abbildung 6-6 sind die Kraftstoffgestehungskosten der Konzepte sowie die Preise der fossilen Referenzen frei Anlage dargestellt. Während die biogenen Kraftstoffe Produktionskosten zwischen 14 und 32 EUR / GJ aufweisen, liegen die der fossilen Referenz zwischen 6 und 16 EUR / GJ. Für einen besseren Vergleich der biogenen Kraftstoffe untereinander, beziehen sich hier alle Angaben zu Biomethan, entgegen des in der Gaswirtschaft üblichen Vorgehens, auf den unteren Heizwert (Hi). Unter den gewählten Annahmen ist somit Biodiesel aus Raps als etablierter flüssiger Biokraftstoff sowie HVO auf Basis von Palmöl mit 19 EUR / GJ deutlich günstiger als Bioethanol, das Gestehungskosten frei Anlage von 27 bis 32 EUR / GJ aufweist. Bioethanol aus dem Reststoff Weizenstroh hat hierbei leichte Kostenvorteile aufgrund der hohen Erlöse aus dem Verkauf des Nebenproduktes Ligninpellets. Dies gleicht die vergleichsweise hohen Kapital- und Betriebskosten (insb. für Rohmaterial, Energie und Enzyme) größtenteils aus. Biomethan aus der Vergärung von Bioabfällen mit Gestehungskosten von 14 EUR / GJ ist in der Betrachtung besonders ökonomisch vorteilhaft, da durch die hohen Erlöse aus der Bioabfallverwertung eine starke Kostensenkung erzielt wird.

Die Biomethanbereitstellung über das Konzept Abfallvergärung mit anschließender Biogasaufbereitung stellt das günstigste aller betrachteten Biokraftstoffkonzepte dar. Trotz der hohen spezifischen Investitionssumme, die einen Anteil von 67 % an den Produktionskosten verursachen und des hohen Strombedarfs (verbrauchsgebundenen Kosten), der sich aus der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ergibt, können Gestehungskosten in Höhe von 14 EUR / GJ (5,2 ct / kWh) erzielt werden. Der Grund dafür ist der Erlös, der für die Verwertung von Bioabfällen (35 EUR / t<sub>FM</sub>) erzielt werden kann und die damit einhergehende Einsparung der Substratkosten. Da ein gewinnbringender Verkauf der nachkompostierten Gärreste nicht zweifelsfrei angenommen werden kann, wird in der Kalkulation nach dem

Vorsichtsprinzip eine kostenneutrale Entsorgung angesetzt. Die hier dargestellten Gestehungskosten sind auch geringer als die von der Bundesnetzagentur für Biomethan ermittelten, die für das Jahr 2010 bezogen auf den unteren Heizwert bei durchschnittlich 19,1 EUR / GJ (6,8 ct / kWh) lagen. (BUNDESNETZAGENTUR, 2011)

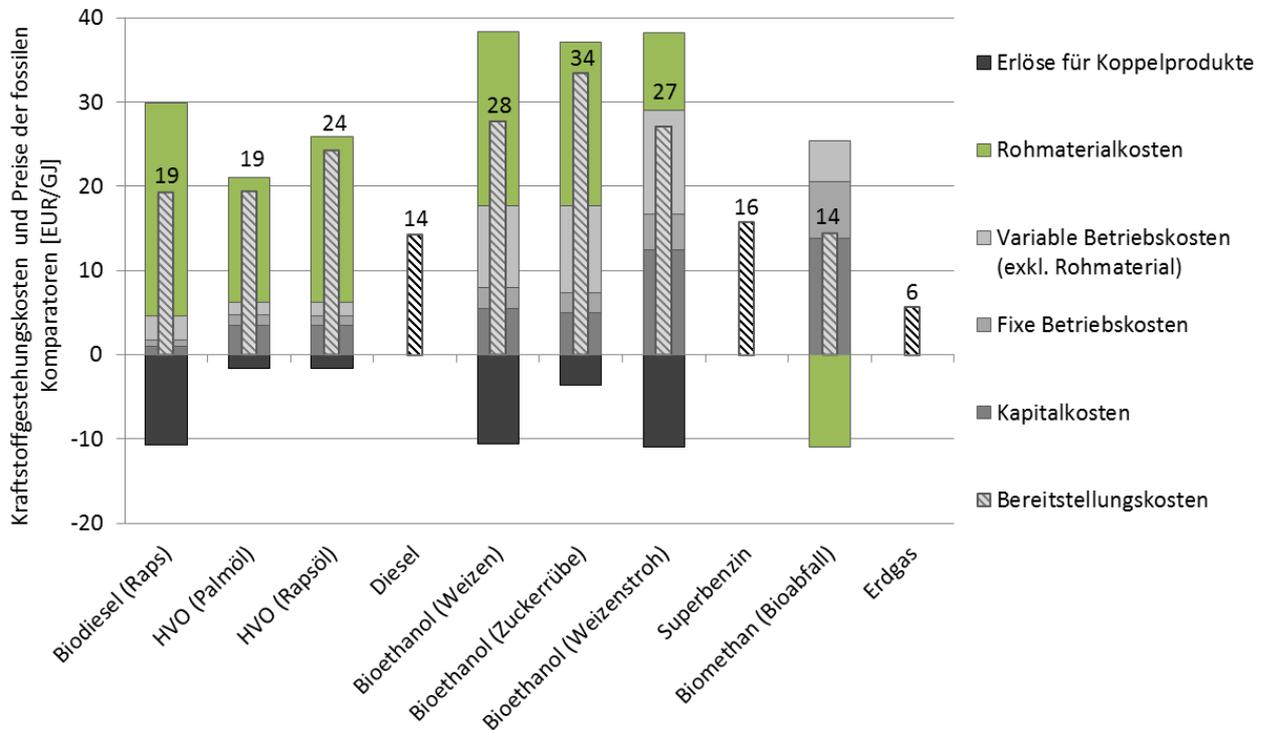


Abbildung 6-6 Biokraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen (eigene Berechnungen)

Die kostengünstigsten aller betrachteten Konzepte für flüssige Kraftstoffe sind Biodiesel aus Raps und HVO aus Palmöl mit Gestehungskosten von jeweils 19 EUR / GJ (0,63 bzw. 0,58 EUR / Liter), wobei das HVO-Konzepte auf Basis von Rapsöl mit 24 EUR / GJ (0,72 EUR / Liter) nicht wesentlich schlechter abschneidet. Die Unterschiede zwischen den beiden HVO-Konzepten ergeben sich dabei hauptsächlich aus der Preisdifferenz der Rohmaterialien. Alle drei Konzepte profitieren von einer etablierten und günstigen Anlagentechnik, die ihren Ursprung in der chemischen Industrie hat, wodurch die wesentlichen Technologiesprünge schon erfolgt sind und das Kostensenkungspotenzial weitestgehend ausgeschöpft ist. (PLATTS, 2011)

Die Gestehungskosten des Bioethanols liegen zwischen 27 EUR / GJ (0,57 EUR / Liter) beim Einsatz von Weizenstroh und 32 EUR / GJ (0,67 EUR / Liter) bei Zuckerrüben. Die etablierten Bioethanolkonzepte (Weizen, Zuckerrübe) weisen relativ geringe spezifische Investitionssummen auf, da sie auf einer vergleichsweise einfachen und ausgereiften Technologie beruhen. Die Anlagen zur Konversion von lignozellulosehaltigen Rohmaterialien sind dagegen vergleichsweise aufwändig und bislang selten. Dadurch sind sie noch relativ teuer, was zu den hohen Kapitalkostenanteilen führt. Allerdings ist das eingesetzte Rohmaterial aufgrund seiner Eigenschaft als Reststoff ungleich billiger. Zudem sind die spezifischen Erlöse aus den Ligninpellets höher als durch Futtermittelverkäufe (DDGS, Pülpe). Dadurch liegen die spezifischen Gestehungskosten bei Bioethanol aus Weizenstroh etwas niedriger als bei den anderen beiden Konzepten.

### 6.2.4 Sensitivitätsbetrachtungen

Durch die Sensitivitätsanalyse kann die Feststellung eventueller kritischer Parameter bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ermöglicht werden, um die Auswirkungen möglicher Veränderungen aufzuzeigen und somit die Unsicherheit sowohl des Verfahrens als auch der Entscheidungsfindung zu verringern. (BREIING & KNOSALA, 1997) Um die Sensitivitätsanalyse in einem überschaubaren Rahmen durchführen zu können, werden einige Kriterien exemplarisch untersucht, die den größten Einfluss auf das Ergebnis ausüben (hohen Anteil an den Kraftstoffgestehungskosten) und somit allein dadurch die größten Unsicherheiten in sich bergen.

Für das Biodiesekonzept auf Basis von Raps sind in Abbildung 6-7 die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse dargestellt. Aufgrund des hohen Kostenanteils für das Rohmaterial ist dessen Preis besonders ausschlaggebend für die Gestehungskosten des Biodiesels. Sollten die Rohmaterialkosten um 50 % steigen, so ließe sich eine Steigerung der Gestehungskosten von ca. 65 % erwarten. Allerdings kann man bei steigenden Rapspreisen auch steigende Preise für das Rapsextraktionsschrot erwarten. Würden diese ebenfalls um 50 % steigen, so zöge das insgesamt nur eine Steigerung der Gestehungskosten des Biodiesels um ca. 42 % nach sich. Alle anderen Kostenfaktoren haben einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Gestehungskosten. 50 % höhere Investitionen würden die Gestehungskosten nur um ca. 3 % steigen lassen. Eine Reduzierung der Betriebsstunden um 50 % würde entsprechend nur zu einer Kostensteigerung von ca. 9 % führen.

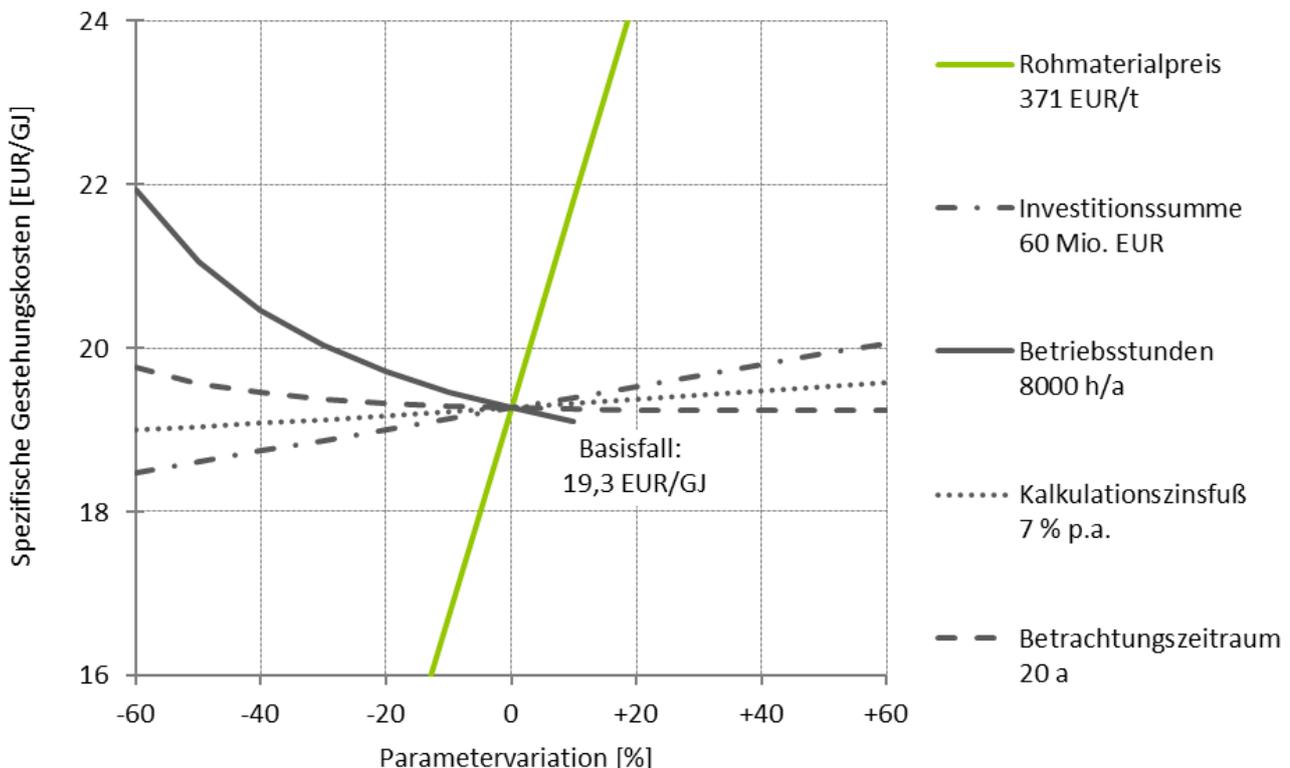


Abbildung 6-7 Sensitivitätsbetrachtung der Biodiesel-Gestehungskosten (Raps) (© DBFZ)

Exemplarisch für dieselähnliche Biokraftstoffe sind in Abbildung 6-8 die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung von HVO auf Basis von Palmöl aufgezeigt. Aufgrund der hohen Skaleneffekte thermochemischer Anlagentechnik sinken bei einem Upscale sowohl die spezifischen Materialkosten als auch die

spezifischen Installationskosten deutlich. Daher spielen die kapitalgebundenen Kosten bei großtechnischen Anlagen bezogen auf die Produktionskosten nur eine untergeordnete Rolle, weshalb auch eine Erhöhung der Investitionssumme nur eine geringe Teuerung nach sich ziehen würde. Eine Reduktion der Jahresvolllaststunden um 50 % würde die Gestehungskosten allerdings bereits um ca. 30 % steigern. Demzufolge hat die Auslastung nur einen begrenzten Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten. Als dominanter Kostentreiber sind die hohen Rohmaterialkosten zu nennen, da diese ca. 70 % der Gesamtkosten verursachen und somit den sensibelsten Faktor dieses Kraftstoffkonzeptes darstellen. Eine Steigerung der Rohmaterialkosten um 50 % würde die Gestehungskosten des HVO um ca. 38 % erhöhen.

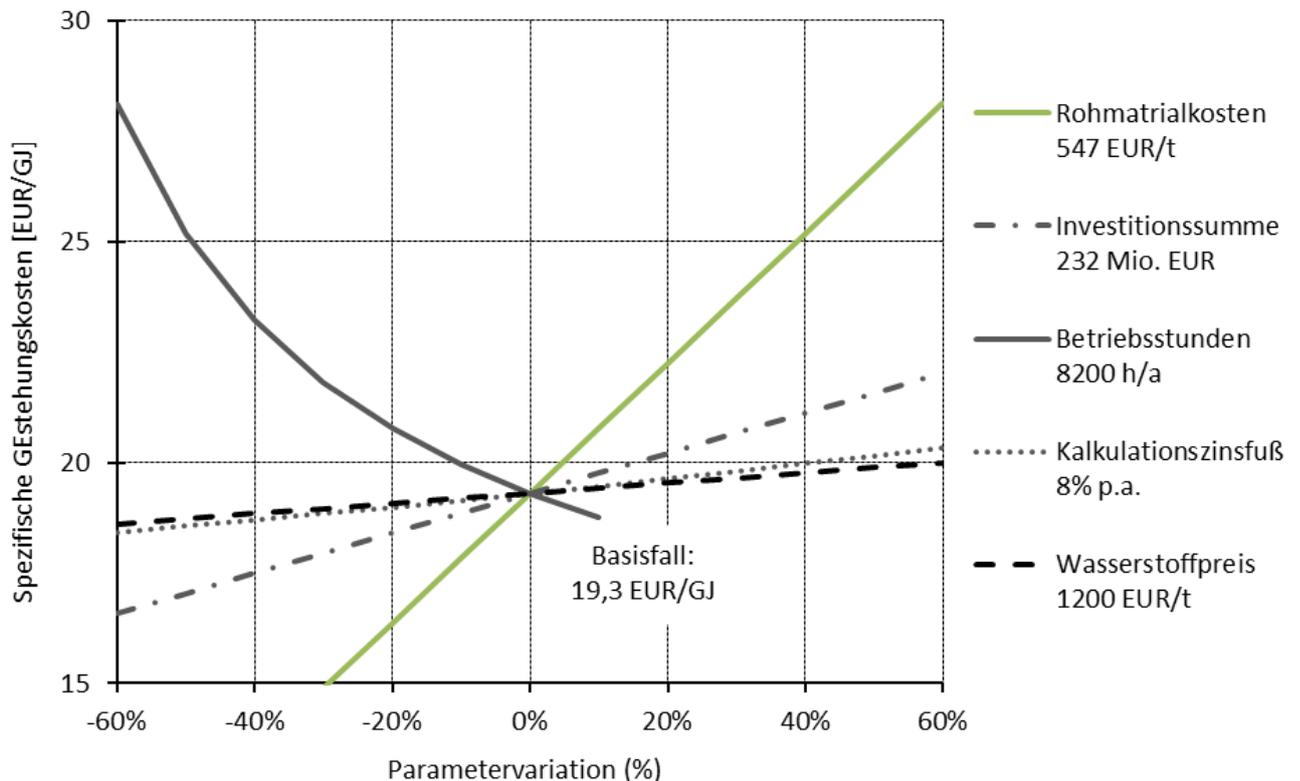


Abbildung 6-8 Sensitivitätsbetrachtung der HVO-Gestehungskosten (Palm) (© DBFZ)

Eine Verringerung der Auslastung einer Bioethanolanlage würde die Gestehungskosten deutlicher erhöhen, als das bei der Biodieselproduktion der Fall wäre, da die kapitalgebundenen Kosten einen höheren Anteil an den Produktionskosten aufweisen. Diese Kosten sind fixe Kosten, d. h. dass die anfallenden produktionsunabhängigen Kosten sich bei geringerer Auslastung auf eine geringere Produktionsmenge verteilen. In Abbildung 6-9 ist zu erkennen, dass bei einer Verringerung der Jahresvolllaststunden um 50 %, die Gestehungskosten um ca. 29 % steigen würden. Die Investitionssumme, deren Finanzierung (Kapitalzinsfuß) und die Hilfsenergieträger (Erdgas) spielen bei diesem Anlagenkonzept hinsichtlich ihrer Sensibilität dennoch eine untergeordnete Rolle. Eine um 50 % erhöhte Investition würde die Gestehungskosten lediglich um ca. 13 % erhöhen. Mit ca. 37 % würde sich eine wesentlich größere Teuerung ergeben, falls sich der Weizenpreis um 50 % erhöhen würde. Würde sich allerdings der Preis des Nebenproduktes DDGS ebenfalls um 50 % erhöhen, würde dies die Teuerung abschwächen und lediglich zu einer Steigerung der Gestehungskosten um ca. 18 % führen.

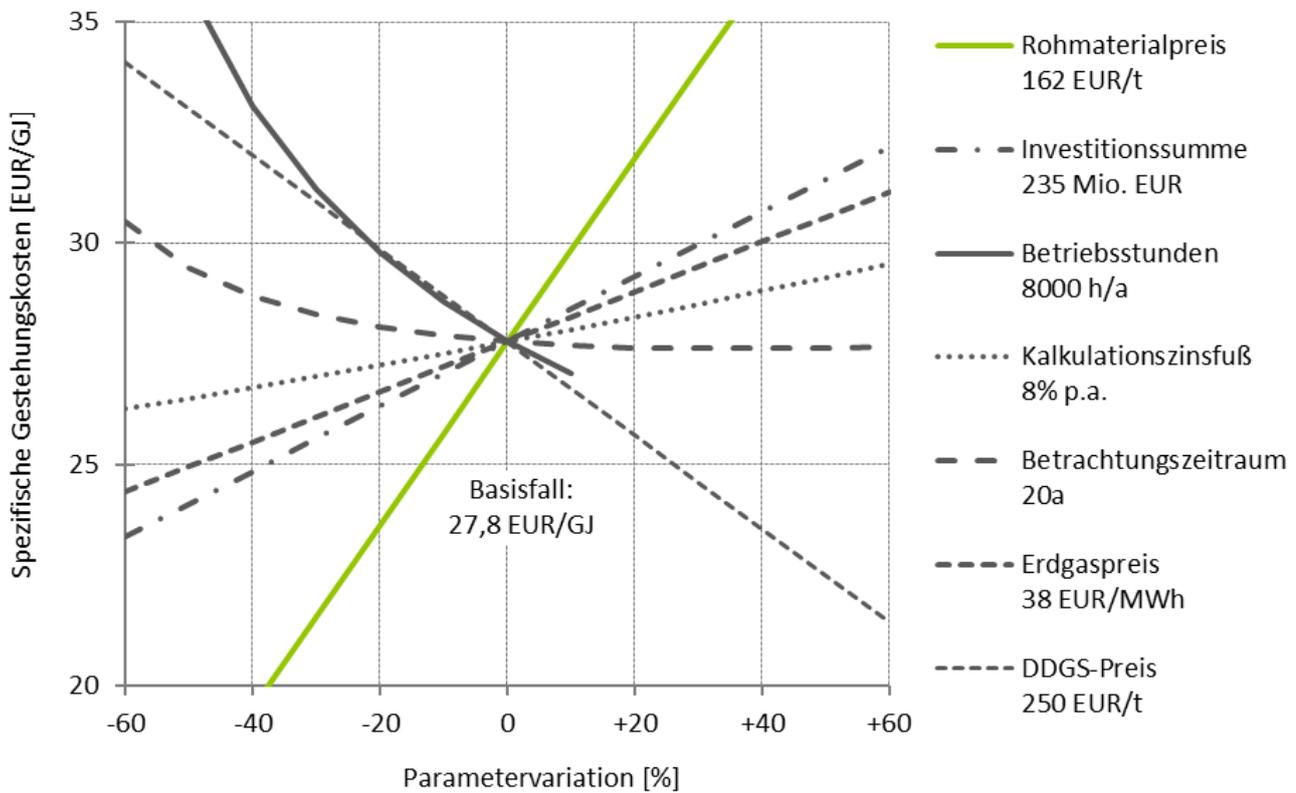


Abbildung 6-9 Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanol-Gestehungskosten (Weizen) (© DBFZ)

Die Sensitivität der Gestehungskosten von Bioethanol ist in Abbildung 6-10 dargestellt. Da die Kapitalkosten vergleichsweise hoch sind, haben die Investitionssumme, die Anlagenauslastung und der Betrachtungszeitraum einen großen Einfluss auf die Gestehungskosten. Bei einer Erhöhung der Investition um 50 % steigen die Gestehungskosten um ca. 25 %. Die Rohmaterialkosten sind allerdings nicht zu vernachlässigen und sorgen bei einer Erhöhung um 50 % für eine Steigerung der spezifischen Kosten von insgesamt ca. 20 %. Während die Enzymkosten einen geringeren Einfluss haben, sind die erzielten Preise beim Verkauf von Ligninpellets von Bedeutung. Durch sie werden hohe Erlöse erzielt und eine Preissteigerung um 50 % würde die spezifischen Gestehungskosten um ca. 19 % senken.

Der Einfluss von Kapital- und Rohmaterialkosten auf die spezifischen Gestehungskosten hält sich bei der Erzeugung von Biomethan auf Basis von Bioabfällen die Waage (Abbildung 6-11). Da der Rohmaterialpreis negativ ist, wirken sich Kostensteigerungen besonders stark aus. Steigen die Investitionssummen um 50 %, so erhöhen sich die spezifischen Gestehungskosten des Biomethans um ca. 67 %. Aufgrund dessen, und aufgrund der generell hohen Kapitalkosten, hat auch die Anlagenauslastung einen starken Einfluss auf die Kosten. Sinken die Betriebsstunden um 50 % fallen Einnahmen weg und die produzierte Menge Biomethan sinkt, während ein Großteil der Kosten bestehen bleibt. Die spezifischen Gestehungskosten steigen in diesem Falle um mehr als das Doppelte. Steigt der Preis für das Rohmaterial Bioabfall – d. h. sinken die Erlöse aus der Entgegennahme – so steigen die spezifischen Gestehungskosten um ca. 38 %.

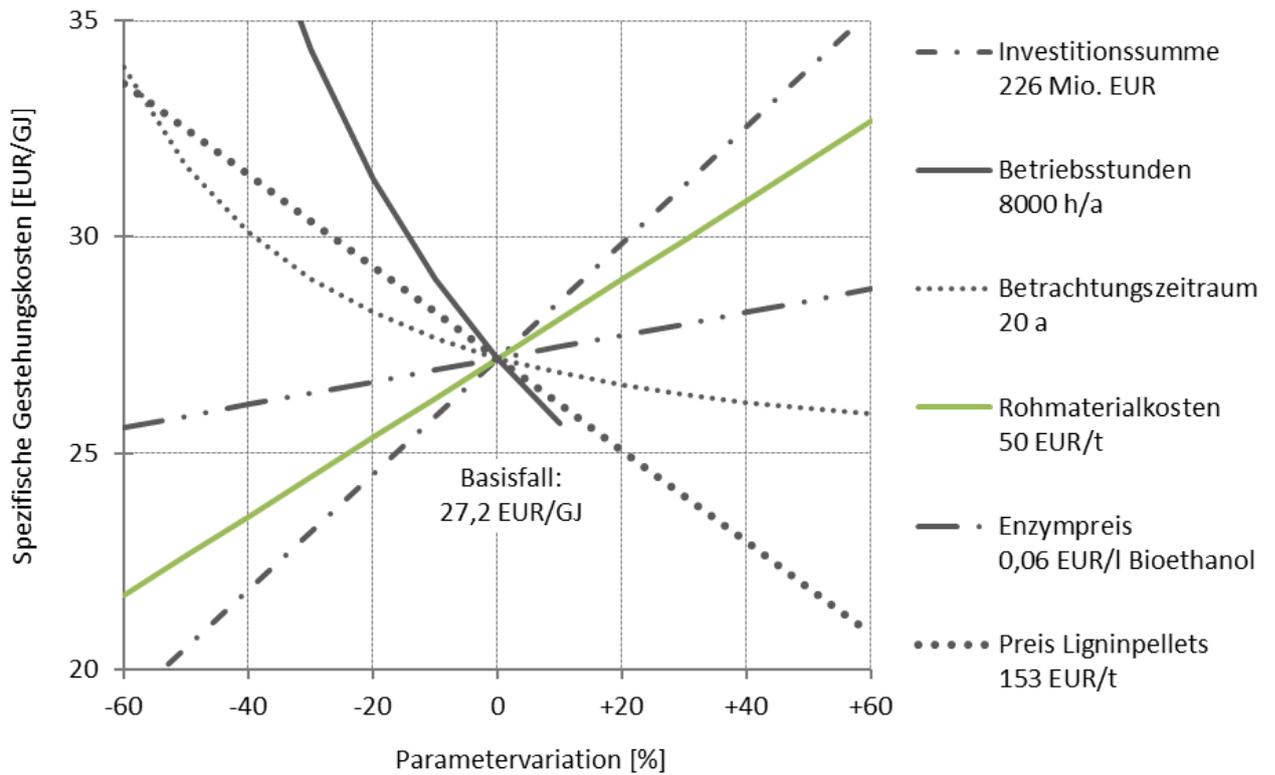


Abbildung 6-10 Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanol-Gestehungskosten (Weizenstroh) (© DBFZ)

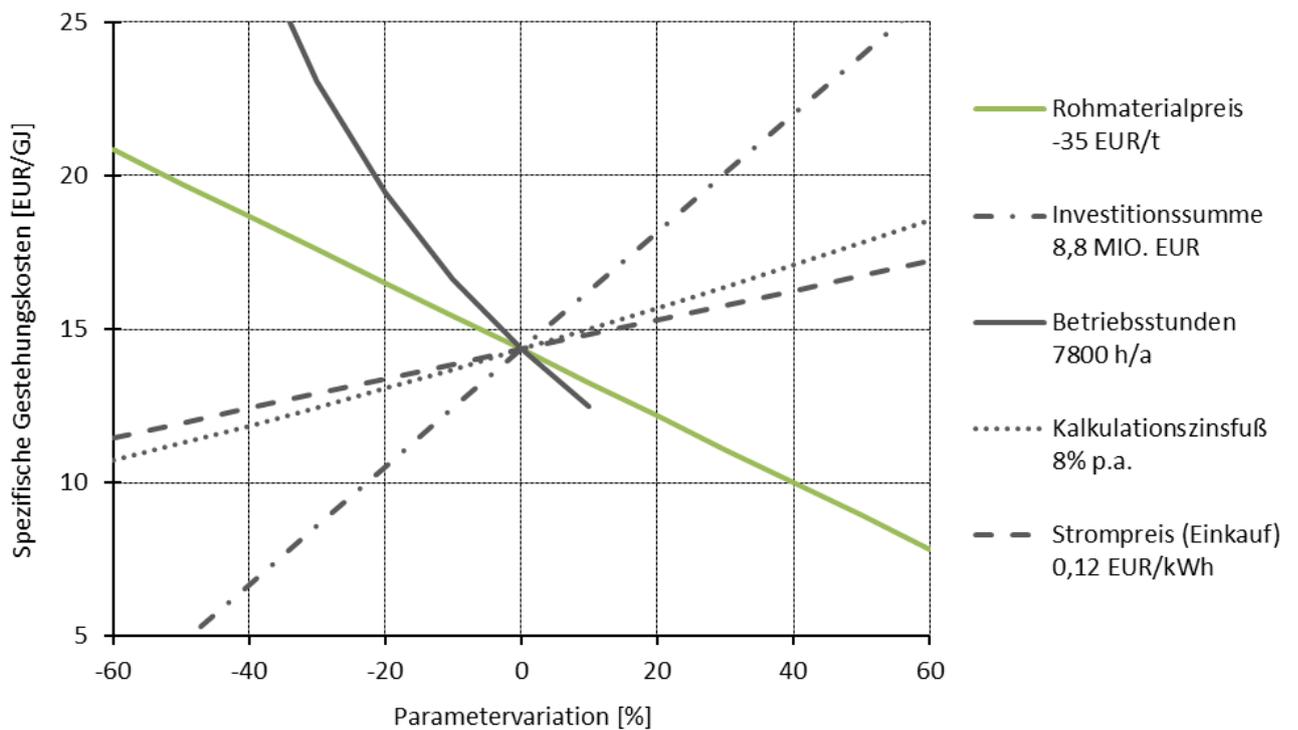


Abbildung 6-11 Sensitivitätsbetrachtung der Biomethan-Gestehungskosten (Bioabfälle) (© DBFZ)

### 6.2.5 Fazit

Die ökonomische Analyse der ausgewählten Kraftstoffkonzepte zeigt, dass Biodieseltechnologien unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Allgemeinen geringere Produktionskosten aufweisen als Bioethanoltechnologien. Hierbei haben HVO-Kraftstoffe bei deutlich erhöhter Qualität nur moderat höhere Gestehungskosten als konventioneller Biodiesel, sofern günstig importierte Rohmaterialien eingesetzt werden. Bei Bioethanol erkennt man eine ökonomische Wettbewerbsfähigkeit von lignozellulosebasierten gegenüber konventionellen Verfahren. Landwirtschaftliche Reststoffe können demnach zu vertretbaren Kosten in Bioethanol umgewandelt werden. Des Weiteren können mit dem Einsatz günstiger Rohstofffraktionen wie im Falle von Biomethan aus Bioabfällen niedrige Gestehungskosten erzielt werden, jedoch ist das Potenzial dieser Rohstoffe stark limitiert. Zudem wird ersichtlich, dass Biokraftstoffe bei derzeitigen Rohstoffpreisen nicht mit fossilen Kraftstoffen konkurrieren können und auch mittelfristig unter den derzeitigen ökonomischen Rahmenbedingungen und ohne staatliche Subventionen nicht wettbewerbsfähig sein werden. Die Biokraftstoffquote garantiert jedoch die abgesetzten Mengen in gewissem Umfang. Die Konkurrenz der verschiedenen Biokraftstoffoptionen und Anlagenbetreiber schaffen trotz der staatlichen Regelungen einen Wettbewerb, wobei die günstigsten Technologien einen erheblichen Vorteil haben.

Bezieht man die Treibhausgasemissionen der Biokraftstoffe in die ökonomische Betrachtung mit ein, verstärkt sich der positive Eindruck von Biokraftstoffen aus Reststoffen, da diese nicht nur besonders günstige Gestehungskosten, sondern auch niedrige 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 auch zu höheren Produktionskosten. Seit der Umstellung der Biokraftstoffquote von dem energetischen Ansatz auf die Treibhausgasminderung, werden bevorzugt Biokraftstoffe mit geringen THG-Minderungskosten eingesetzt. Sofern von einem freien Wettbewerb ausgegangen und vereinfacht eine aggregierte Nachfrage- und Angebotskurve zur Preisbildung angenommen werden kann, sollten sich die THG-Minderungskosten auf dem Niveau des teuersten Biokraftstoffs, der noch zur Erfüllung der Quote benötigt wird, einpendeln. Dabei können bzw. werden die Biomassekosten die treibende Kraft sein. Somit sind zukünftige THG-Vermeidungskosten von Biokraftstoffen unter den angenommen Rahmenbedingungen und der zugrundeliegenden Berechnung im Bereich von 200 bis 300 EUR / t CO<sub>2</sub>-Äq anzusiedeln (Kapitel 6.3).

Ungewürdigt bleibt der preisdämpfende Effekt von Biokraftstoffen. Durch den weltweiten Einsatz biogener Kraftstoffe, wird die Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen weltweit verringert, was gleichzeitig zu einer Entlastung des Kraftstoffmarkts führt und Preise stabilisiert. Ein weiterer Einsatz von Biokraftstoffen würde diesen Effekt verstärken, jedoch unter der gewählten Berechnungsmethode unbeachtet bleiben. Dies würde zu methodisch bedingten Erhöhungen der THG-Vermeidungskosten führen. Langfristig ist das Potenzial des preisdämpfenden Effekts von Biokraftstoffen neben der ressourcenschonenden Wirkung nicht zu vernachlässigen und sollte in weitere politische und ökologische Entscheidungen verstärkt einfließen.

## 6.3 Treibhausgasvermeidungskosten

Eine Übersicht der ermittelten THG-Vermeidungskosten und THG-Einsparungen der untersuchten Biokraftstoffe enthält Abbildung 6-12. Dabei liegen die THG-Vermeidungskosten in einem Bereich von 106 EUR / t CO<sub>2</sub>-Äq. für Biodiesel aus Raps bis 292 EUR / t CO<sub>2</sub>-Äq. für Bioethanol aus Zuckerrüben.

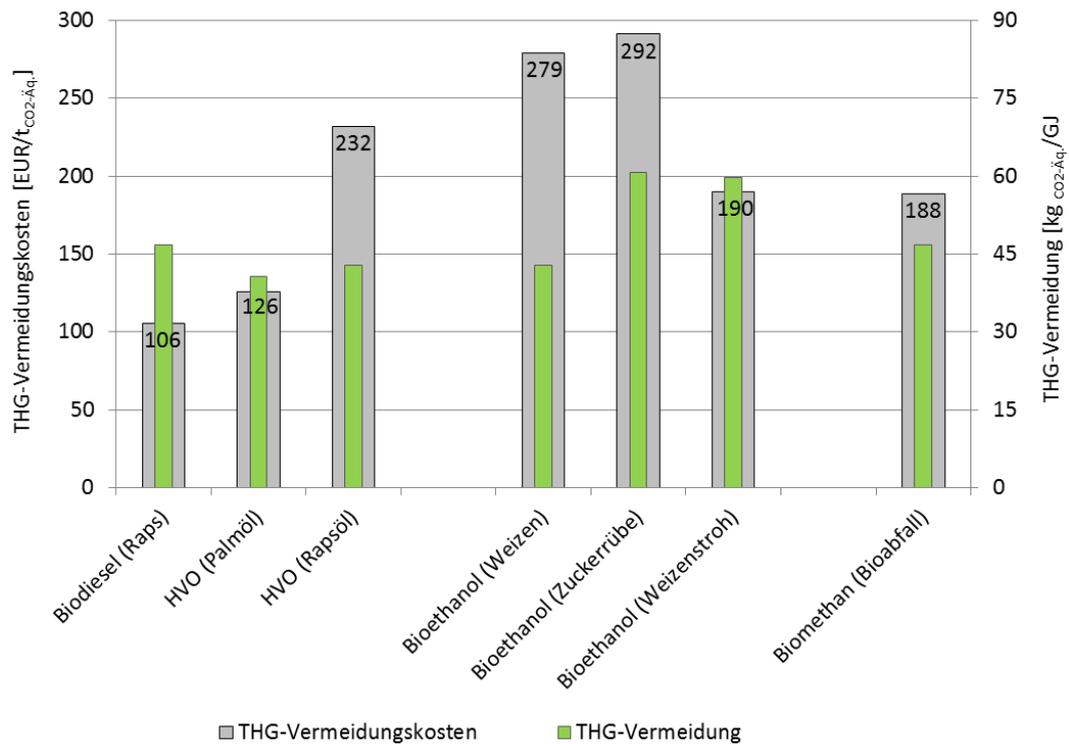


Abbildung 6-12 Treibhausgasvermeidungskosten und THG-Einsparungen von Biokraftstoffen (eigene Berechnungen, © DBFZ)

Es ist zu erkennen, dass die großen Unterschiede jedoch weniger aus dem THG-Einsparpotenzial der Biokraftstoffe, sondern aus den stark divergierenden Kostendifferenzen zur fossilen Referenz resultieren (siehe THG-Einsparungen). Zwar weisen ebenfalls die biogenen Dieselerstrate tendenziell geringere THG-Vermeidungskosten auf als die Benzinsubstitute. Allerdings wird sehr deutlich, dass Bioethanol auf Basis des Reststoffes Stroh besonders niedrige THG-Vermeidungskosten im Vergleich zu den anderen Bioethanolooptionen hat. Diesen ähnlich sind die THG-Vermeidungskosten von Biomethan auf Basis von Bioabfällen, da sich hier ein mittleres THG-Vermeidungspotenzial mit moderaten Mehrkosten im Vergleich zur fossilen Referenz verbinden. Die THG-Vermeidungskosten liegen etwa im Durchschnitt der untersuchten Optionen, sind aber deutlich höher als in der vorangegangenen Berichtsperiode, da die fossile Referenz im Preis gesunken ist und somit die Kostendifferenz gestiegen ist. Diese Biokraftstoffoption hat demnach an Kosteneffizienz bei der THG-Vermeidung verloren. Die Preise von Diesel sind hingegen leicht gestiegen, während die Rohstoffpreise für Biodiesel und HVO leicht gesunken sind. Biodiesel und palmölbasiertes HVO haben dadurch die niedrigsten THG-Vermeidungskosten im Vergleich.

Infolge der Umstellung der Biokraftstoffquote auf eine THG-Minderungsquote ist mit einer weiterhin hohen Nachfrage nach Biokraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen (z. B. Biomethan aus Bioabfällen, Biodiesel aus Altspeiseöl) aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Treibhausgasvermeidung zu erwarten. Der erhöhte Nachfragedruck auf diese Biokraftstoffe wird auf die Einsatzstoffe weitergegeben. Unter der Annahme vollständiger Konkurrenz der Biokraftstoffe untereinander ist mit einem Angleichen der THG-Vermeidungskosten über den Transmissionskanal der Biomasse zu rechnen.



## 7 Ökologische Aspekte der Nachhaltigkeit – Emissionen von Biokraftstoffen

### 7.1 Treibhausgasvermeidungspotenzial ausgewählter Biokraftstoffe WTT

Mit der Verabschiedung der *europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie* (EU-RED) (RICHTLINIE 2009 / 28 / EG, 2009) und deren nationalen Umsetzung in Form der *Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung* (BIOKRAFTNACHV) wurden neben verschiedenen Nachhaltigkeitskriterien auch verbindliche Vorgaben bezüglich der Treibhausgasminderung für Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzkraftstoff eingeführt. Demnach können Biokraftstoffanteile innerhalb des *Biokraftstoffquotengesetzes* (BIOKRAFTQUG) nur dann angerechnet werden, wenn sie diese Vorgaben einhalten. Vor diesem Hintergrund wurden für die vorhergehend beschriebenen Modellanlagen unterschiedlicher Biokraftstoffoptionen die Treibhausgasemissionen (d. h. CO<sub>2</sub>-Äquivalente) bilanziert, die Ergebnisse den in der EU-RED enthaltenen Standardwerten gegenübergestellt und Minderungspotenziale gegenüber der fossilen Referenz ermittelt.

#### 7.1.1 Methodik

Um zu ermitteln, ob ein Biokraftstoff potenziell über ein Treibhausgasminderungspotenzial (THG-Minderungspotenzial) verfügt, ist es erforderlich, alle klimarelevanten Emissionen zu erfassen, die mit seiner Produktion und Nutzung in Verbindung stehen. Dabei umfasst die Produktion die gesamte Prozesskette, von der Biomassebereitstellung, über den Transport der Biomasse, die Verarbeitung der Biomasse zum Biokraftstoff bis zur Biokraftstoffdistribution. Zur Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials werden in der EU-RED mehrere Möglichkeiten aufgezeigt. Die erste Möglichkeit besteht darin, die im Anhang V der EU-RED aufgeführten Standardwerte für die Bereitstellung der einzelnen Biokraftstoffe zu verwenden. Sind Biokraftstoffproduzenten nicht in der Lage die THG-Emissionen bzw. das THG-Minderungspotenzial ihres Kraftstoffpfades anhand tatsächlicher Werte selbst zu berechnen, so können sie sich bei dem geforderten Nachweis des THG-Minderungspotenzials auf diese Gesamtstandardwerte berufen.

Liegen tatsächliche Werte für die Bereitstellungskette vor, so können die THG-Emissionen bzw. das THG-Minderungspotenzial nach der im Anhang V Teil C festgelegten Methodik berechnet werden. Diese Methodik orientiert sich im Wesentlichen an der in den internationalen Normen ISO 14040 und ISO 14044 geregelten Bilanzierungsmethodik, schränkt deren Freiheitsgrade jedoch stark ein. Die wesentlichen Aspekte der in EU-RED vorgegebenen Berechnungsmethodik sind in Tabelle 7-1 zusammengefasst.

Tabelle 7-1 Wesentliche Aspekte der EU-RED

Rohstoff	EU-RED
Systemgrenzen / Bilanzgrenzen	Well-to-Wheel (d. h. vom Anbau bis zur Tankbefüllung, Emissionen aus der motorischen Verbrennung werden mit Null angesetzt) inklusive direkter Landnutzungsänderungen ab 2008
THG-Minderungspotenzial gegenüber fossiler Referenz (mind.)	35 % ab Inkrafttreten 50 % ab 01. 01. 2018 (60 % für Neuinstallationen ab 05. 10. 2015)
fossiles Referenzsystem	Benzin / Diesel: 83,8 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ
Umgang mit Koppelprodukten	Allokation nach unterem Heizwert
CO <sub>2</sub> -Charakterisierungsfaktoren	IPCC (IPCC, 2001) (z. B. CH <sub>4</sub> : 23, N <sub>2</sub> O: 296)

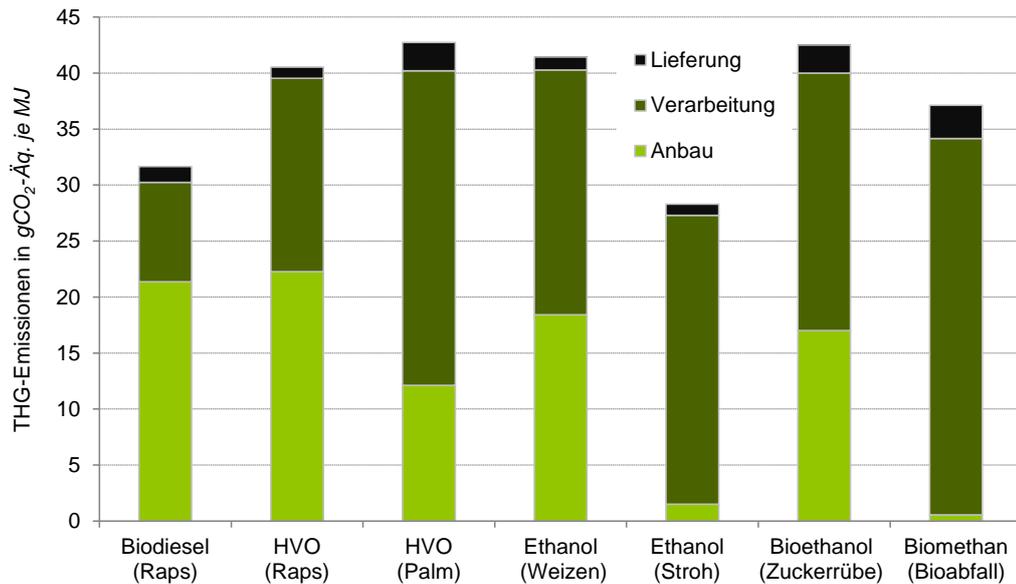
Die Treibhausgasbilanzierung der Modellanlagen beruht auf den dem DBFZ vorliegenden Anbau-, Transport- und Anlagendaten.

Bei der Bilanzierung der hier betrachteten Modellanlagen werden für alle zu bewertenden Prozessschritte die Treibhausgase Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O) erfasst und mittels Charakterisierungsfaktoren des IPCC (IPCC, 2001) in CO<sub>2</sub>-Äquivalente je funktionelle Einheit (1 MJ Kraftstoff) umgerechnet. Nachfolgend werden die berechneten THG-Emissionen der untersuchten Produktionsketten dargestellt und diskutiert.

### 7.1.2 Ergebnisse

Die entsprechend der erläuterten Methodik berechneten THG-Emissionen für die Bereitstellung von 1 MJ Kraftstoff aus den Modellanlagen sind nachfolgend zusammengefasst. Abbildung 7-1 gibt einen Überblick über die THG-Emissionen der betrachteten Biokraftstoffkonzepte. Entlang der Produktionsketten lassen sich zwei wesentliche Treiber der Gesamttreibhausgasemissionen identifizieren. Zum einen die Emissionen aus dem Anbau der Biomasse und zum anderen die Emissionen aus der Verarbeitung der Biomasse zu Biokraftstoffen.

Die THG-Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Anbau (hellgrün dargestellt) werden im Wesentlichen von den Flächenerträgen, dem Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen und dem Einsatz von Düngemitteln beeinflusst. Besonders groß ist der Anteil der Emissionen, die aus der Stickstoffapplikation stammen. Klimarelevante Emissionen entstehen hier bei der Düngemittelproduktion und als direkte Feldemissionen durch den applizierten Stickstoffdünger. Im Gegensatz zu den landwirtschaftlich erzeugten Rohstoffen sind mit der Bereitstellung von Rest- und Abfallstoffen kaum THG-Emissionen verbunden. Dementsprechend weisen innerhalb der betrachteten Biokraftstoffoptionen Ethanol aus Stroh und Biomethan auf der Basis von Abfallstoffen die geringsten, mit der Rohstoffbereitstellung verbundenen, Emissionen auf. Während die durch die Verarbeitung verursachten Emissionen (dunkelgrün dargestellt) der rapsölbasierten Konzepte Biodiesel (Raps) und HVO / HEFA (Raps) deutlich unter denen des Biomasseanbaus liegen, machen sie bei der Produktionskette für HVO / HEFA (Palm) den Hauptanteil der Gesamtemissionen aus. Dies ist hauptsächlich auf die emissionsintensive Behandlung der Reststoffe aus der Palmölmühle zurückzuführen. Die höchsten Treibhausgasemissionen aus dem Verarbeitungsprozess werden bei der Produktion von Biomethan frei. Ursächlich dafür sind Methanemissionen aus dem Fermenterbetrieb und der Biogasaufbereitung, aber auch der Einsatz von Netzstrom für den Betrieb des Fermenters und der Aufbereitungsanlage.


 Abbildung 7-1 THG-Emissionen in g CO<sub>2</sub>-Äquivalent je MJ Kraftstoff (© DBFZ)

### 7.1.3 Einordnung der THG-Bilanzen und Treibhausgasminderungspotenzial

Im Folgenden werden die Treibhausgasbilanzen der betrachteten Produktionsketten für Biokraftstoffe den entsprechenden Standardwerten der EU-RED gegenübergestellt und die wesentlichen Unterschiede diskutiert.

*Biodiesel (Raps).* Die Gesamt THG-Emissionen aus der Bereitstellung von rapsölbasiertem Biodiesel der Modellanlage liegen mit 32 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ deutlich unter dem Standardwert der EU-RED für Rapsbiodiesel mit 52 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ (Abbildung 7-2). Die geringeren Emissionen aus dem Rapsanbau gegenüber dem Standardwert sind auf Ertragssteigerung und eine stickstoffeffizientere Rapsproduktion zurückzuführen, dies gilt auch für das Konzept HVO / HEFA (Raps). Der signifikanteste Unterschied zwischen den beiden verglichenen Werten liegt im Bereich der Emissionen aus der Verarbeitung. Dies ist in erster Linie der Tatsache geschuldet, dass der disaggregierte Standardwert der EU-RED für die Verarbeitung zu Bioethanol die 1,4fache Erhöhung eines definierten typischen Wertes darstellt. Da Biokraftstoffproduzenten zum Nachweis des THG-Minderungspotenzials immer auf die Standardwerte zurückgreifen können, soll die 40 %ige Erhöhung einen möglichst konservativen Durchschnitt abbilden. Dies gilt für alle in der EU-RED enthaltenen Standardwerte. (MAJER & OEHMICHEN, 2010)

Ein maßgeblicher Teil der Emissionen aus der Verarbeitung fällt auf die Bereitstellung der Prozesswärme, die in beiden Modellanlagen durch den Einsatz von Erdgas in einer konventionellen Anlage erzeugt wird.

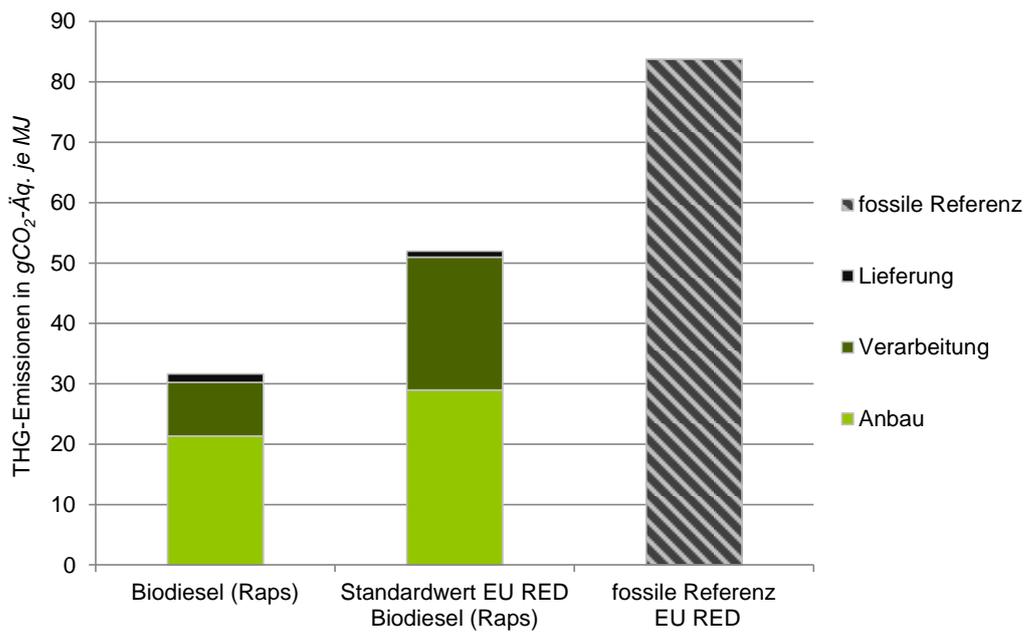


Abbildung 7-2 THG-Emissionen der Bereitstellung von Biodiesel aus Raps in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ)

*HVO/HEFA (Raps)*. Stellt man die berechneten Gesamt-THG-Emissionen der Modellanlage für die Bereitstellung hydrierten Rapsöls in Höhe von 41 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ dem entsprechenden Standardwert der EU-RED vergleichend gegenüber, so zeigen sich wie in Abbildung 7-3 dargestellt nur geringfügige Unterschiede mit leichten Vorteilen auf Seiten des für diese Studie gewählten Referenzkonzeptes. Analog zum Modellkonzept Biodiesel sind die geringeren Emissionen aus dem Rapsanbau gegenüber dem Standardwert auf Ertragssteigerung und eine stickstoffeffizientere Rapsproduktion zurückzuführen. Die höheren Verarbeitungsemissionen der Modellanlage gegenüber dem Standardwert ergeben sich aus den unterschiedlichen Ansätzen zur Prozessenergiebereitstellung. Der Standardwert unterstellt die Einbettung der HVO / HEFA-Produktion in eine Raffinerie und somit die Nutzung verschiedener Raffineriezwischen- und Nebenprodukte zur Energiebereitstellung. Aufgrund der unsicheren und intransparenten Datenlage (insbesondere der Emissionszuweisung der Energieträger), wurde für die Modellanlage eine externe Energiebereitstellung angenommen. Die Abweichung in der Treibhausgasbilanz ergibt sich somit aus dem Einsatz unterschiedlicher Energieträger.

Im Gegensatz zu Biodiesel und HVO / HEFA (Raps) sind die berechneten THG-Emissionen des Konzeptes für hydrobehandeltes Palmöl mit einem Wert von 43 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ (Abbildung 7-4) deutlich höher als die des in der EU-RED enthaltenen entsprechenden Standardwertes von 29 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ. Dies liegt in erster Linie an der unterschiedlichen Berücksichtigung der abfall- und abwasserbedingten Emissionen des Palmölmühlenbetriebes. Während beiden Ansätzen eine Methanabscheidung aus der Behandlung der Ölmühlenabwässer unterstellt wurde, gibt es Unterschiede bezüglich des Umgangs mit den leeren Fruchthüllen. Für die praxisnahe Modellanlage wurde das gängige Verfahren des Dumpings (STICHNOTHE & SCHUCHARDT, 2010) angenommen, dies bedeutet, dass die leeren Fruchthüllen (*empty fruit bunches*) unbehandelt auf die Plantagen zurückgeführt werden, was zu deutlich höheren klimarelevanten Emissionen führt als die dem Standardwert zugrunde gelegte Annahme der Kompostierung.

Dementsprechend besteht insbesondere im Bereich der Behandlung der Rest- und Abfallstoffe bezüglich der THG-Emissionen ein nicht unerhebliches Minderungspotenzial.

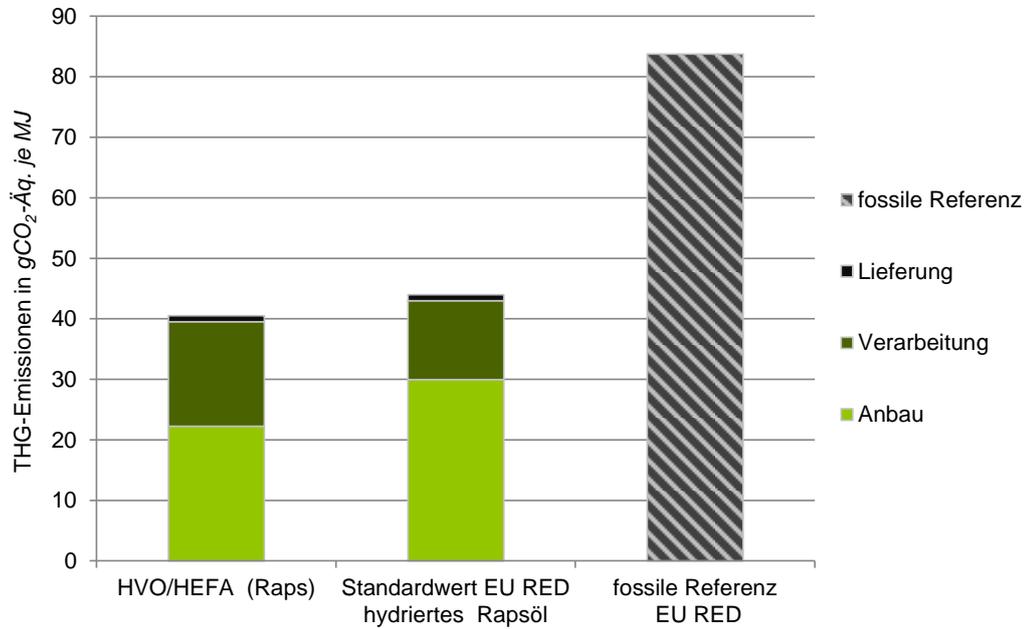


Abbildung 7-3 THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Raps) in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ)

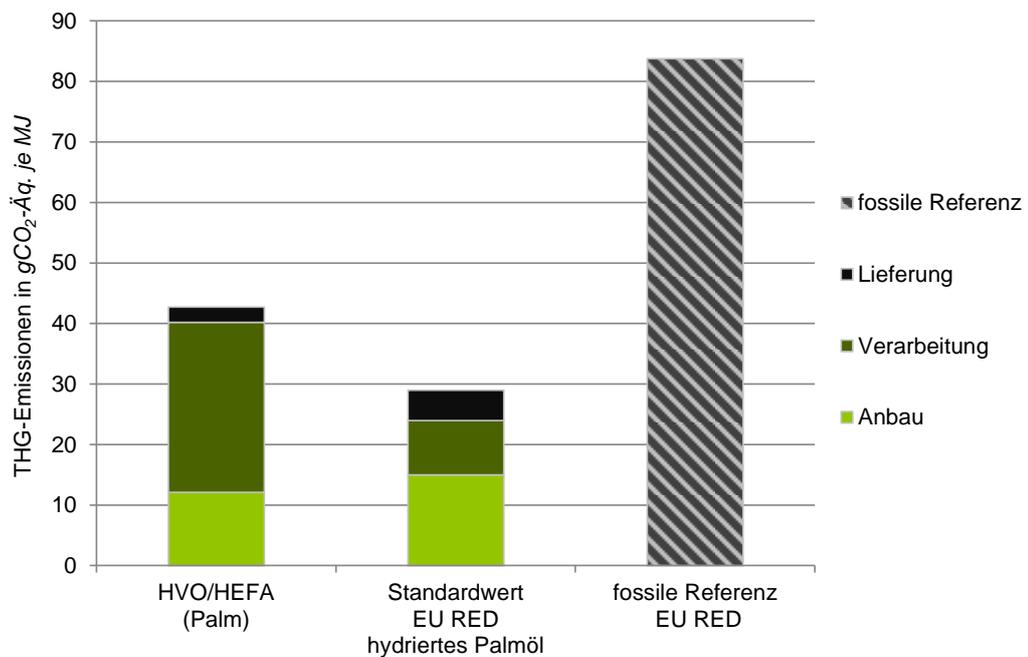


Abbildung 7-4 THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO / HEFA (Palm) in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ)

*Bioethanol (Weizen)*. Entsprechend der vorgestellten Methodik wurden für das gewählte Referenzkonzept (Tabelle 6-2) für die Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen innerhalb der definierten Systemgrenzen die Treibhausgasemissionen ermittelt. Die Berechnung ergab einen Wert von 41 g CO<sub>2</sub>-Äq. je MJ Bioethanol. Das Ergebnis der THG-Bilanzierung wurde dem Standardwert der EU-RED für Bioethanol aus Weizen<sup>21</sup> gegenübergestellt. Wie Abbildung 7-5 zeigt, werden durch die Bereitstellung von Bioethanol des gewählten Referenzkonzeptes weniger klimarelevante Gase emittiert als durch die Bereitstellung von Bioethanol aus der dem Standardwert unterstellten Modellanlage. Der signifikanteste Unterschied zwischen den beiden verglichenen Werten liegt im Bereich der Emissionen aus der Verarbeitung. Dies ist in erster Linie der Tatsache geschuldet, dass der disaggregierte Standardwert der EU-RED für die Verarbeitung zu Bioethanol die 1,4fache Erhöhung eines definierten typischen Wertes darstellt (vgl. Biodiesel Raps). Ein maßgeblicher Teil der Emissionen aus der Verarbeitung fällt auf die Bereitstellung der Prozesswärme, die in beiden Modellanlagen durch den Einsatz von Erdgas in einer konventionellen Anlage erzeugt wird. Neben dem Konversionsprozess ist der Anbau von Weizen maßgeblich für die Treibhausgasemissionen verantwortlich. Die klimarelevanten Emissionen aus dem Weizenanbau, die den größten Beitrag an den Gesamtemissionen haben, sind in erster Linie vom Düngemiteleinsatz geprägt. Sowohl in der Modifizierung des Düngemiteleinsatzes als auch der Bereitstellung der benötigten Prozesswärme für die Konversion besteht bezüglich der THG-Emissionen Optimierungsbedarf und -potenzial.

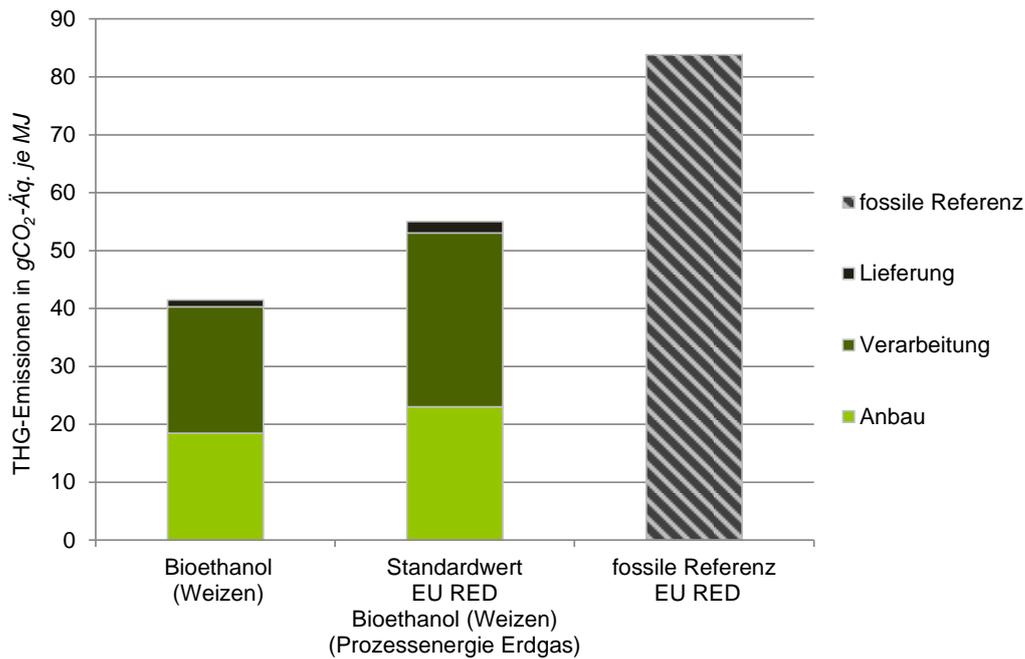


Abbildung 7-5 THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ)

<sup>21</sup> Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)

*Bioethanol (Stroh)*. Die für diese Zusammenstellung verwendeten THG-Bilanzen entstammen (ZECH U. A., 2016). Die Bilanzierung der THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Stroh ergab einen Wert von 28 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ (Abbildung 7-6). Dem Ergebnis der THG-Bilanzierung wurde der Standardwert von 12 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ für Bioethanol aus Stroh vergleichend gegenüber gestellt. Der signifikanteste Unterschied zwischen den beiden Werten liegt im Bereich der Verarbeitung. Die deutlich niedrigeren Emissionen des Standardwertes sind auf die interne Prozessenergiebereitstellung zurückzuführen. Das dem Standardwert zugrunde liegende Konzept nutzt das abgetrennte Lignin zur Deckung des prozessspezifischen Wärme- und Strombedarfs.

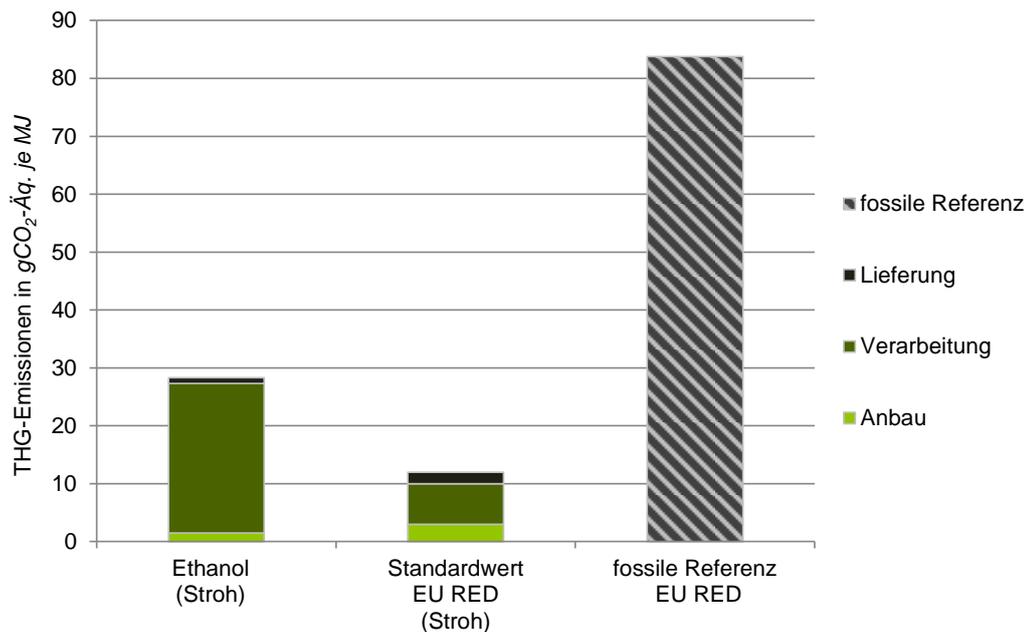


Abbildung 7-6 THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Triticale in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED für Bioethanol aus Weizen (© DBFZ)

*Ethanol (Zuckerrübe)*. Die THG-Bilanzen für die zuckerrübenbasierte Ethanolproduktion entstammen (BRAUNE U. A., 2016). Beim Vergleich der berechneten Gesamt-THG-Emissionen der Modellanlage für die Bereitstellung Ethanol aus Zuckerrübe in Höhe von 42 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ mit dem entsprechenden Standardwert der EU-RED, so zeigen sich wie in Abbildung 7-7 dargestellt nur geringfügige Unterschiede mit leichten Vorteilen auf Seiten des Standardwertes. Die geringeren Emissionen aus der Verarbeitung sind für den berechneten Fall auf die interne Bereitstellung der benötigten Prozesswärme zurückzuführen. Durch die Fermentation der Vinasse in Kombination mit Rübenschnitzeln und dem daraus entstehenden Biogas wird für die Wärmebereitstellung benötigtes Erdgas ersetzt und ein Teil der Verbrennungsemissionen vermieden. Wobei an dieser Stelle noch bemerkt werden muss, dass für die Berechnung der Emissionen aus der Verarbeitung des Standardwertes der Emissionsfaktor (EF) des europäischen Strommixes Anwendung findet, während bei einer Bilanzierung anhand tatsächlicher Daten der EF des jeweiligen regionalen Strommixes verwendet werden muss. Da der EF des deutschen Strommixes deutlich höher ist als der EF des europäischen Strommixes, fällt der Unterschied in der Höhe der verursachten Emissionen aus der Verarbeitung nicht so hoch aus, wie vielleicht vermutet. Die Unterschiede der Emissionen aus der Rohstoffbereitstellung ergeben sich aus der Produktion und Berücksichtigung der Nebenprodukte. Die dem Standardwert zugrunde liegende Berechnung teilt die Emissionen aus der

Verarbeitung und der vorgelagerten Prozesse zwischen dem Ethanol und der zu Tierfutter aufbereiteten Vinasse auf. Die Allokation (Aufteilung) erfolgt gemäß den Vorgaben der EU-RED nach dem unteren Heizwert der beiden Erzeugnisse. (MEISEL U. A., 2015) Da bei dem Beispielwert ein Teilstrom der Dünnvinasse in eine Biogasanlage geleitet wird und nicht zur Produktion der Vinasse zur Verfügung steht, wird dem Ethanol ein höherer Anteil der Emissionen aus der Rohstoffbereitstellung und der Verarbeitung zugeteilt als beim entsprechenden Standardwert.

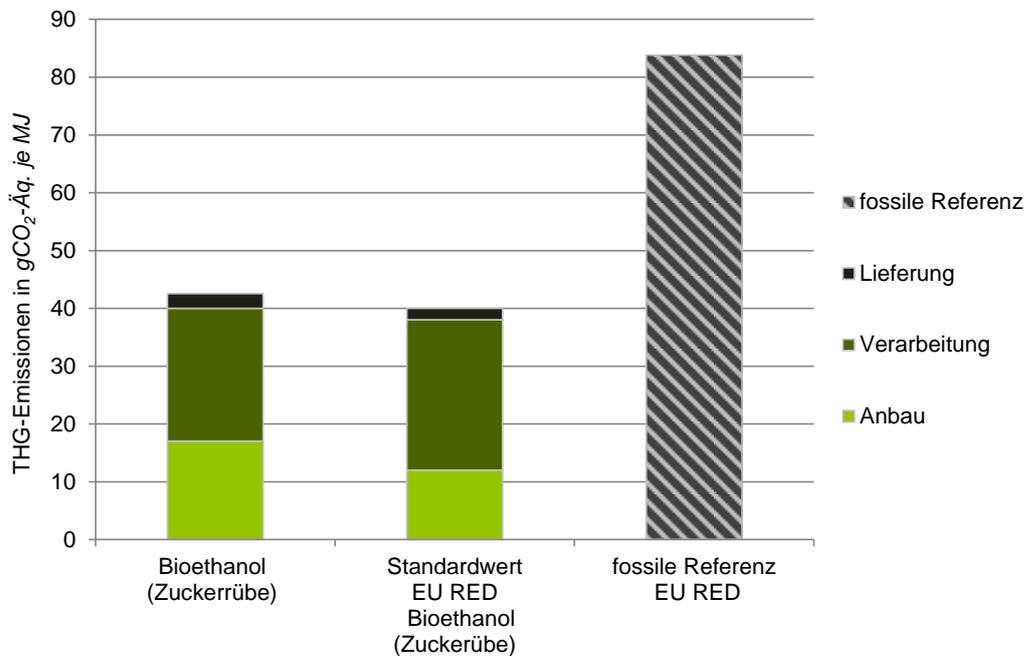


Abbildung 7-7 THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Zuckerrübe in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED für Bioethanol aus Zuckerrübe (© DBFZ)

**Biomethan (Bioabfall).** Die Gesamt-THG-Emissionen aus der Bereitstellung von abfallbasiertem Biomethan der Modellanlage liegen mit 37 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ (Abbildung 7-8) deutlich über dem Standardwert der EU-RED mit 23 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ. Der signifikante Unterschied der verarbeitungsverursachten Emissionen liegt in den Annahmen zur Prozessenergiebereitstellung und im Umgang mit Nebenprodukten begründet. Während den Berechnungen des Standardwertes die Prozessenergieversorgung durch die Nutzung eines Teils des erzeugten Biogas in einem BHKW unterstellt wird, wurde für das praxisnahe Modellszenario eine Prozessenergieversorgung auf der Basis von Netzstrom und Wärme aus einem Biogasheizkessel bilanziert. Der Einsatz von Netzstrom ist mit hohen THG-Emissionen verbunden. Verantwortlich dafür sind der hohe Anteil an fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung im entsprechenden Mix und der damit verbundene Emissionsfaktor. Des Weiteren unterscheiden sich die Annahmen bezüglich der Berücksichtigung des Gärrestes als Nebenprodukt. Obwohl die methodischen Vorgaben der EU-RED keine Berücksichtigung von Gutschriften für vermiedene THG-Emissionen bzw. Umweltentlastungseffekte in der Berechnung der THG-Bilanz gestatten (OEHMICHEN U. A., 2015), wurde dem Hintergrundkonzept des Standardwertes die Düngewirkung des Gärrestes gutgeschrieben. Um bei der Betrachtung des Biomethankonzepts auf Basis von Bioabfällen den Gärrest als Nebenprodukt regelkonform in der THG-Bilanz zu berücksichtigen, wurde dieser bei den Berechnungen alloziert. Das bedeutet, dass die insgesamt verursachten THG-Emissionen zwischen den Produkten Biomethan und Gärrest aufgeteilt wurden.

Diese Aufteilung erfolgte nach den Vorgaben der EU-RED auf der Basis des unteren Heizwertes (der Frischmasse) beider Produkte.

Bei der Betrachtung und Anwendung dieser Berechnungsmethodik für das Produkt Biomethan wird deutlich, dass die in der EU-RED definierte Berechnungsmethodik im Wesentlichen auf die Bewertung von flüssigen Biokraftstoffen zugeschnitten ist. (MAJER U. A., 2011)

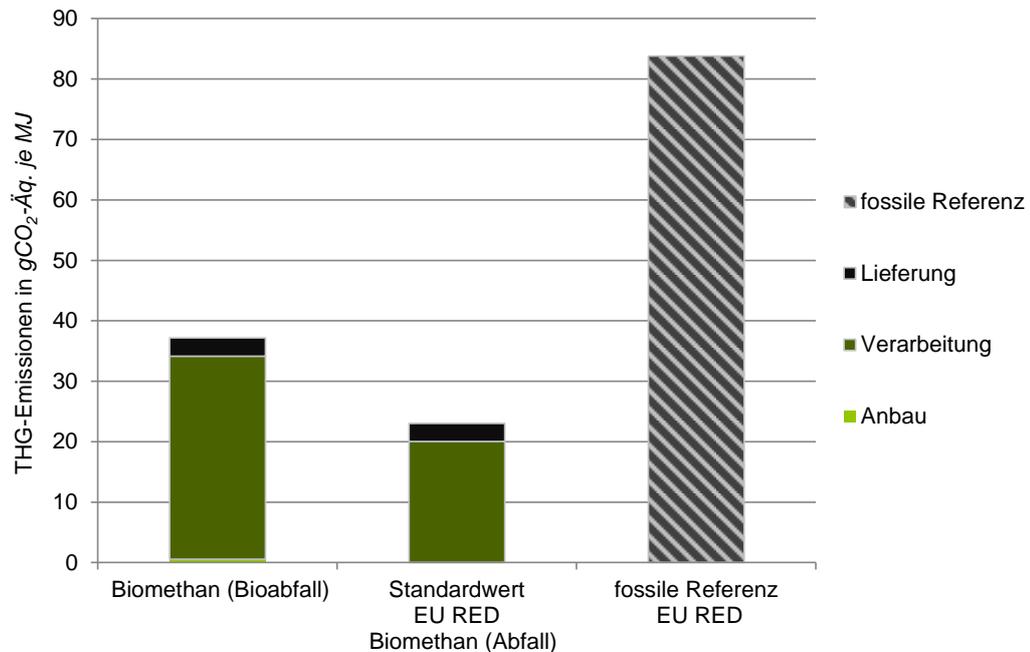


Abbildung 7-8 THG-Emissionen der Bereitstellung von Biomethan aus Bioabfall in g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ)

Neben dem Vergleich der Treibhausgasbilanzen der betrachteten Produktionsketten für Biokraftstoffe und den entsprechenden Standardwerten der EU-RED wurde für die ausgewählten Biokraftstoffkonzepte das jeweilige Treibhausgasminderungspotenzial gegenüber der in der EU-RED definierten fossilen Referenz berechnet. Die Minderungspotenziale sind abgetragen auf der rechten Ordinatennachse in Abbildung 7-9 dargestellt. Die Einordnung der Berechnungsergebnisse gegenüber der Zielvorgabe aus der EU-RED (dargestellt als rote Linie) zeigt, dass die bilanzierten Kraftstoffoptionen überwiegend bereits das für 2017 vorgegebene Einsparziel von 50 % gegenüber dem Referenzwert erreichen können.

Die in Abbildung 7-9 dargestellten Ergebnisse enthalten keine Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen, die Ergebnisse können sich jedoch stark verändern, wenn zum Beispiel für den Anbau der Biomasse vorher nicht landwirtschaftlich genutztes Land in Ackerfläche umgewandelt wird und es infolge der Kohlenstoffbestandsänderungen zu klimarelevanten Emissionen kommt. Der Einfluss dieser direkten Landnutzungsänderungseffekte kann das mögliche THG-Minderungspotenzial eines Biokraftstoffes aufheben und sogar negieren, so dass durch die Biokraftstoffproduktion insgesamt mehr klimarelevante Gase emittiert werden als durch die Produktion und Nutzung fossiler Kraftstoffe.

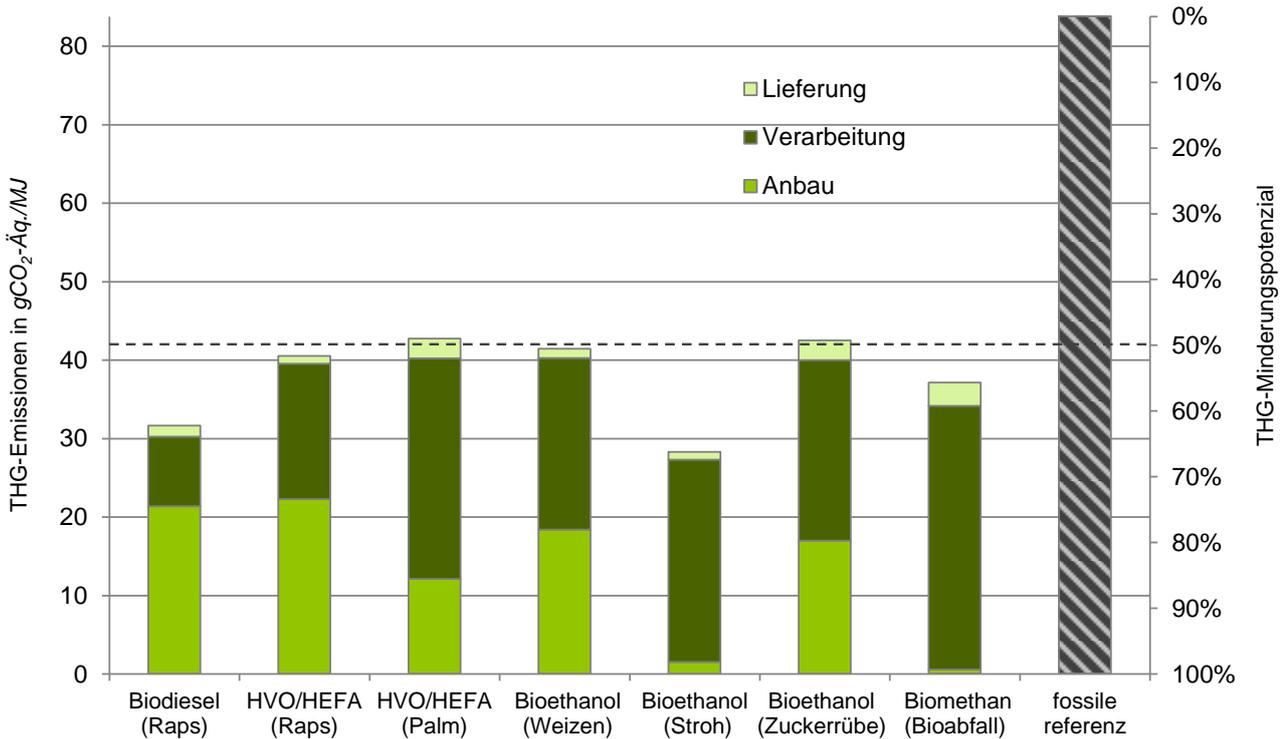


Abbildung 7-9 THG-Minderungspotenziale der betrachteten Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzwert 83,8 g CO<sub>2</sub>-Äq. je MJ der EU-RED (© DBFZ)

Liegen direkte Landnutzungsänderungen vor, sind gemäß EU-RED die Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen bei der Berechnung der THG-Minderung zu berücksichtigen.

Während sich die THG-Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen durch einen solchen Ansatz abbilden lassen, stellen so genannte indirekte Landnutzungsänderungseffekte eine ungleich größere Herausforderung dar. Hierbei handelt es sich vereinfacht dargestellt um Verdrängungseffekte, die wiederum direkte Landnutzungsänderungen auslösen können.

### 7.1.4 Fazit

Die Treibhausgasemissionenpotenziale der ausgewählten Biokraftstoffkonzepte (Tabelle 6-2 auf Seite 101) wurden gemäß der Methode der EU-Richtlinie 2009 / 28 / EC (EU-RED) berechnet. Die Ergebnisse zeigen je nach Annahmen ein Minderungspotenzial zwischen 47 % und 66 % gegenüber dem in der EU-RED definierten fossilen Referenzwert (83,8 g CO<sub>2</sub>-Äq./ MJ) und können so mit Ausnahme von HVO / HEFA (Palmöl) das für 2017 vorgegebene Einsparziel von 50 % gegenüber dem Referenzwert erreichen. Entlang der Produktionsketten lassen sich zwei wesentliche Treiber der Gesamttreibhausgasemissionen identifizieren. Zum einen die Emissionen aus der Biomassebereitstellung und zum anderen die Emissionen aus der Verarbeitung der Biomasse zu Biokraftstoffen. Vornehmlich der Anbau von Energiepflanzen ist maßgeblich für die höheren THG-Emissionen der Rohstoffbereitstellung verantwortlich, dementsprechend stellt sich diesbezüglich der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen (Ethanol aus Stroh, Biomethan aus Abfall) vorteilhaft dar. Ähnlich variabel gestaltet sich der Prozess der Verarbeitung. Werden fossile Brennstoffe oder Netzstrom zur Prozessenergiebereitstellung durch biogene Brennstoffe ersetzt, so kann dies zur Erhöhung des THG-Minderungspotenzials führen (Vergleich Bioethanol Weizen und Bioethanol Stroh).

Bei der Betrachtung und Anwendung der Berechnungsmethodik für das Produkt Biomethan wird deutlich, dass die in der EU-RED definierte Berechnungsmethodik im Wesentlichen auf die Bewertung von flüssigen Biokraftstoffen zugeschnitten ist und daher nicht auf alle Kraftstoffoptionen anwendbar ist.

Ein Vergleich der THG-Bilanzen der ausgewählten Biokraftstoffoptionen mit den entsprechenden Standardwerten der EU-RED ergab teilweise erhebliche Abweichungen. Ursächlich dafür sind u. a. Annahmen die zum Teil

- veraltetet (z. B. Rapsanbau),
- untypisch (z. B. Abfallbehandlung der Palmölmühle) und / oder
- deren Methoden nicht konform (z. B. Umgang mit Nebenprodukten bei Biomethan)

sind und auf deren Basis die Standardwerte ermittelt wurden.

### 7.1.5 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 Kriterien bezüglich nachhaltiger Landwirtschaft und dem Schutz von Lebensräumen. Der Nachweis über die Erfüllung dieser Anforderungen erfolgt im Rahmen einer Zertifizierung, welche die gesamte Bereitstellungskette vom Ersterfasser (z. B. Landwirt) bis zur letzten Schnittstelle (z. B. Biokraftstoffpro- duzent) umfasst. Die Zertifizierung und die dabei ausgestellten Nachhaltigkeitsnachweise sind Voraus- setzung für die Anrechnung der entsprechenden Biokraftstoffe auf die Quotenerfüllung (Nachweispflicht beim Inverkehrbringer 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 7-2).

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 Nachhal- tigkeit werden derzeit im Rahmen der RED nicht gefordert, im Rahmen einiger Zertifizierungssysteme aber dennoch geprüft (z. B. ISCC).

Tabelle 7-2 Zugelassene Zertifizierungssysteme (Stand 07 / 2016 (EBTP))

Zulassung	Zertifizierungssysteme
19. 07. 2011	1. ISCC (International Sustainability and Carbon Certification) 2. Bonsucro EU 3. RTRS EU-RED (Round Table on Responsible Soy EU-RED) 4. RSB EU-RED (Roundtable of Sustainable Biofuels EU-RED) 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)

Zulassung	Zertifizierungssysteme
24. 07. 2012	10. SQC (Scottish Quality Farm Assured Combinable Crops (SQC) scheme)
24. 07. 2012	11. Red Cert
31. 07. 2012	12. NTA 8080
23. 11. 2012	13. RSPO RED (Roundtable on Sustainable Palm Oil RED)
30. 05. 2013	14. Biograce-Treibhausgasberechnungstool 15. HVO Renewable Diesel Scheme for Verification of Compliance with the RED sustainability criteria for biofuels
03. 06. 2014	16. Gafta Trade Assurance Scheme 17. KZR INiG System
17. 09. 2014	18. Trade Assurance Scheme for Combinable Crops 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 U. A., 2015)

Wirft man einen Blick auf die Entwicklung durchschnittlicher THG-Minderungspotenziale aus den Nachhaltigkeitsnachweisen der einzelnen Biokraftstoffoptionen von 2012 bis 2015, so zeigen sich dort deutliche Steigerungen der THG-Einsparungen (Abbildung 7-10). Dies stützt die Erwartung, dass die Verwendung der Standardwerte aus dem Anhang der EU-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.

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.

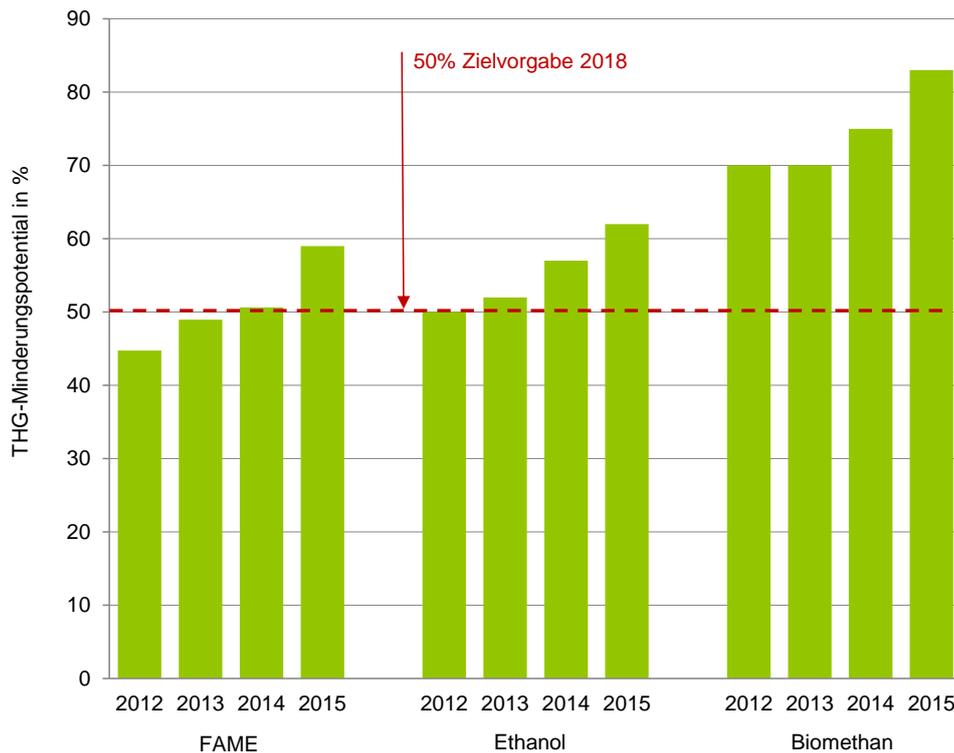


Abbildung 7-10 THG-Minderung Biokraftstoffe FAME, Ethanol und Biomethan aus den Nachhaltigkeitsnachweisen der staatlichen Datenbank NABISY der Jahre 2012–2014 sowie 1. Quartal 2015, angegeben in Prozent gegenüber dem in der EU-RED definierten Referenzwert von 83,8 g CO<sub>2</sub>-Äq. / MJ (eigene Darstellung auf Basis von (BLE, 2015a, 2015b))

## 7.2 Realemissionen von Biokraftstoffen TTW

### 7.2.1 Treibhausgasemissionen mit regenerativen Kraftstoffen

Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor können vor allem durch die Vermeidung unnötiger Fahrtstrecken, 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 Kraftstoffes das THG-Minderungspotenzial relativ zu dem ersetzten fossilen Kraftstoff. (MÜLLER-LANGER U. A., 2014) Dabei muss diese Nachhaltigkeit eines Kraftstoffes nach den Vorgaben der RED zertifiziert werden (Kapitel 7). (RICHTLINIE 2009 / 28 / EG, 2015)

Im Transportsektor (Pkw, leichte Nutzfahrzeuge) werden aktuell ausschließlich die direkten, bei der motorischen Verbrennung freigesetzten CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> / km im Pkw-Sektor. (VERORDNUNG (EU) NR. 333 / 2014) Die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Fahrzeuges stehen im direkten

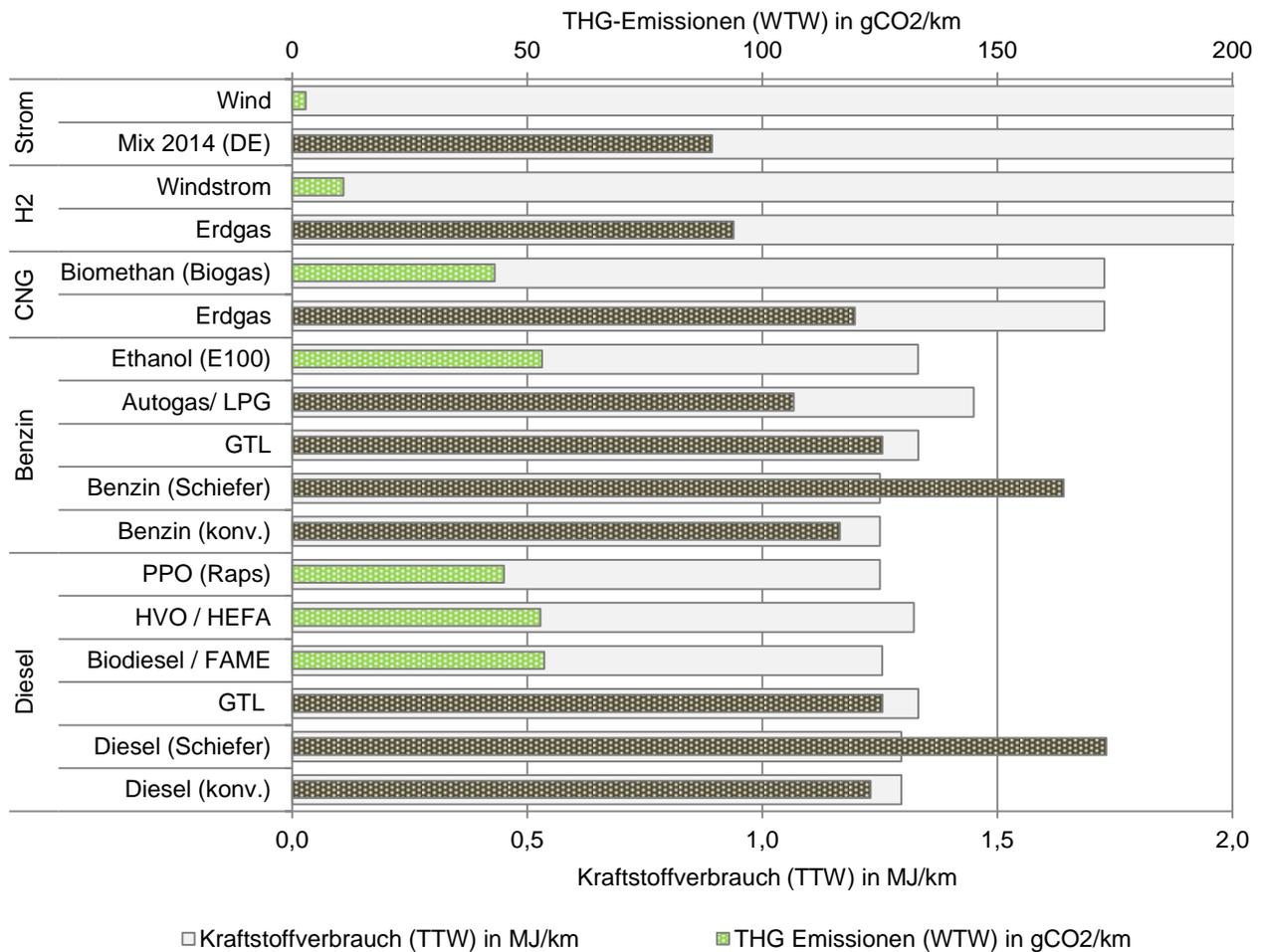
Zusammenhang mit dem spezifischen Kraftstoffverbrauch eines Fahrzeuges, da die bei der Verbrennung im Kraftstoff gebundenen Kohlenstoffatome schrittweise zu CO<sub>2</sub> oxidiert werden. In der Regel werden Kraftstoffverbräuche durch eine Effizienzsteigerung am Fahrzeug (Leichtbauweise, Reduktion Rollwiderstand usw.) oder am Motor (Downsizing, Zylinderdeaktivierung usw.) reduziert. Jedoch kann der Einsatz von Kraftstoffen mit einem günstigen C-H-Verhältnis, d. h. mit einem hohen Anteil an Wasserstoff im Verhältnis zum Kohlenstoffanteil, die CO<sub>2</sub>-Emissionen, bei im Vergleich zum fossilen Äquivalentkraftstoff gleichem gebundenem Energiegehalt, ebenfalls reduzieren. So wird zum Beispiel bei der Verbrennung von Methan mit einem Kohlenstoffanteil von 75 Ma.-% und einem unteren Heizwert von 50 MJ / kg im Vergleich zu Dieselmethan (Kohlenstoffanteil 86 Ma.-%, unterer Heizwert 43 MJ / kg) ca. ein Drittel mehr Energie frei gesetzt. Kohlenstofffreie Energieträger wie Wasserstoff oder Strom können unbegrenzt eingesetzt werden, ohne dass CO<sub>2</sub> in der TTW-Balance emittiert wird.

Abbildung 7-11 zeigt in der ganzheitlichen Betrachtung, Well-to-Wheel (WTW), dass vor allem regenerative Energieträger die Treibhausgasemissionen reduzieren und damit die Dekarbonisierung des Transportsektors fördern können. Beispielsweise können CNG-Fahrzeuge bis zu 1,73 MJ Kraftstoff pro Kilometer verbrauchen, ohne den Grenzwert von 95 g CO<sub>2</sub> / km zu überschreiten. In Abhängigkeit der Energiequelle ergeben sich differenzierte THG-Emissionen. So bedeuten 1,73 MJ / km (TTW) mit Erdgas als Methanquelle eine THG-Emission von ca. 120 g CO<sub>2</sub> / km. Im Gegensatz dazu werden bei Biogas als Methanquelle nur 43 g CO<sub>2</sub> / km 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) 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, F. 2015)

### 7.2.2 Emissionen im realen Fahrbetrieb

Herkömmliche Testzyklen am Prüfstand repräsentieren häufig nicht die bzw. nur einen Teil der tatsächlichen Einsatzprofile von Fahrzeugen und mobilen Arbeitsmaschinen. (BMVBS, 2009; Brooks & EPA, 2015) Entsprechend unterscheiden sich die am Prüfstand ermittelten Emissionen von den Emissionen im realen Fahrbetrieb (sog. *real driving emissions* – RDE) mitunter deutlich. Aufgrund der Auswirkung auf die menschliche Gesundheit und aus Gründen des Klimaschutzes gewinnt die Erfassung der realen Emissionen an Bedeutung und findet zunehmend Berücksichtigung in der Abgasgesetzgebung. Die Bestimmung von RDE erfolgt i. d. R. mit transportablen Emissions-Messsystemen (*Portable Emission Measurement Systems* – PEMS).

Im Sektor der schweren Nutzfahrzeuge ist die Einhaltung der sogenannten *In-Service-Conformity* (ISC) seit Einführung der Abgasstufe EURO 6 im Jahr 2013 gesetzlich geregelt. Dabei werden die Emissionen im realen Fahrbetrieb von Fahrzeugen, die sich bereits in Betrieb befinden, über die Lebenszeit mithilfe von PEMS erfasst. Die gesetzliche Grundlage für schwere Nutzfahrzeuge bilden die EU-Verordnungen 582 / 2011 (VERORDNUNG (EG) NR. 595 / 2009) und 64 / 2012 (VERORDNUNG (EU) NR. 64/2012).



Annahmen: Berechnung Kraftstoffverbrauch (TTW) basiert auf Kohlenstoffanteil der spezifischen Kraftstoffe; Stromverbrauch BEV als Durchschnitt der Angaben seitens BEV-Hersteller (14,7 kWh/100 km); Verbrauch Wasserstoff 91MJ/100 km; WTT THG Emissionen für WTW Berechnung basieren auf EU 2015/652 für fossile Kraftstoffe, UBA 2015 für Mix 2014 (DE), BWK 2007 für Windstrom und BL 2014 für Biokraftstoffe

Abbildung 7-11 Vergleich Kraftstoffe – THG-Emissionen (WTW) und Verbrauch (TTW) für 95 g CO<sub>2</sub> / km (DBFZ basierend auf (BLE, 2014; ICHA & KUHS, 2015; Richtlinie (EU) 2015 / 652; WAGNER U. A., 2007), © DBFZ 2016)

Die Bestimmung der RDE von Pkw und leichten Nutzfahrzeugen ist in der EU-Richtlinie 715 / 2007 (VERORDNUNG (EG) NR. 715 / 2007) geregelt. Derzeit werden noch die genaue Methode und die Testprotokolle erarbeitet. Ab dem Jahr 2017 soll die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte unter realen Bedingungen (RDE) bei der Typzulassung neuer Fahrzeugmodelle, ab 2018 für alle Neufahrzeuge geprüft werden.

Für die Klasse der mobilen Maschinen und Geräte (*non-road mobile machinery* – NRMM) wird eine ähnliche Bestimmungsmethode vorgeschlagen, wie für schwere Nutzfahrzeuge (siehe oben). Aufgrund der Vielfalt an Non-Road-Anwendungen und deren spezifischer Einsatzprofile ist jedoch eine Anpassung der Prüfmethode erforderlich. Grundlagen zur Erfassung der RDE von NRMM werden im sogenannten NRMM PEMS Pilot Programme erarbeitet. (BONNEL U. A., 2013; GIETZELT U. A., 2012) Die Aufnahme von RDE-Abgastests in die Gesetzgebung wird für das Jahr 2019 erwartet.

### 7.2.2.1 Messtechnik

Ein transportables 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 mit 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.).

### 7.2.2.2 Auswertung

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 CO<sub>2</sub>-Masse-Emissionen während des Prüfzyklus. Beim ersten Datenpunkt startet das erste Messfenster und bleibt solange „geöffnet“ bis die Referenzgröße (Zyklusarbeit bzw. Zyklus-CO<sub>2</sub>-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 geben (BONNEL u. A., 2013) an.

Die während der einzelnen Mess-Fenster 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.

Fenster, 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.

### 7.2.2.3 Beispiel: Realemissionen von Traktoren mit Rapsöl- und Dieselkraftstoff

Bei weniger dynamischen Lastprofilen, wie sie für den landwirtschaftlichen Maschineneinsatz typisch sind, und bei betriebswarmen Abgaskatalysatoren sind die RDE von Traktoren größtenteils deutlich niedriger als bei stark dynamischen Bedingungen, wie bei Straßenfahrten oder beim Zertifizierungslauf am Prüfstand. Dies wurde durch PEMS-Messungen an einem Traktor Fendt 724 Vario (Abgasstufe IV), der mit einem Zweitank-System für den Einsatz von Pflanzenölkraftstoff mit Herstellerfreigabe ausgestattet ist, sowohl mit Rapsölkraftstoff (DIN 51605) als auch mit Dieselmkraftstoff (DIN EN 590) festgestellt. (THUNEKE U. A., 2016)

Die CF, also das Verhältnis der RDE zu den Zyklusgrenzwerten, liegt bei CO, HC und Partikelmasse bei der Feldarbeit immer deutlich unter 1. Auch hinsichtlich NO<sub>x</sub> sind die RDE meist geringer als der Zyklusgrenzwert, auch das 90. kumulative Perzentil liegt in der Regel unter 1,5, dem Grenzwert bei der Überprüfung der *In-Use-Conformity* bei schweren Nutzfahrzeugen. Unterschiede zwischen dem Einsatz von Rapsölkraftstoff und Dieselmkraftstoff sind insgesamt sehr gering. Weitere Untersuchungen werden Aufschluss darüber geben, ob sich die bisherigen Ergebnisse bestätigen.



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1	Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach EU Richtlinie 2009 / 28 / EG .....	12
Tabelle 1-2	Energiepolitische Ziele der EU und Deutschlands im Überblick (BIMSCHG; DIE BUNDESREGIERUNG, 2010; EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011a; RICHTLINIE 2009 / 28 / EG, 2015; RICHTLINIE 2009 / 30 / EG).....	16
Tabelle 2-1	Ausgangsstoffe und Energiequellen fortschrittlicher (Bio- / EE-) Kraftstoffe entsprechend (RICHTLINIE 2009 / 28 / EG, 2015).....	22
Tabelle 2-2	Eingesetzte Substrate und Co-Substrate in Biomethananlagen in Deutschland, Mengen und Erträge (unvollständig) .....	25
Tabelle 3-1	Steckbrief Kraftstoff Pflanzenöl.....	33
Tabelle 3-2	Steckbrief Kraftstoff Biodiesel (FAME).....	34
Tabelle 3-3	Steckbrief Kraftstoff Biodiesel (HVO) .....	35
Tabelle 3-4	Steckbrief Kraftstoff Bioethanol (Zucker und Stärke).....	36
Tabelle 3-5	Steckbrief Kraftstoff Bioethanol (Lignozellulose).....	37
Tabelle 3-6	Steckbrief Kraftstoff Biomethan.....	38
Tabelle 3-7	Steckbrief Kraftstoff BTL / Methanol.....	39
Tabelle 3-8	Steckbrief Kraftstoff BTL / FT-Kraftstoff.....	40
Tabelle 3-9	Fortschrittliche Biokraftstoffe in Deutschland 2016 gemäß Anhang IX Teil A der Richtlinie (EU) 2015 / 1513 – geeignete Konversionstechnologien und Potenzialabschätzung (Rohstoffpotenziale überwiegend auf Basis von (BROSOWSKI U. A., 2015); Biomethanpotenziale auf Basis von (ADLER U. A., 2014), Biokraftstoffpotenziale: eigene Berechnung / Abschätzung DBFZ) .....	41
Tabelle 3-10	Kapazitäten zur Produktion fortschrittlicher Biokraftstoffe in Deutschland.....	43
Tabelle 3-11	Gasförmige und flüssige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs: PTX-Produktionskapazitäten in Deutschland 2016 (eigene Auswertung auf Basis von (DENA, 2016; HYPOS, 2016), ohne Anspruch auf Vollständigkeit) .....	44
Tabelle 4-1	Kennzahlen für Biokraftstoff- und CNG-Tankstellen .....	78
Tabelle 5-1	Biokraftstoffproduktion und Nutzung in Deutschland 2012 bis 2014, jährlich in 1.000 t (kt) und PJ (bezogen auf den unteren Heizwert) (DBFZ auf Basis von (BDBE, 2016; BLE, 2015b; BNETZA, 2014; OVID, 2016; VDB, 2015)).....	84
Tabelle 5-2	Durchschnittliche Fahrleistung und gesamter Fahrzeugbestand ausgewählter Fahrzeugtypen im Straßenverkehr 2000, 2005, 2010 und 2013 / 2014 (RADKE, 2014).....	89
Tabelle 6-1	Spezifische Herstellungskosten für Biomethan und aktuelle Preise / Erlöse nach Absatzmärkten in EuroCent / kWh <sub>HS</sub> .....	100
Tabelle 6-2	Parameter ausgewählter modellhafter Anlagenkonzepte zur Biokraftstoffbereitstellung (DBFZ Datenbank unter Einbindung von (NIKANDER, 2008; SENN & LUCÀ, 2002; SPRENKER, 2009; THRÄN U. A., 2010)) .....	101
Tabelle 6-3	Annahmen zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ unter Einbindung von (EUROSTAT, 2012a, 2012b; THRÄN, 2011)) .....	105
Tabelle 7-1	Wesentliche Aspekte der EU-RED.....	116

Tabelle 7-2 Zugelassene Zertifizierungssysteme (Stand 07 / 2016 (EBTP)) ..... 125

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1	Meilensteine der Rahmenbedingungen für Biokraftstoffe in der Europäischen Union und in Deutschland (© DBFZ) .....	1
Abbildung 1-2	Biokraftstoffquote und -bedarf in Deutschland bis 2020 (eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von (BAFA; BIMSCHG; BLE, 2014, 2015b; BMF, 2013), © DBFZ).....	6
Abbildung 1-3	Biokraftstoffnutzung in Deutschland 2000–2015 sowie Bedarf bis 2020 (eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von (BAFA; BIMSCHG; BLE, 2013, 2014, 2015b; RADKE, 2014), © DBFZ).....	7
Abbildung 1-4	THG-Minderung im Verkehr durch Biokraftstoffe, real bis 2014 sowie Szenarien für 2020 (eigene Berechnung auf Basis (BAFA; BLE, 2014, 2015a, 2015b)).....	9
Abbildung 1-5	Nationale Biokraftstoffquoten und -rahmenbedingungen in der EU 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (EUROPEAN COMMISSION, 2016b; FLACH U. A., 2016; F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ) .....	14
Abbildung 1-6	Energiebedarf im EU-Straßen- und Schienenverkehr sowie Flugverkehr 2013 gegenüber Zielsetzungen für 2020 und 2050 (eigene Darstellung auf Basis von (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011b; EUROPEAN UNION, 2014; EUROSTAT), © DBFZ) .....	18
Abbildung 1-7	Ausgewählte aktuelle und zukünftige Biokraftstoffquoten / -mandate weltweit 2015 / 2016 (eigene Darstellung auf Basis von (BIOFUELS DIGEST, 2016; USDA, 2016), © DBFZ) .....	19
Abbildung 2-1	Beispiele für biogene Rohstoffe zur Kraftstoffproduktion (© DBFZ).....	21
Abbildung 2-2	Rohstoffbasis für in Deutschland genutzte biogene Dieselsubstitute (geänderte Darstellung auf Basis von (AGEE-STAT, 2009; BAFA; BLE, 2014, 2015; BMU, 2010), © DBFZ) .....	23
Abbildung 2-3	Rohstoffbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Bioethanol (geänderte Darstellung auf Basis von (AGEE-STAT, 2009; BAFA; BLE, 2014, 2015; BMU, 2010), © DBFZ) .....	24
Abbildung 2-4	Rohstoffbasis für in Deutschland als Kraftstoff genutztes Biomethan / Bio-CNG (geänderte Darstellung auf Basis von (BLE, 2014, 2015b), © DBFZ).....	26
Abbildung 2-5	Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen, genutzt in Deutschland 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (BLE, 2015b), © DBFZ) .....	26
Abbildung 2-6	Produktion von Biodiesel (FAME + HVO) in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH U. A., 2013, 2016), © DBFZ) .....	27
Abbildung 2-7	Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH U. A., 2013, 2016), © DBFZ).....	28
Abbildung 2-8	Landwirtschaftliche Erträge von Getreide und dessen Verwendung als Ethanolrohstoff in der EU 2010 bis 2015 (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH U. A., 2016; F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	29
Abbildung 2-9	Weltweite Produktionsmengen Biokraftstoffe nach Rohstoffbasis 2006–2016 (eigene Berechnungen auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	30
Abbildung 3-1	Konversionspfade für die Biokraftstoffproduktion (© DBFZ) .....	32

Abbildung 3-2	Synergien der bio- und strombasierten Kraftstoffproduktion (© DBFZ).....	45
Abbildung 3-3	Produktion, Produktionskapazität und Nutzung von Biodiesel in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BMF, 2007; VDB, 2015), © DBFZ) .....	46
Abbildung 3-4	Produktion, Produktionskapazität und Nutzung von Bioethanol in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BDBE, 2016; BMF, 2007), © DBFZ).....	47
Abbildung 3-5	Produktionsstandorte Biodiesel und Bioethanol in Deutschland (Stand 2014, geänderte Darstellung auf Basis (BRAUNE U. A., 2016)) .....	47
Abbildung 3-6	Produktion, Produktionskapazität und Nutzung als Kraftstoff von Biomethan in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BLE, 2014, 2015b; BNETZA, 2011, 2012, 2013, 2014), © DBFZ) .....	48
Abbildung 3-7	Biodieselproduktionskapazität und -produktion (FAME) in der EU 2016 (eigene Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016a, 2016b), © DBFZ) .....	49
Abbildung 3-8	Biodieselproduktionskapazität und -produktion (HVO) in der EU 2016 (eigene Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016a, 2016b), © DBFZ) .....	50
Abbildung 3-9	Entwicklung des EU Biodieselsektors (FAME und HVO) 2006–2017 (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH U. A., 2013, 2016), © DBFZ) .....	51
Abbildung 3-10	Produktionskapazität und Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU 2016 (eigene Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016a, 2016b), © DBFZ).....	51
Abbildung 3-11	Entwicklung des EU-Bioethanolsektors 2007–2017 (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH U. A., 2013, 2016), © DBFZ) .....	52
Abbildung 3-12	Weltweite Produktion von Biokraftstoffen 2006–2016 in PJ / a (eigene Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	53
Abbildung 3-13	Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen weltweit 2015 (eigene Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ) .....	54
Abbildung 3-14	Weltweite Produktion von Bioethanol als Kraftstoff 2000–2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	55
Abbildung 3-15	Weltweite Produktion von Biodiesel FAME (links) und HVO (rechts) seit 2005 bzw. 2008 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ) .....	56
Abbildung 3-16	Entwicklung Bioethanol Produktionskapazität weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F. O. LICHT, 2013), © DBFZ).....	57
Abbildung 3-17	Entwicklung der globalen Produktionskapazität für Biodiesel (FAME) bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F. O. LICHT, 2013), © DBFZ) .....	58
Abbildung 3-18	Produktionskapazität Biomethan weltweit (ohne Deutschland) im Jahr 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (IEA, 2013), © DBFZ).....	59
Abbildung 3-19	Produktionskapazität von Anlagen zur Produktion von HVO 2016 (geänderte Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016b), © DBFZ).....	60
Abbildung 3-20	Produktionskapazitäten für Bioethanol aus Cellulose und Lignozellulose weltweit 2016 (Auswertung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016b)).....	61
Abbildung 4-1	Netto Im- und Exporte von Biodiesel (FAME) nach / aus Deutschland 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	63
Abbildung 4-2	Im- und Exporte von Bioethanol (beinhaltet auch Industrie- und Trinkalkohol) nach / aus Deutschland 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ) .....	64

Abbildung 4-3	Biokraftstoffaußenhandel der Europäischen Union 2015 (eigene Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a)).....	65
Abbildung 4-4	EU-Importe von Biodiesel 2012 und 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	65
Abbildung 4-5	Biokraftstoffaußenhandel der Europäischen Union 2008 bis 2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	66
Abbildung 4-6	EU-Importe von Bioethanol (zur Nutzung als Kraftstoff und sonstige Nutzungen) 2011 und 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	67
Abbildung 4-7	Entwicklung der Im- und Exporte von Bioethanol (inklusive Industrie- und Trinkalkohol) weltweit 2011 bis 2015 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	68
Abbildung 4-8	Entwicklung der Im- und Exporte von Biodiesel weltweit 2008 bis 2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ) .....	68
Abbildung 4-9	Beimischungsgrenzen für Biokraftstoffe in der EU 2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (DIN EN 16709:2015-12; F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ 2016).....	69
Abbildung 4-10	Entwicklung von Biodiesel (B100) im Kraftstoffmarkt (eigene Darstellung auf Basis von (AGEE-STAT, 2013; BAFA; UFOP, 2009), © DBFZ) .....	79
Abbildung 4-11	Entwicklung von Pflanzenöl im Kraftstoffmarkt (eigene Darstellung auf Basis von von (AGEE-STAT, 2013; BAFA; HAAS & REMMELE, 2013), © DBFZ).....	79
Abbildung 4-12	Entwicklung von CNG im deutschen Tankstellenbestand und Kraftstoffmarkt (links) und von Wasserstofftankstellen (international, rechts) (eigene Darstellung auf Basis von (BLE, 2014, 2015b; DESTATIS, 2013, 2014, 2015, 2016; LBST & TÜV SÜD, 2016; PETERS U. A., 2015)).....	81
Abbildung 5-1	Kraftstoffnutzung in Deutschland 2014 (eigene Darstellung auf Basis von (BAFA; BLE, 2015b; DESTATIS, 2016; DVFG, 2015), © DBFZ).....	85
Abbildung 5-2	Biokraftstoffnutzung in Deutschland 2000 bis 2015 (DBFZ auf Basis von (BAFA; BLE, 2014, 2015b; BMF, 2007; RADKE, 2014), © DBFZ).....	85
Abbildung 5-3	Biokraftstoffnutzung in der Europäischen Union 2008 bis 2016 (geänderte Darstellung auf Basis von (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	86
Abbildung 5-4	Weltweiter Energiebedarf im Verkehrssektor, historische Entwicklung seit 1990 und perspektivisch bis 2040 (eigene Darstellung auf Basis von (IEA, 2015), © DBFZ).....	87
Abbildung 5-5	Energiebedarf im EU-Verkehrssektor, historische Entwicklung seit 1995 und perspektivisch bis 2050 (eigene Darstellung auf Basis von (EUROPEAN UNION, 2014; EUROSTAT), © DBFZ) .....	87
Abbildung 5-6	Aufteilung des Endenergiebedarfs auf die Verkehrssektoren in Deutschland 2013 (eigene Darstellung auf Basis von (RADKE, 2014), © DBFZ) .....	88
Abbildung 5-7	Endenergiebedarf des Verkehrssektors nach Kraftstoffart bzw. Energieträger 1991 bis 2013 (eigene Darstellung auf Basis (BAFA; BLE, 2014, 2015b; RADKE, 2014), © DBFZ) .....	89
Abbildung 5-8	Kernaussagen für erneuerbare Energieträger im Verkehr bis 2050 (eigene Darstellung auf Basis von (KREYENBERG U. A., 2015)) .....	90

Abbildung 5-9	Entwicklungspotenziale für Angebot und Nachfrage erneuerbarer Energieträger im Verkehr bis 2050 (geänderte Darstellung auf Basis von (KREYENBERG U. A., 2015)).....	91
Abbildung 5-10	Selbstverpflichtung der Flugverkehrsbranche und daraus resultierender Bedarf an erneuerbaren Energieträgern bis 2050 (NAUMANN & MÜLLER-LANGER, 2016), © DBFZ .....	92
Abbildung 5-11	Kraftstoff-Verkehrssektoren-Matrix (© TFZ 2016).....	95
Abbildung 6-1	Preisentwicklung von Raps-, Soja- und Palmöl (roh) sowie Altspeiseöl (UCO) und fossilem Rohöl von 2010 bis Juni 2016 (eigene Darstellung auf Basis (AMI; FINANZEN.NET, 2016a; PELKMANS U. A., 2014; UFOP, 2016), © DBFZ) .....	97
Abbildung 6-2	Preisentwicklung von Biodiesel und fossilem Diesel (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Rapsschrot von 2010 bis Juni 2016 (eigene Darstellung auf Basis (AMI; MWV, 2016; UFOP, 2016), © DBFZ).....	98
Abbildung 6-3	Wirtschaftlichkeit Biodieselproduktion (FAME) in der EU: Gegenüberstellung Kosten- und Erlösentwicklung von 12 / 2014 bis 05 / 2016 (geänderte Darstellung auf Basis (F. O. LICHT, 2016a), © DBFZ).....	99
Abbildung 6-4	Preisentwicklung von Bioethanol und fossilem Benzin (Großhandelspreise ohne Steuern) sowie Weizen und DDGS von 2010 bis Juni 2016 (eigene Darstellung auf Basis (FINANZEN.NET, 2016b, 2016c; F. O. LICHT, 2016a; MWV, 2016), © DBFZ).....	99
Abbildung 6-5	Kalkulationsmodell zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (Zeymer, 2013).....	104
Abbildung 6-6	Biokraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen (eigene Berechnungen).....	107
Abbildung 6-7	Sensitivitätsbetrachtung der Biodiesel-Gestehungskosten (Raps) (© DBFZ).....	108
Abbildung 6-8	Sensitivitätsbetrachtung der HVO-Gestehungskosten (Palm) (© DBFZ).....	109
Abbildung 6-9	Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanol-Gestehungskosten (Weizen) (© DBFZ) .....	110
Abbildung 6-10	Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanol-Gestehungskosten (Weizenstroh) (© DBFZ).....	111
Abbildung 6-11	Sensitivitätsbetrachtung der Biomethan-Gestehungskosten (Bioabfälle) (© DBFZ) ..	111
Abbildung 6-12	Treibhausgasvermeidungskosten und THG-Einsparungen von Biokraftstoffen (eigene Berechnungen, © DBFZ).....	113
Abbildung 7-1	THG-Emissionen in g CO <sub>2</sub> -Äquivalent je MJ Kraftstoff (© DBFZ).....	117
Abbildung 7-2	THG-Emissionen der Bereitstellung von Biodiesel aus Raps in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ).....	118
Abbildung 7-3	THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Raps) in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ).....	119
Abbildung 7-4	THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO / HEFA (Palm) in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ).....	119
Abbildung 7-5	THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ) .....	120

Abbildung 7-6	THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Triticale in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED für Bioethanol aus Weizen (© DBFZ).....	121
Abbildung 7-7	THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Zuckerrübe in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED für Bioethanol aus Zuckerrübe (© DBFZ) .....	122
Abbildung 7-8	THG-Emissionen der Bereitstellung von Biomethan aus Bioabfall in g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU-RED (© DBFZ) .....	123
Abbildung 7-9	THG-Minderungspotenziale der betrachteten Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzwert 83,8 g CO <sub>2</sub> -Äq. je MJ der EU-RED (© DBFZ).....	124
Abbildung 7-10	THG-Minderung Biokraftstoffe FAME, Ethanol und Biomethan aus den Nachhaltigkeitsnachweisen der staatlichen Datenbank NABISY der Jahre 2012–2014 sowie 1. Quartal 2015, angegeben in Prozent gegenüber dem in der EU-RED definierten Referenzwert von 83,8 g CO <sub>2</sub> -Äq. / MJ (eigene Darstellung auf Basis von (BLE, 2015a, 2015b)).....	127
Abbildung 7-11	Vergleich Kraftstoffe – THG-Emissionen (WTW) und Verbrauch (TTW) für 95 g CO <sub>2</sub> / km (DBFZ basierend auf (BLE, 2014; ICHA & KUHS, 2015; Richtlinie (EU) 2015 / 652; WAGNER U. A., 2007), © DBFZ 2016).....	129



## Literatur- und Referenzverzeichnis

10. BImSchV (2014): *Zehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen)*. 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1.849), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 1. Dezember 2014 (BGBl. I S. 1890) geändert worden ist.
- ADAC (2002): *Treibstoff Biodiesel – Einfach umrüsten*.
- ADLER, PHILIPP; BILLIG, ERIC; BROSOWSKI, ANDRÉ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE; FALKE, IRIS; FISCHER, ERIK; GROPE, JOHAN; HOLZHAMMER, UWE; POSTEL, JAN (2014): *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung*. FNR e. V. (Hrsg.). 5. Auflage. Gülzow. ISBN 3-00-018346-9.
- AGEE-STAT (2009): *Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- AGEE-STAT (2013): *Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung*. Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik.
- AMI: *Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe*. Wöchentlicher Newsletter. Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH.
- ASTM D7566-16 (2016): *Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons*. ASTM International.
- BAFA: *Amtliche Mineralölnoten*. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle.
- BDBE (2016): *Die deutsche Bioethanolwirtschaft in Zahlen*. Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e. V.
- BFT (2016): *Entwicklung der Tankstellenanzahl in Deutschland*. URL <http://www.bft.de/daten-und-fakten/entwicklung-tankstellenanzahl>.
- BImSchG: *Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge*. Neugefasst durch B. v. 17.05.2013 BGBl. I S. 1.274, zuletzt geändert durch Artikel 1 G. v. 20.11.2014.
- BIOFUELS DIGEST (2016): *Biofuels Mandates Around the World: 2016*. URL <http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2016/01/03/biofuels-mandates-around-the-world-2016>.
- BiokraftFÄNDG (2009): *Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen*. Vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1.804).
- Biokraft-NACHV (2009): *Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen*. Vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3.182).
- BLE (2013): *Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012*, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.
- (2014): *Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2013*. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.
- (2015a): *THG-Einsparung*. Biokraftstoffe aus Nachhaltigkeitsnachweisen der staatlichen Datenbank Nabisy. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.
- (2015b): *Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2014*. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung.

- BMELV; BMU (2010): *Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland – Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung*. Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.).
- BMF (2007): *Bericht des Bundesministeriums der Finanzen an den Deutschen Bundestag zur Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe – Biokraftstoffbericht 2007*. Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.).
- (2013): *Statistische Angaben zur Erfüllung der Biokraftstoffquote*. Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.).
- BMU (2007): *Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung*. Hintergrundpapier. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (Hrsg.).
- (2010): *Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.).
- BMUB (2016): *Treibhausgasneutrales Deutschland 2050*. URL <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/>.
- BMVBS (2009): *Merkblatt für Anbaugeräte*. Verkehrsblatt-Dokument Nr. B 3666, Bereich: Kfz-Überwachung, F. 15, Version 11 / 09. Verkehrsblatt – Amtsblatt des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung der Bundesrepublik Deutschland, Nr. 24 vom 31. 12. 2009.
- BMWi (2015): *Die Energie der Zukunft*. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.).
- BNETZA (2011): *Biogas-Monitoringbericht 2011*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.).
- (2012): *Biogas-Monitoringbericht 2012*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.).
- (2013): *Biogas-Monitoringbericht 2013*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.).
- (2014): *Biogas-Monitoringbericht 2014*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.).
- BONNEL, PIERRE; VILLAFUERTE, PABLO MENDOZA; PERUJO, ADOLFO; PROVENZA, ALESSIO (2013): *Non road engines conformity testing based on pems*. ISBN 978-92-79-35091-7.
- BRAUNE, MARIA; GRASEMANN, ELIAS; GRÖNGRÖFT, ARNE; KLEMM, MARCEL; OEHMICHEN, KATJA; ZECH, KONSTANTIN (2016): *Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze*. DBFZ-Report Nr. 22. Leipzig. DBFZ gemeinnützige GmbH. ISBN 978-3-9817707-8-0.
- BREIING, ALOIS; KNOSALA, RYSZARD (1997): *Bewerten technischer Systeme. Theoretische und methodische Grundlagen bewertungstechnischer Entscheidungshilfen*. Springer. Berlin. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-59229-4>.
- BROOKS, PHILLIP; EPA (UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY) (2015): *Re: Notice of Violation*. Certified Mail an Empfänger: D. GEANACOPOULOS, S. JOHNSON, Volkswagen Group of America, Inc., Volkswagen AG und AUDI AG.
- BROSOWSKI, ANDRÉ; ADLER, PHILIPP; ERDMANN, GEORGIA; STINNER, WALTER; THRÄN, DANIELA; MANTAU, UDO; BLANKE, CHRISTIAN; MAHRO, BERND; HERING, THOMAS (2015): *Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status Quo in Deutschland*. FNR e. V. (Hrsg.). Schriftenreihe nachwachsende Rohstoffe. Bd. 36.

- BUNDESNETZAGENTUR (2011): *Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*. Bonn.
- DBFZ (2013): *Datenbank internationale Biokraftstoffproduktionsanlagen*. DBFZ gemeinnützige GmbH.
- DBFZ; KTBL; TI; RA SCHNUTENHAUS & KOLLEGEN (2013): *Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung*. FNR e. V. (Hrsg.).
- DENA (2013): *Branchenkompass: Biomethan in KWK*. Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.).
- (2016): *Pilotprojekte*. URL [www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick](http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick).
- DESTATIS (2013): *Finanzen und Steuern – Energiesteuer 2012*. Fachserie 14, Reihe 9.3, Statistisches Bundesamt (Hrsg.).
- (2014): *Finanzen und Steuern – Energiesteuer 2013*. Fachserie 14, Reihe 9.3, Statistisches Bundesamt (Hrsg.).
- (2015): *Finanzen und Steuern – Energiesteuer 2014*. Fachserie 14, Reihe 9.3, Statistisches Bundesamt (Hrsg.).
- (2016): *Finanzen und Steuern – Energiesteuer 2015*. Fachserie 14, Reihe 9.3, Statistisches Bundesamt (Hrsg.).
- DIE BUNDESREGIERUNG (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*.
- DIN 51605:2016-01 (2016): *Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren – Rapsölkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DIN 51623:2015-12 (2015): *Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren – Pflanzenölkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren*.
- DIN EN 14214:2014-06 (2014): *Flüssige Mineralölerzeugnisse – Fettsäure-Methylester (FAME) zur Verwendung in Dieselmotoren und als Heizöl – Anforderungen und Prüfverfahren*. Deutsche Fassung EN 14214:2012 + A1:2014.
- DIN EN 15293:2016-03 (2016): *ENTWURF: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Ethanol(E85)-Kraftstoff für Fahrzeuge – Anforderungen und Prüfverfahren*. Deutsche und englische Fassung prEN 15293:2016.
- DIN EN 15376:2014-12 (2014): *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren*. Deutsche Fassung EN 15376:2014.
- DIN EN 15940:2014-11 (2014): *ENTWURF: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Paraffinischer Dieselmotorkraftstoff aus Synthese oder Hydrierungsverfahren – Anforderungen und Prüfverfahren*. Deutsche Fassung prEN 15940:2014.
- DIN EN 16709:2015-12 (2015): *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselmotorkraftstoffmischungen mit hohem FAME-Anteil (B20 und B30) – Anforderungen und Prüfverfahren*. Deutsche Fassung EN 16709:2015.
- DIN EN 16723-2:2014-06 (2014): *ENTWURF: Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge*. Deutsche Fassung prEN 16723-2:2014.
- DIN EN 16734:2014-06 (2014): *ENTWURF: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselmotorkraftstoff mit einem Gehalt an Fettsäure-Methylester (FAME) von 10 % – Anforderungen und Prüfverfahren*. Deutsche Fassung prEN 16734:2014.

- DIN EN 16942:2016-04 (2016): *ENTWURF: Kraftstoffe – Identifizierung der Fahrzeug-Kompatibilität – Graphische Darstellung zur Verbraucherinformation*. Deutsche und Englische Fassung prEN 16942:2016.
- DIN EN 228:2014-10 (2014): *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Unverbleite Ottokraftstoffe – Anforderungen und Prüfverfahren*. Deutsche Fassung EN 228:2012.
- DIN EN 590:2014-04 (2014): *Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Dieselkraftstoff – Anforderungen und Prüfverfahren*. Deutsche Fassung EN 590:2013 + AC:2014
- DVFG (2015): *Jahresbericht 2014*. Deutscher Verband Flüssiggas e. V. (Hrsg.).
- EBTP: *Biofuels certification and verification systems in Europe*. URL <http://www.biofuelstp.eu/biofuels-certification.html>. Abgerufen am 19. 07. 2016.
- ELEK, ZOLTAN (2014): *THG-Vermeidungsquote – Biomethan eine preiswerte Erfüllungsoption?!*
- EMBERGER, PETER (2013): *Zünd-, Verbrennungs- und Emissionsverhalten verschiedener Pflanzenöle*. Dissertation Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg. München.
- ENERGIESTG (2006): *Energiesteuergesetz*. Vom 15. Juli 2006.
- (2015): *Energiesteuergesetz*. Vom 15. Juli 2006. Zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 3. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2.178).
- ERDGAS-MOBIL (2014): *Tankstellen A–Z*. URL <http://www.erdgas-mobil.de/privatkunden/verfuegbar/tankstellen-a-z>.
- ETTL, JOHANNES; EMBERGER, PETER; THUNEKE, KLAUS; REMMELE, EDGAR (2016): *Pflanzenöлтаugliche Traktoren der Abgasstufen I bis IIIB*. Begleitforschung zum Einsatz pflanzenöлтаuglicher Traktoren auf bayerischen Versuchsgütern. Berichte aus dem TFZ. Bd. 47. S. 179.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2005): *Aktionsplan für Biomasse*. KOM(2005) 628.
- (2011a): *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 CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft bis 2050*. KOM(2011) 112.
- (2011b): *Weissbuch – Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem*.
- (2011c): *Mitteilung der Kommission an das Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Energiefahrplan 2050*. KOM(2011) 885.
- (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*.
- (2014): *Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020–2030*.
- (2016): *Eine europäische Strategie für emissionsarme Mobilität – Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen*. COM(2016) 501.
- EUROPEAN COMMISSION (2016a): *Infrastructure – TEN-T – Connecting Europe*. URL <http://ec.europa.eu/transport/themes/infrastructure>.
- (2016b): *Clean Transport – Support to the Member States for the implementation of the Directive on the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure – Fact Sheets on Alternative Fuels in Member States*. D’Appolonia S. p. A., Ramboll, TM Leuven.

- EUROPEAN UNION (2014): *EU energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050 – Reference scenario 2013*.
- EUROSTAT: *Anteil erneuerbarer Energie am Kraftstoffverbrauch des Verkehrs*. Europäische Kommission (Hrsg.).
- EUROSTAT (2012a): *Elektrizität – Industrieabnehmer – halbjährliche Preise*.  
 – (2012b): *Gaspreise für industrielle Verbraucher*.
- F. O. LICHT (2013): *Plants & Projects*. Informa Agra Ltd. (Hrsg.).  
 – (2016a): *World Ethanol & Biofuels Report Bd. 2008–2016*.  
 – (2016b): *Plants & Projects*. Informa Agra Ltd. (Hrsg.).
- FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (2016): *Projektbeschreibung Betriebsverhalten von EU-Stufe IV Industrie- und Landtechnikmotoren mit Abgasnachbehandlung im Biodieselbetrieb*.
- FINANZEN.NET (2016a): *Ölpreis in EUR (BRENT) – Historische Kurse*. URL <http://www.finanzen.net/rohstoffe/oelpreis@brent/euro/historisch>.  
 – (2016b): *Ethanol in EUR – Historische Kurse*. URL <http://www.finanzen.net/rohstoffe/ethanolpreis/euro/historisch>. – finanzen.net  
 – (2016c): *Weizen in EUR – Historische Kurse*. URL <http://www.finanzen.net/rohstoffe/weizenpreis/historisch>. – finanzen.net
- FLACH, BOB; BENDZ, KARIN; LIEBERZ, SABINE; KRAUTGARTNER, ROSWITHA (2013): *EU-27 Biofuels Annual 2013*. GAIN-Report (Nr. NL3034).
- FLACH, BOB; LIEBERZ, SABINE; RONDON, MARCELA; WILLIAMS, BARRY; WILSON, CANDICE (2016): *EU-27 Biofuels Annual 2016*. GAIN-Report (Nr. NL6021).
- GIETZELT, H.; KNUTH, H. W.; HEINELE, H. (2012): *Mobile „in-use“ Emissionsmessung bei realen Agraranwendungen. Ein Beitrag zum EU-PEMS Pilotprojekt für mobile Maschinen (NRMM)*. Beiträge – Proceedings. 7. Internationales Forum Abgas und Partikelemissionen. AVL Deutschland GmbH (Hrsg.). ISBN 978-3-00-032668-4.
- GÖTZ, KRISTIN; ZICKMANN, STEFAN; FEY, BARBARA; BÜNGER, JÜRGEN; STAPF, WOLFGANG; FAN, ZHU; GARBE, THOMAS; MUNACK, AXEL; KRAHL, JÜRGEN (2016): *Abschlussbericht zum Projektvorhaben Diesel R33*. Fuels Joint Research Group – Interdisziplinäre Kraftstoffforschung für die Mobilität der Zukunft. 1. Auflage. Göttingen. ISBN 978-3-7369-9169-9.
- GROPE, JOHAN; HOLZHAMMER, UWE (2012): *Ökonomische Analyse der Nutzungsmöglichkeiten von Biomechan – Biomethanverwertung in Kraft-Wärme-Kopplung, als Kraftstoff und als Beimischprodukt im Wärmemarkt*.
- HAAS, RITA; REMMELE, EDGAR (2013): *Dezentrale Ölsaatenverarbeitung 2012/2013 – eine bundesweite Befragung*. Berichte aus dem TFZ (Nr. 34). Technologie- und Förderzentrum Straubing (Hrsg.).
- HITZLER, G.; BARGENDE, M. (2000): *Schadstoffemissionen von Pkw mit reformulierten Kraftstoffen unter realen Fahrbedingungen*. Forschungsinstitut für Kraftfahrwesen und Fahrzeugmotoren Stuttgart FKFS (Hrsg.).
- HUBER, GEORG; SCHOLZ, ALEXANDER; STÖHR, MICHAEL; DÜSSELDORF, CHRISTIAN; FLIERL, RUDOLF; THUNEKE, KLAUS; REMMELE, EDGAR; PICKEL, PETER (2015): *Herstellung und Demonstration der Praxistauglichkeit von Traktoren mit Motoren der Abgasstufe IV im Betrieb mit Pflanzenöl*. Berichte aus dem TFZ. Bd. 44 S. 86.

- HYPOS (2016): *Ausgewählte H<sub>2</sub>-Projekte in Ostdeutschland*. URL <http://www.hypos-eastgermany.de/hypos-h2-projekte>.
- ICHA, PETRA; KUHS, GUNTER (2015): *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014*. In: Umweltbundesamt, Climate Change. S. 28.
- IEA (2013): *Up-grading Plant List*. IEA Bioenergy Task 37.
- (2015): *World Energy Outlook 2015*. ISBN 978-92-64-24366-8.
- IPCC (2001): *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.
- ISO 14687-2:2012-12 (2012): *Wasserstoff als Kraftstoff – Produktfestlegung – Teil 2: Protonenaustauschmembran (PEM) – Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge*.
- KOM (2006) 34 (2006): *Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe*. Kommission der Europäischen Gemeinschaften.
- KOM (2006) 848 (2007): *Fahrplan für erneuerbare Energien – Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft*.
- KREYENBERG, D.; LISCHKE, A.; BERGK, F.; DUENNEBEIL, F.; HEIDT, C.; KNÖRR, W.; RAKSHA, T.; SCHMIDT, P.; WEINDORF, W. (2015): *Erneuerbare Energien im Verkehr – Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger*. Berlin.
- LBST; TÜV SÜD (2016): *Hydrogen Filling Stations Worldwide*. URL <http://www.netinform.net/h2/H2Stations/Default.aspx>.
- MAJER, STEFAN; GAWOR, MAREK; THRÄN, DANIELA; BUNZEL, KATJA; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE (2011): *Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/ Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit*. Biogasrat e. V. (Hrsg.)
- MAJER, STEFAN; GRÖNGRÖFT, ARNE (2010): *Ökologische und ökonomische Bewertung der Produktion von Biomethanol für die Biodieselpreparierung*. Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen (Hrsg.).
- MAJER, STEFAN; GRÖNGRÖFT, ARNE; DRACHE, CHRISTIAN; BRAUNE, MARIA; MEISEL, KATHLEEN; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA; NAUMANN, KARIN; OEHMICHEN, KATJA (2015): *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel*. DBFZ gemeinnützige GmbH. Leipzig. ISBN 978-3-9817707-0-4.
- MAJER, STEFAN; OEHMICHEN, KATJA (2010): *Mögliche Ansätze zur Optimierung der THG-Bilanz von Biodiesel aus Raps*. Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen (Hrsg.).
- MEISEL, KATHLEEN; BRAUNE, MARIA; GRÖNGRÖFT, ARNE; MAJER, STEFAN; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA; NAUMANN, KARIN; OEHMICHEN, KATJA (2015): *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Bioethanol*. DBFZ gemeinnützige GmbH. Leipzig. ISBN 978-3-9817707-1-1.
- MÜLLER-LANGER, F.; RÖNSCH, S.; WEITHÄUSER, M.; OEHMICHEN, K.; SEIFFERT, M.; MAJER, S.; SCHOLWIN, F.; THRÄN, D. (2009): *Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem*. DBFZ gemeinnützige GmbH. Leipzig.
- MÜLLER-LANGER, FRANZISKA; MAJER, STEFAN; O'KEEFFE, SINEÁD (2014): *Benchmarking biofuels – a comparison of technical, economic and environmental indicators*. In: Energy, Sustainability and Society. Bd. 4, Nr. 1, S. 20.
- MWV (2016): *Statistiken – Preise, Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff*. Stand: August 2016, Mineralölwirtschaftsverband e. V.
- NAUMANN, KARIN; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA (2016): *Perspektiven für Antriebstechnologien und biogene Energieträger im Verkehr bis 2050*. In: Tagungsband zum 10. Rostocker Bioenergieforum. NELLES, M. (Hrsg.). Schriftenreihe Umweltingenieurwesen Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät. Bd. 58. S. 125–135. Universität Rostock. ISBN 978-3-86009-433-4.

- NGVA (2012): *Statistical information on the European and Worldwide NGV status*. URL <http://www.ngvaeurope.eu/statistical-information-on-the-european-and-worldwide-ngv-status>.
- NIKANDER, SAMI (2008): *Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel*. Helsinki University of Technology (Hrsg.).
- OEHMICHEN, KATJA; NAUMANN, KARIN; DRACHE, CHRISTIAN; POSTEL, JAN; BRAUNE, MARIA; GRÖNGRÖFT, ARNE; MAJER, STEFAN; MEISEL, KATHLEEN; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA (2015): *Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan*. DBFZ gemeinnützige GmbH. Leipzig. ISBN 978-3-9817707-2-8.
- OVID (2013): *Rohstoffe der Zukunft*. URL <http://www.ovid-verband.de/unsere-branche>.
- OVID (2016): *Daten & Grafiken*. URL <http://www.ovid-verband.de/unsere-branche/daten-und-grafiken>.
- PELKMANS, LUC; SHENG GO, CHUN; JUNGINGER, MARTIN; PARHAR, RAVINDRESINGH; BIANCO, EMANUELE; PELLINI, ALESSANDRO; BENEDETTI, LUCA (2014): *Impact of promotion mechanisms for advanced and low-iLUC biofuels on markets – Used cooking oil and animal fats for biodiesel*. IEA Bioenergy Task 40.
- PERIMENIS, A.; MAJER, S.; ZECH, K.; HOLLAND, M.; MÜLLER-LANGER, F. (2010): *Technology Opportunities and Strategies Towards Climate Friendly Transport (TOSCA)*. WP 4 Report. Lifecycle Assessment of Transportation Fuels.
- PETERS, DIRK; REITH, MARCUS; WELLER, MATHIS (2015): *Nachhaltige Mobilität mit Erdgas und Biomethan: Marktentwicklung 2014 / 2015*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.).
- PLATTS (2011): *European Marketscan*.
- RADKE, SABINE (2014): *Verkehr in Zahlen 2014 / 2015*. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hrsg.). Hamburg. ISBN 978-3-87154-493-4.
- REPENNING, JULIA; EMELE, LUKAS; BRAUNGARDT, SIBYLLE; ZIESING, HANS-JOACHIM (2015): *Klimaschutzszenario 2050*. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI.
- RICHTLINIE (EU) 2015 / 1513 (2015): *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 Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009 / 28 / EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*.
- 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 Dieselmotorkraftstoffen*.
- RICHTLINIE 2003 / 30 / EG (2003): *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 / 96 / EG (2003): *Richtlinie 2003 / 96 / EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom*.
- RICHTLINIE 2009 / 28 / EG (2009): *a 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 (2015): *c 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 / 30 / EG (2009): *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*
- SCHEFTELOWITZ, M.; RENSBERG, N.; DENYSENKO, V.; DANIEL-GROMKE, J.; STINNER, W.; HILLEBRAND, K.; NAUMANN, K.; PEETZ, D.; HENNIG, C. (2015): *Stromerzeugung aus Biomasse*. Vorhaben Ila. Zwischenbericht Mai 2015. DBFZ gemeinnützige GmbH. Leipzig.
- SCHOLWIN, FRANK; GROPE, JOHAN; SCHÜCH, ANDREA; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE; BEIL, MICHAEL; HOLZHAMMER, UWE (2014): *Dossier Ist-Stand der Biomethannutzung – Kosten – Klimawirkungen – Verwertungswege*.
- SENN, THOMAS; LUCÀ, SEBASTIANO (2002): *Studie zur Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahres-Produktionskapazität von 2,5 und 9 Mio. Litern – Eine Energie- und Kostenbilanzierung*. Universität Hohenheim. Berlin.
- SPRENKER, BENEDIKT (2009): *E85 Regionol – Bioethanol aus landwirtschaftlichen Brennereien*. In: *Bioenergie – Chance und Herausforderung für die regionale und globale Wirtschaft*. Universität Rostock. ISBN 978-3-86009-068-8.
- STICHNOTHE, HEINZ; SCHUCHARDT, FRANK (2010): *Comparison of different treatment options for palm oil production waste on a life cycle basis*. In: *International Journal of Life Cycle Assessment*. Nr. 15, S. 907–915.
- THRÄN, DANIELA; BUNZEL, KATJA; VIEHMANN, CORNELIA; BÜCHNER, DANIEL; FISCHER, ERIK; FISCHER, ELMAR; GRÖN-GRÖFT, ARNE; HENNIG, CHRISTIANE; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA (2010): *Bioenergie heute und morgen – 11 Bereitstellungskonzepte*.
- THRÄN, DANIELA; ARENDT, OLIVER; PONITKA, JENS; BRAUN, JULIAN; MILLINGER, MARKUS; WOLF, VERENA; BANSE, MARTIN; SCHALDACH, RÜDIGER; SCHÜNGEL, JAN (2015): *Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie*. THRÄN, DANIELA; PFEIFFER, DIANA (Hrsg.). Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. Bd. 18. DBFZ gemeinnützige GmbH. Leipzig. ISSN 2199-2762.
- THRÄN, DANIELA (2011): *Methoden zur stoffstromorientierten Beurteilung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“*. Leipzig.
- THUNEKE, KLAUS; HUBER, G.; ETTL, JOHANNES; EMBERGER, PETER; REMMELE, EDGAR (2016): *Real Driving Emissions of Vegetable Oil Fuelled Tractors*.
- UFOP (2006): *Bericht 2005 / 2006*.
- (2009): *Bericht 2008 / 2009*.
- (2015): *Persönliche Mitteilung von D. Bockey (UFOP) an K. Naumann (DBFZ)*.
- (2016): *UFOP-Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe 2008–2016*.
- UNITED STATES CONGRESS (2008): *Food, Conservation and Energy Act of 2008*.
- USDA (2016): *Gain Reports: Biofuels Annual 2015 / 2016 of Argentina, Australia, Brazil, Canada, China, Colombia, India, Indonesia, Malaysia, Mexico, Paraguay, Philippines, Russian Federation, Thailand*. U. S. Department of Agriculture (Hrsg.).
- VDB (2015): *Informationsblatt: Biodiesel in Deutschland 2014*.

- (2016): *Informationen Biodiesel 2015 (unveröffentlicht)*, Persönliche Kommunikation mit W.-D. Kindt. 02. 03. 2016.
- VERORDNUNG (EG) NR. 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) NR. 715 / 2007 (2007): *Verordnung (EG) Nr. 715 / 2007 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2007 über die Typgenehmigung von Kraftfahrzeugen hinsichtlich der Emissionen von leichten Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen (Euro 5 und Euro 6) und über den Zugang zu Reparatur- und Wartungsinformationen für Fahrzeuge.*
- VERORDNUNG (EU) NR. 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) NR. 333 / 2014 (2014): *Verordnung (EU) Nr. 333 / 2014 des Europäischen Parlamentes 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen neuer Personenkraftwagen.*
- VWVWS (1999): *Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Wasserhaushaltsgesetz über die Einstufung wassergefährdender Stoffe in Wassergefährdungsklassen.* Vom 17. Mai 1999. BAnz. Nr. 98a vom 29. Mai 1999.
- WAGNER, H.-J.; KOCH, M. K.; BURKHARD, J.; GROSSE BÖCKMANN, T.; FECK, N.; KRUSE, P. (2007): *CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung – Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken.* In: BWK. Bd. 59. Nr. 10.
- ZECH, KONSTANTIN; MEISEL, KATHLEEN; BROSOWSKI, ANDRÉ; TOFT, LARS VILLADSGAARD; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA (2016): *Environmental and economic assessment of the Inbicon lignocellulosic ethanol technology.* In: Applied Energy. Bd. 171. S. 347–356.



## PUBLIKATIONEN

### Bisher erschienene Reports:

**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 Bundeswettbewerb „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 Scheitholz-Kaminöfen 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/web/referenzen-publikationen](http://www.dbfz.de/web/referenzen-publikationen)

**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](mailto:info@dbfz.de)

**[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)**