



DBFZ Report Nr. 11

Monitoring Biokraftstoffsektor

**Karin Naumann, Katja Oehmichen, Martin Zeymer,
Franziska Müller-Langer, Mattes Scheftelowitz, Philipp Adler,
Kathleen Meisel, Michael Seiffert**

Gefördert vom:



**Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit**



Anfahrt

... mit dem Zug

Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle „Bautzner Straße“; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen und geradeaus durch das Eingangstor Nr. 116, nach ca. 100 m links. Der Haupteingang des 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 Jet Tankstelle links einfahren (siehe „... mit dem Zug“).

... mit der Straßenbahn

Linie 3/3E Richtung Taucha/Sommerfeld bis zur Haltestelle „Bautzner Straße“ (siehe „... mit dem Zug“).

Autoren des Berichts

DBFZ

Karin Naumann, Katja Oehmichen, Martin Zeymer, Franziska Müller-Langer, Mattes Scheftelowitz, Philipp Adler, Kathleen Meisel, Michael Seiffert, Michael Kröger

Impressum

Herausgeber

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH, Leipzig, mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Kontakt

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

Geschäftsführung

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 11

ISSN: 2190-7943

Bilder: Deutsches Biomasseforschungszentrum, Fotolia,
Martin Jehnichen (CropEnergies AG)

Druck: Fischer druck&medien

DBFZ, Leipzig 2012

© 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.

Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 11

Karin Naumann
Katja Oehmichen
Martin Zeymer
Franziska Müller-Langer
Mattes Scheftelowitz
Philipp Adler
Kathleen Meisel
Michael Seiffert
Michael Kröger

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 341 2434 - 112
Fax: +49 341 2434 - 133

Das Projekt wurde gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.
Die Verantwortung für den Inhalt dieses Dokumentes liegt bei den Autoren.



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	VI
1 Einordnung Biokraftstoffoptionen.....	1
1.1 Pflanzenöl	2
1.2 Biodiesel	3
1.3 Hydroprocessed Öle und Fette (HVO/HEFA).....	4
1.4 Bioethanol	5
1.5 Biomethan	7
1.6 Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe (BTL).....	9
2 Rahmenbedingungen Deutschland/Europäische Union.....	10
2.1 Politischer Rahmen Deutschland.....	10
2.1.1 Biokraftstoffquotengesetz (2006).....	10
2.1.2 Integriertes Energie- und Klimaprogramm	11
2.1.3 Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland (2009).....	11
2.1.4 Energiesteuergesetz (EnergieStG, 2006)	11
2.1.5 Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (2009)	12
2.1.6 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV, 2009)	13
2.1.7 Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote (36. BImSchV)	13
2.2 Politischer Rahmen EU	14
2.2.1 Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (2003).....	14
2.2.2 Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischen Strom (2003)	14
2.2.3 Aktionsplan für Biomasse (2005)	15
2.2.4 EU-Strategie für Biokraftstoffe (2006)	15
2.2.5 Fahrplan für erneuerbare Energien (2007)	15
2.2.6 Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG15	
2.2.7 Richtlinie zur Kraftstoffqualität 2009/30/EG.....	16
3 Nationale Entwicklung der Produktion von Biokraftstoffen.....	19
3.1 Biokraftstoffproduktion Deutschland	19
3.2 Biokraftstoffhandel Deutschland.....	21
4 Nationale Entwicklung der Nutzung von Biokraftstoffen	22
4.1 Biokraftstoffverbrauch	22
4.2 Kraftstoffe und Verkehrssektoren	24
4.3 Tankstellenstruktur	28
4.4 Rohstoffbasis	29

5	Internationale Entwicklung des Biokraftstoffsektors	30
5.1	Energiebedarf im Verkehrssektor	30
5.2	Biokraftstoffquoten weltweit	31
5.3	Biokraftstoffproduktion weltweit	33
5.4	Biokraftstoffhandel weltweit	35
5.5	Biokraftstoffproduktion EU	37
5.6	Produktionskapazität Biokraftstoffe	41
5.7	Länderanalysen	50
5.7.1	USA	50
5.7.2	Brasilien	52
5.7.3	Kanada	55
5.7.4	Argentinien	58
5.7.5	Indien	60
5.7.6	Malaysia	63
5.7.7	China	64
5.7.8	Südafrika	67
5.7.9	Thailand	68
5.7.10	Kolumbien	70
5.7.11	Indonesien	71
6	Innovative Rohstoffe und Technologien entlang der Biokraftstoffbereitstellungskette	73
6.1	Biokraftstoffe auf Basis innovativer Rohstoffe	73
6.2	Biokraftstoffe auf Basis innovativer Technologien	74
7	Kosten und Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen	75
7.1	Kurzbeschreibung ausgewählter Biokraftstoffkonzepte	75
7.2	Gestehungskosten für Biokraftstoffe	77
7.2.1	Methodik	78
7.2.2	Gestehungskosten der Biokraftstoffkonzepte	79
7.2.3	Sensitivitätsbetrachtungen	82
7.3	Treibhausgasvermeidungskosten	87
7.4	Fazit	88
8	Treibhausgasminderungspotenziale im Biokraftstoffsektor	89
8.1	Treibhausgasbilanzierung von Biokraftstoffen	89
8.1.1	Methodik	90
8.1.2	Ergebnisse	91
8.2	Einordnung der THG-Bilanzen und Treibhausgasminderungspotenzial	92
8.3	Fazit	99
9	Treibhausgasemissionen in der Kraftstoffproduktion	100
9.1	Treibhausgasbilanzierung ausgewählter fossiler Kraftstoffe	100

9.1.1	Fossiler Referenzwert	100
9.1.2	Systemgrenzen	101
9.1.3	Rohölbereitstellung	102
9.1.4	Raffination	104
9.1.5	Mobile Nutzung	106
9.2	Gesamt-THG-Emissionen	108
9.3	Sensitivitätsanalysen.....	110
9.3.1	Rohölbereitstellung	110
9.3.2	Raffination	111
9.3.3	Mobile Nutzung	112
9.3.4	Gesamtemissionen unter Berücksichtigung der Optimierungsansätze	113
9.4	Bedeutung zukünftiger Entwicklungen für den fossilen Referenzwert.....	114
9.4.1	Bedeutung zukünftiger Entwicklungen der Raffinerie.....	115
9.4.2	Bedeutung zukünftiger Entwicklungen der mobilen Nutzung.....	115
9.4.3	Gesamtemissionen unter Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen.....	116
9.5	Fazit.....	116
10	Exkurs: Landnutzungsänderungen	117
10.1	Direkte und indirekte Landnutzungsänderungen.....	117
10.2	Modellansätze.....	118
10.2.1	Makroökonomische Modelle und Rahmenwerke	118
10.2.2	Deterministische Modellansätze	124
10.3	iLUC-Faktor	124
10.4	Berücksichtigung von iLUC bei Biokraftstoffen.....	125
11	Zusammenfassung	125
11.1	Internationaler Biokraftstoffsektor	125
11.2	Nationaler Biokraftstoffsektor	126
11.3	Nachhaltigkeit.....	126
11.4	Ökonomische und ökologische Bewertung von Biokraftstoffen.....	127

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	128
Tabellenverzeichnis.....	131
Literatur- und Referenzverzeichnis	132
A 1 Produktionsanlagen Bioethanol in Südamerika	139
A 2 Produktionsanlagen Bioethanol in Nordamerika	140
A 3 Produktionsanlagen Bioethanol in Europa	141
A 4 Produktionsanlagen Biodiesel in Südamerika	142
A 5 Produktionsanlagen Biodiesel in Nordamerika	143
A 6 Produktionsanlagen Biodiesel in Europa	144

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AEZ	agro-ökologische Zonen
AGQM	Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AO	Abgabenordnung
Äq.	Äquivalent
Art.	Artikel
B100	Biodiesel Reinkraftstoff
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BiokraftQuG	Biokraftstoff-Quoten-Gesetz
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
CNPC	China National Petroleum Corporation
CNPE	Conselho Nacional de Política Energetica
CO ₂ -Äq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
CtL	Coal to liquid
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DDGS	Dried Distillers Grains with Solubles
DIN	Deutsches Institut für Normung
dLUC	direkte Landnutzungsänderungen
DME	Dimethylether
DOE	Department of Energy
E85	Bioethanol 85 %

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
EC	Europäische Kommission
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EISA	Energy Independence and Security Act
EnStG	Energiesteuergesetz
EPA	Environmental Protection Agency
ETBE	Ethyl-tert-butylether
EU	Europäische Union
EU-RED	EU-Direktive 2009/28/EC
F&E	Forschung und Entwicklung
FAME	Fatty Acid Methyl Ester
FAPRI	Food and Agricultural Policy Research Institute
FASOM	Forest and Agricultural Sector Optimization Model
FFVs	Flex Fuel Vehicles
GTAP	Global Trade Analysis Project
GTIB	Grupo de Trabalho Interministerial Biodiesel
HC	Kohlenwasserstoff
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
HROP	High Rate Open Pond Reactor
HVO	Hydrated Vegetable Oil
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
iLUC	Indirekte Landnutzungsänderungen
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
KUP	Kurzumtriebsplantage
LGP	Length of Growing Period
LPG	Liquefied petrol gas (Flüssiggas)

Abkürzung	Erklärung
MTBE	Methyl-tert.butylether
NDRC	National Development and Reform Commission
NETL	National Energy Technology Laboratory
NO _x	Stickoxide
OEGF	Ontario Ethanol Growth Fund
PBR	Photo Bioreactors
PKW	Personenkraftwagen
RFS	Renewable Fuel Standard
SNG	Synthetic Natural Gas
THG	Treibhausgas
VDB	Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WTW	Well-to-Wheel

1 Einordnung Biokraftstoffoptionen

Als Biokraftstoffe der heutigen Generation gelten Biokraftstoffe, die bereits in bedeutenden Mengen am Markt verfügbar sind. Die wichtigsten Biokraftstoffe sind Bioethanol bzw. ETBE und Biodiesel. In Deutschland spielt zudem reines Pflanzenöl als Kraftstoff eine wenn auch abnehmende Rolle. Die Produktionstechniken für Biokraftstoffe der heutigen Generation sind ausgereift und etabliert. Für diese Arten von Biokraftstoffen werden meist spezifische Pflanzenteile (bzw. für Biodiesel auch tierische Abfälle) verwendet. Außerdem entstehen bei der Produktion von Biokraftstoffen der heutigen Generation auf pflanzlicher Basis Koppelprodukte, 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 verfügbar ist, die aber noch nicht in signifikanten Mengen zur Verfügung stehen. Außerdem gehören zu den Biokraftstoffen der zukünftigen Generation Kraftstoffe, deren Technologie zur Herstellung noch nicht ausgereift ist und weiter entwickelt wird. In Abbildung 1 sind die Bereitstellungsketten von Biokraftstoffen vereinfacht dargestellt.

Geeignete Biomasse wird direkt oder indirekt durch landwirtschaftliche Produktion erzeugt und bereitgestellt. Anschließend wird die aufbereitete Biomasse über eine der nachfolgend dargestellten Konversionsrouten zu Biokraftstoff umgewandelt.

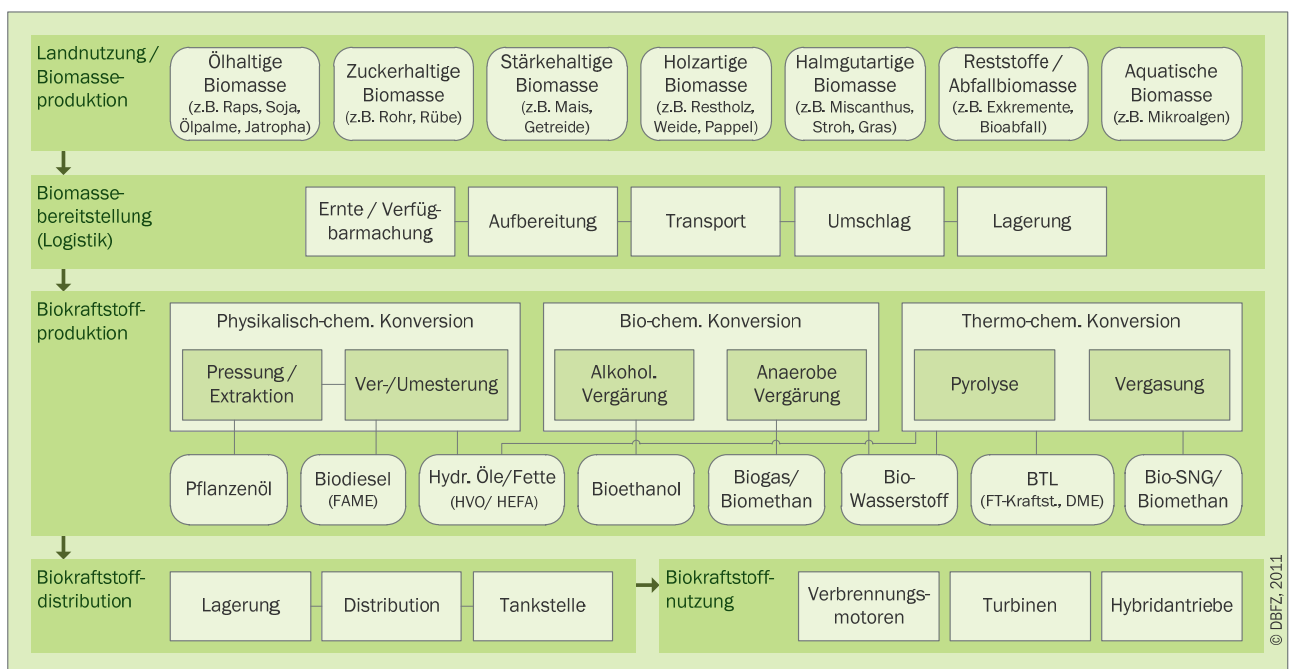


Abbildung 1 Biokraftstoffbereitstellungsketten

Die Umwandlung der Ausgangsrohstoffe zu Biokraftstoffen kann generell über drei verschiedene Konversionsrouten erfolgen.

1. **Physikalisch-chemische Konversion:** Zu den Verfahren der physikalisch-chemischen Konversion zählen alle Optionen der Kraftstoffbereitstellung aus biogenen Energieträgern auf Basis von Ölen und Fetten.
2. **Biochemische Konversion:** Die Umwandlung der biogenen Energieträger erfolgt über den gezielten Einsatz von Mikroorganismen.
3. **Thermo-chemische Konversion:** Biogene Energieträger werden unter dem Einfluss von Wärme in flüssige und/oder gasförmige Sekundärenergieträger umgewandelt.

Abhängig von Biokraftstoff und eingesetzter Biomasse gibt es generell mehrere Produktionsrouten, die z. T. verschiedene Konversionspfade beinhalten. Die Mehrzahl der möglichen Konversionsrouten mit entsprechenden Biokraftstoffoptionen ist in Abbildung 2 veranschaulicht.

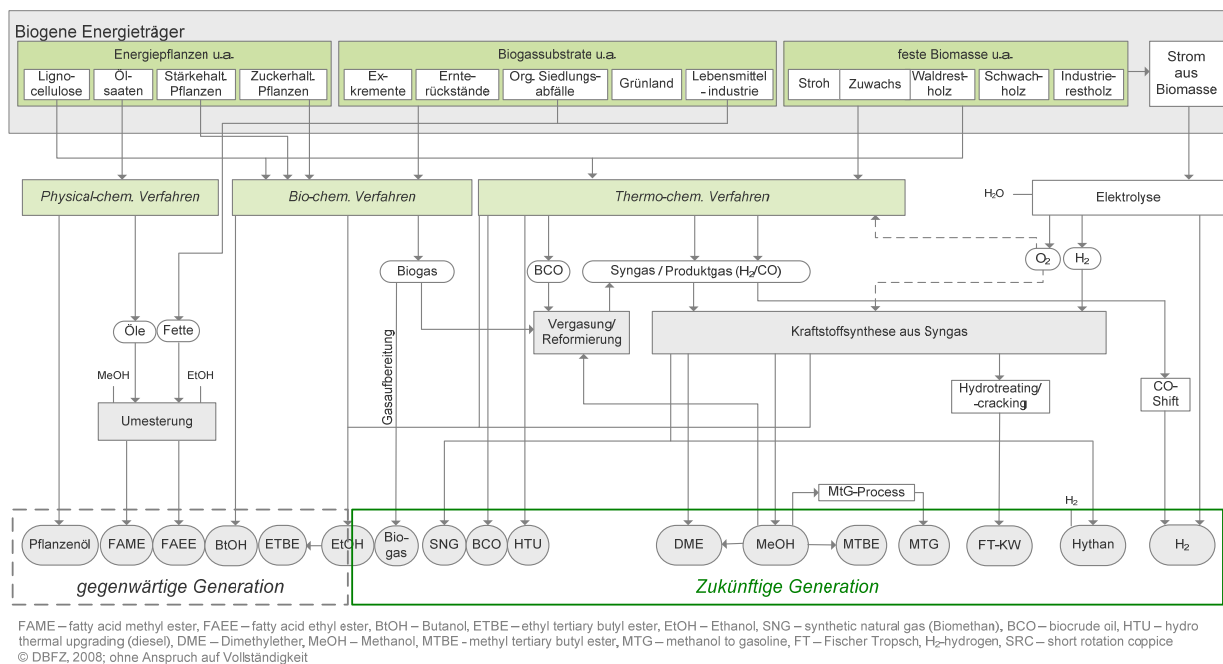


Abbildung 2 Optionen der Biokraftstoffproduktion

1.1 Pflanzenöl

Pflanzenöl stellt eine mögliche Kraftstoffalternative aus regenerativen Quellen dar. Es ist sowohl für regionale Kreisläufe als auch für großtechnische Anlagen geeignet und nutzt Technologien, die ausgereift und weltweit verfügbar sind.

Je nach Anlagengröße kommen zwei Verfahren zur Anwendung:

- die dezentrale Ölgewinnung in Kleinanlagen, welche sich in die Prozessschritte Rohstoffaufbereitung (Reinigung, Zerkleinerung), Kaltpressung (mechanisch bei Temperaturen bis zu 40 °C), Filtration/Sedimentation und Sicherheitsfiltration gliedert, sowie

- die Ölgewinnung im industriellen Maßstab in großen Ölmühlen, wobei die Pressung bei höheren Temperaturen stattfindet und auch das im Presskuchen verbliebene Öl durch einen weiteren Prozessschritt, die Lösungsmittelextraktion, gewonnen wird.

Im industriellen Maßstab erfolgt zudem eine Raffination des rohen Pflanzen- bzw. Rapsöls, um unerwünschte Begleitstoffe zu entziehen und eine konstant hohe Qualität zu gewährleisten.

Es kommen zwei Verfahren zum Einsatz, deren Prozessschritte jeweils verschieden technologisch umgesetzt sind und mitunter fließend ineinander übergehen: die chemische Raffination, bestehend aus den Prozessschritten Entschleimung, Entsäuerung durch Neutralisation, Bleichung und Desodorierung, sowie die physikalische Raffination, bestehend aus Entschleimung, Bleichung, destillativer Entsäuerung und Desodorierung.

Die Nutzung von Pflanzenöl als Kraftstoff hat sich vor allem in Deutschland etabliert und erfolgt hier vornehmlich im Bereich der land- und forstwirtschaftlichen Nutzfahrzeuge. Bei der Umrüstung eines Fahrzeugs ohne Herstellerfreigabe sind Anpassungen verschiedener Fahrzeugkomponenten notwendig. Vorteile hinsichtlich der Kontaminationsgefahr bei Lagerung und Transport hat Pflanzenöl durch seinen hohen Flammpunkt und seine biologische Abbaubarkeit. (KALTSCHMITT u. a., 2009)

Tabelle 1 Steckbrief Pflanzenöl

Rohstoff	Ölhaltige Pflanzenteile (z. B. Raps, Soja, Ölpalme, Sonnenblume)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Vorbehandlung (Reinigung, Schälung, Pressung), mechanische/chemische Extraktion, Raffination
Koppelprodukte	Presskuchen, Extraktionsschrot (als Futtermittel)
Stand der Technik	weltweit kommerziell verfügbar
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Anlagen, die gleichzeitig mehrere Rohstoffe verarbeiten, Entwicklung geeigneter Abgasnachbehandlungssysteme für die motorische Verwendung
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	Dezentral: bis zu 3 Tsd. t/a bzw. 114.000 GJ/a Zentral: bis zu 400 Tsd. t/a bzw. 15,2 Mio. GJ/a
Kraftstoffspezifikation	Rapsölkraftstoff: DIN 51605
Kompatibilität Infrastruktur	Meist dezentrale Erzeugung und Nutzung in Landmaschinen und BHKWs, bei Ausweitung auf andere Sektoren motorische Anpassungen nötig

1.2 Biodiesel

Biodiesel oder Fettsäuremethylester (Fatty acid methyl ester FAME) wird aus Pflanzenölen oder tierischen Fetten durch eine katalytische Reaktion und Ver- bzw. Umesterung gewonnen, wobei hauptsächlich pflanzliche Öle als Rohstoff zum Einsatz kommen. Regionalspezifisch sind dies v. a. Rapsöl (Europa),

Sojaöl (Amerika) und Palmöl (Südostasien). Zudem erfolgt teilweise der Einsatz von Altspeiseölen bzw. -fetten und tierischen Fetten.

Bei der Biodieselproduktion erfolgt eine schrittweise Ver-/Umesterung der Öle mit Methanol, ergänzt durch eine anschließende Reinigung der Produkte (Glycerinaufbereitung und Esterreinigung). Die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Biodiesels sind maßgeblich vom eingesetzten Rohstoff abhängig.

Die Herstellung von Biodiesel kann grundsätzlich diskontinuierlich (Batch-Prozess), aufgrund der einfacheren Prozesstechnik zumeist in kleinen Anlagen bis 10.000 t/a, oder als kontinuierliche Prozessführung erfolgen. Diese ist gekennzeichnet durch eine hohe Produktionsleistung bei gleichmäßiger Produktqualität sowie einen hohen Automatisierungsgrad und wird bevorzugt bei Anlagen im industriellen Maßstab angewandt. (KALTSCHMITT u. a., 2009)

Normgerechter Biodiesel (DIN EN 14214:2008) kann entsprechend Herstellerfreigabe in den meisten Dieselmotoren eingesetzt werden. Bei der Nutzung biogener Kraftstoffe spielt heute in Deutschland maßgeblich Rapsmethylester (RME) eine Rolle. (UFOP, 2008)

Tabelle 2 Steckbrief Biodiesel (FAME)

Rohstoff	öhlhaltige Pflanzenteile (z. B. Raps, Soja, Ölpalme, Sonnenblume), Altspeise- und tierische Fette
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Vorbehandlung (Reinigung, Schälung, Pressung), mechanische/ chemische Extraktion, Raffination, Ver-/Umesterung, Biodieselreinigung, Glycerinaufbereitung
Koppelprodukte	Presskuchen, Extraktionsschrot, Glycerin (Futtermittel, Pharma- oder chem. Industrie)
Stand der Technik	weltweit kommerziell verfügbar
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Prozessoptimierung hinsichtlich Katalysatoren und Trennverfahren, Substitution von Methanol durch Ethanol (FAEE)
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	500 t/a bzw. 18.500 GJ/a (Kleinanlagen), bis zu 650.000 t/a bzw. 24.050.000 GJ/a (Industrieanlagen)
Kraftstoffspezifikation	als Reinkraftstoff: EN 14214 (EU)

1.3 Hydroprocessed Öle und Fette (HVO/HEFA)

Zumeist wird dieser synthetische Kraftstoff als HVO für „Hydrotreated vegetable oil/Hydrierte Pflanzenöle“ bezeichnet, inzwischen findet sich aufgrund der breiteren Rohstoffbasis in Veröffentlichungen auch die Bezeichnung HEFA für „Hydroprocessed Esters and Fatty Acids“.

Die Technologie ist weitgehend ausgereift, jedoch bisher nicht weit verbreitet. Die erste kommerzielle Anlage ist seit 2007 in Finnland in Betrieb, weitere sind in Singapur und Rotterdam in Produktion gegangen. Darüber hinaus werden Pflanzenöle in einigen bestehenden Mineralölraffinerien mit umgesetzt, um den auf

Biomasse basierenden Anteil im Kraftstoff zu erhöhen („Co-Processing“). Obschon die gleiche Rohstoffbasis wie für die konventionelle Biodieselproduktion (Ver-/Umesterung des Pflanzenöls) zum Einsatz kommt, erfolgt durch das katalytische Hydrotreating mit Wasserstoff (Hydrotreating/Hydrogenation unter Sauerstoffentzug) die Herstellung langkettiger n-Alkane, die sich in ihrer chemischen Struktur nicht von fossilen Dieselkomponenten unterscheiden.

Tabelle 3 Steckbrief Hydroprocessed Öle und Fette (HVO/HEFA)

Rohstoff	Pflanzliche Öle und tierische Fette (siehe auch FAME)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Raffination, Hydrotreating, Destillation
Koppelprodukte	Brenngas, Benzinfraktionen
Stand der Technik	Technologie verfügbar, HVO-/ HEFA-Kraftstoffe bisher noch kein signifikanter Marktanteil, wenige Anlagen vorhanden/ geplant
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Erweiterung der Rohstoffbasis (z. B. Pyrolyseöl, Algenöl) und der Integration in den Erdölraffinationsprozess; Prozessoptimierung hinsichtlich Wasserstoffverbrauch und Katalysator
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	170.000 – 800.000 t/a bzw. 7.500.000 – 35.000.000 GJ/a
Kraftstoffspezifikation	Diesel: ASTM D975, EN 590; Jet Fuel: ASTM D7566, In Testflügen Gemische mit bis zu 50 % volumetrisch HVO/HEFA eingesetzt
Kompatibilität Infrastruktur	Kompatibel zu bestehenden Infrastrukturen; Fahrzeug-, Luftfahrt-, Marinekraftstoffe; Anlagen v.a. in Nähe zu Raffinieren zur Nutzung von Wasserstoff und Betriebsstoffen

1.4 Bioethanol

Bioethanol wird durch Fermentation von stärke- oder zuckerhaltiger Biomasse (z. B. Getreide, Zuckerrüben, Zuckerrohr) gewonnen und ist derzeit der mit Abstand vorherrschende Biokraftstoff weltweit. Des Weiteren wird Ethyl-Tertiär-Butyl-Ether (ETBE) als Bioethanol basierte Kraftstoffkomponente hergestellt und als Additiv im Ottokraftstoff verwendet.

Tabelle 4 Steckbrief konventionelles Bioethanol

Rohstoff	zuckerhaltige Pflanzen (z. B. Zuckerrübe, Zuckerrohr), stärkehaltige Pflanzen (z. B. Mais, Weizen, Roggen)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Vorbehandlung, Zuckerextraktion oder Hydrolyse/ Verzuckerung, C6-Fermentation, Destillation, Absolutierung
Koppelprodukte	In Abhängigkeit von Prozessführung ein oder mehrere von: Bagasse/ Vinasse, Futtermittel (DDGS, evtl. Gluten), Düngemittel (Schlempe), Biogas
Stand der Technik	weltweit kommerziell verfügbar
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Prozessoptimierung bestehender Verfahren, insbes. im Hinblick auf Prozessintegration sowie energetische Optimierung, Aufwertung von Koppelprodukten und Schlempeverwertung (z. B. Recycling, Biogas, Nährstoffrückgewinnung)
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	40.000 bis 480.000 t/a bzw. 1.080.000 bis 12.960.000 GJ/a
Kraftstoffspezifikation	DIN EN 51625: Ethanolkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren DIN EN 15376: Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff DIN EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe
Kompatibilität Infrastruktur	Einsatz in Ottomotoren als E85, bis mindestens E10 weitgehend kompatibel mit bestehender Infrastruktur, bei Ethanol Konzentrationen größer 20 % motorische Anpassungen notwendig. Derzeit Verwendung v.a. im Individualverkehr, andere Sektoren bislang wenig relevant.

Für die Bioethanolerzeugung aus Lignocellulose ist eine Vielzahl unterschiedlicher Verfahren in der Entwicklung. Ein Pfad ist dabei die Umsetzung der Rohstoffe über die bio-chemische Fermentation, wobei der Einsatz von Lignocellulose im Vergleich zur Umsetzung von stärke- und zuckerhaltigen Rohstoffen deutlich aufwendiger ist. Während die mittels Hydrolyse gewonnenen Einfachzucker (sog. C5 und C6) aus Cellulose und Hemicellulose prinzipiell bio-chemisch in einer alkoholischen Gärung mit Hefe zu Rohethanol umsetzbar sind, kann Lignin nur thermo-chemisch (z. B. mittels Vergasung) umgesetzt werden. Gegenstand bisheriger Forschungsprojekte ist neben Entwicklungen zu einem geeigneten Aufschluss der Lignocellulose (sog. Hydrolyse) ebenso die Umsetzung von bislang kaum fermentierbaren C5-Zuckern durch geeignete Hefen. Erste Demonstrationsanlagen stehen z. B. in Dänemark, Spanien und Schweden.

Tabelle 5 Steckbrief Bioethanol auf Lignocellulose-Basis

Rohstoff	lignocellulosehaltige Biomasse (z. B. Stroh, Bagasse, Holz)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Rohstoffaufschluss (thermisch, evtl. Einsatz von Säuren), Verzuckerung mit Enzymen, Vergärung mittels Hefen, Destillation, Schlempeverwertung (z. B. Brennmaterial, Düngemittel, Futtermittel, Biogas)
Koppelprodukte	Ligninhaltige Koppelprodukte, Pentosen, Schlempe
Stand der Technik	Mehrere vollintegrierte Demonstrationsanlagen weltweit betrieben und gebaut. (v.a. USA, EU), Kommerzielle Anlagen in Planung
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Upscaling von Rohstoffaufschluss, Weiterentwicklung der Nutzung von Pentosen und Lignin sowie Enzymen und damit Effizienzsteigerung
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	z. Z. 500 bis 4.500 t/a bzw. 13.350 bis 120.150 GJ/a
Kraftstoffspezifikation und Kompatibilität Infrastruktur	Analog konventionelles Bioethanol

1.5 Biomethan

Biomethan ist Methan, das in technischen Prozessen aus biogenen Rohstoffen erzeugt wird. Biomethan kann durch bio-chemische (über Biogas) oder thermo-chemische Umwandlung (über Bio-SNG) generiert werden. Es wird durch entsprechende Aufbereitung in der Gaszusammensetzung und insbesondere dem Methangehalt an Erdgasqualität angepasst.

Biogas kann aus einer großen Palette organischer Substanzen hergestellt werden. Neben den typischen landwirtschaftlichen Ressourcen (tierische Exkremente und nachwachsende Rohstoffe) bieten auch Reststoffe aus Landwirtschaft, Industrie und Gewerbe ein breites Spektrum an einsetzbaren Substraten. Die zur Produktion von Biogas notwendigen Anlagen sind verfügbar und Stand der Technik, allerdings wird das derzeit gewonnene Biogas in der Regel direkt an der Anlage zur Gewinnung von Strom und Wärme eingesetzt. Um Biogas in das Erdgasnetz einspeisen bzw. als Treibstoff im Verkehrsbereich nutzen zu können, muss eine Anpassung der Brennstoff- bzw. Kraftstoffqualität an die von Erdgas erfolgen (DIN 51624). In erster Linie müssen Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff entfernt und der Methangehalt somit erhöht werden. Zusätzlich ist das Gas zu trocknen. Für die unterschiedlichen Aufbereitungsschritte des Biogases stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Technologien zur Nutzung von Erdgas sind erprobt und deren Verbreitung im stationären und mobilen Bereich wird momentan stark forciert.

Tabelle 6 Steckbrief Biomethan über Biogas

Rohstoff	tierische Exkremente, zucker- und stärkehaltige Pflanzen(-bestandteile), Abfälle aus der Lebensmittelbe- und -verarbeitenden Industrie; kommunale Abfälle
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Silierung (bei Energiepflanzen), Hydrolyse (optional), Fermentation, Schwefelrohabtrennung, Rohgastrocknung, Schwefelfeinabtrennung, CO ₂ -Abtrennung, Trocknung, Gaskonditionierung (Zugabe von Propan, Butan), Verdichtung
Koppelprodukte	Gärrest, Strom bei Wärmebereitstellung über KWK
Stand der Technik	kommerziell (Europa)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Lignocellulosebiomasse als Cosubstrat, Erhöhung Faulraumbelastung und Verkürzung Verweilzeit, allg. Prozessoptimierung und Gaskonditionierung
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	2 bis 24 Mio. m ³ _N /a bzw. 57.600 bis 864.000 GJ/a
Kraftstoffspezifikation	DIN 51624 - Kraftstoffnorm für Erdgas CEN/TC 408 - Vorbereitung der Norm für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff

Eine weitere Option zur Bereitstellung von Biomethan ist der thermo-chemische Konversionspfad. Für die thermo-chemische Herstellung von Bio-SNG (Synthetic Natural Gas) aus Lignocellulose wurde 2008 erstmalig eine Demonstrationsanlage in Güssing/Österreich in Betrieb genommen. Weitere Anlagen für den kommerziellen Betrieb befinden sich in der Planung bzw. im Bau (z. B. in Schweden).

Der Herstellungsprozess von Bio-SNG kann in folgende Prozessschritte untergliedert werden: Biomassevorbehandlung, Vergasung, Gasreinigung, Synthese und Roh-SNG-Aufbereitung.

Die Biomassevorbehandlung umfasst im Wesentlichen die Trocknung und Größenkonditionierung der Biomasse, um den Anforderungen der Vergasung gerecht zu werden. Nach der Vorbehandlung wird die Biomasse im Vergasungsreaktor unter Anwesenheit eines Vergasungsmittels (z. B. Sauerstoff, Wasserdampf) in Rohgas mit den Hauptkomponenten Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Wasser, Wasserstoff und – in Abhängigkeit von den Vergasungsbedingungen – Methan umgewandelt. Um eine Beschädigung der in der nachfolgenden Synthese (Methanisierung) verwendeten Katalysatoren und anderer Anlagenkomponenten zu verhindern, muss das Rohgas von Verunreinigungen wie Partikeln, Teeren, Schwefelverbindungen, Stickstoffverbindungen, Alkalien und Halogenverbindungen gereinigt werden. Im nachfolgenden Prozessschritt – der Methanisierung – werden Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff aus dem gereinigten Rohgaskatalysatorgestützt zu Methan und Wasser umgesetzt. Schließlich wird das Roh-SNG getrocknet, von Kohlenstoffdioxid und weiteren Gasbestandteilen (z. B. Wasserstoff) befreit und an die Spezifikationen des Gasnetzes angepasst. (RÖNSCH, 2011)

Tabelle 7 Steckbrief Bio-SNG

Rohstoff	lignocellulosehaltige Biomasse (v. a. Holz)
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Biomassevorbereitung, Vergasung, Gasreinigung/ Gasaufbereitung, Synthese (Methanisierung), Roh-SNG- Aufbereitung (z. B. CO ₂ -Entfernung und Gastrocknung)
Koppelprodukte	Strom und Wärme
Stand der Technik	Demonstrationsanlage (Österreich), Planung kommerzieller Anlagen in Schweden, Niederlande
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Upscaling von existierenden Anlagenkonzepten, Gasreinigung, Erweiterung Rohstoffbasis (z. B. Stroh)
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	11 bis 156 Mio. m ³ _N /a bzw. 412.200 bis 5.616.000 GJ/a 12 – 120 Tsd. m ³ _N /a
Kraftstoffspezifikation	Analog Biomethan über Biogas

1.6 Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe (BTL)

Unter sog. Biomass-to-Liquid-Kraftstoffen (BTL) werden im wesentlichen Fischer-Tropsch-Diesel (benannt nach dem Syntheseverfahren, entwickelt von den Chemikern Fischer und Tropsch im Jahr 1923), Dimethylether (DME) und Methanol subsummiert, deren Herstellung folgende Hauptschritte beinhaltet:

- thermo-chemische Vergasung von zuvor konditionierter Lignocellulose (z. B. auch über Pyrolyse),
- Gasreinigung und -konditionierung,
- katalytische Synthese und
- Produktaufbereitung.

Die Aufbereitung der Biomasse beinhaltet deren Vorbereitung und Anpassung an die Besonderheiten des jeweiligen Vergasungsverfahrens. Dabei kommen mechanische und thermische sowie ggf. thermo-chemische Verfahren zur Anwendung. Die anschließende Vergasung ist ein thermo-chemischer Prozess, bei dem die Biomasse in hochkalorisches Gas umgewandelt wird. Dies geschieht bei hohen Temperaturen, wobei ein sauerstoffhaltiges Vergasungsmittel zugeführt wird. Es entsteht ein Produktgas, das hauptsächlich aus CO, CO₂, H₂, CH₄ sowie H₂O besteht. Die Gaszusammensetzung ist abhängig von der Art der Vergasung, dem Vergasungsmittel und den Reaktionsbedingungen, also von Temperatur und Druck.

Nach der Gasreinigung (Entfernung von Schadkomponenten) und der anschließenden Gaskonditionierung (Anpassung der Gaszusammensetzung an die Anforderungen des Syntheseprozesses), erfolgt die Fischer-Tropsch-Synthese. Bei diesem Polymerisationsprozess wird das Synthesegas zu kettenförmigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt. (KALTSCHMITT u. a., 2009) Die Syntheseprodukte werden nach einzelnen Fraktionen getrennt und in gebrauchsfertige Benzin- und Dieselmethanole umgewandelt. Wenngleich basierend auf Coal-to-Liquid (CTL)- und Gas-to-Liquid (GTL)-Technologien Komponenten für die Kraftstoffsynthese und Konditionierung prinzipiell kommerziell zur Verfügung stehen, besteht noch

erheblicher Forschungs- und Entwicklungs- sowie Demonstrationsbedarf, bevor mit großtechnischen Anlagen für die Umsetzung von Biomasse gerechnet werden kann.

Tabelle 8 Steckbrief FT-Diesel

Rohstoff	Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP), Halmgut (z. B. Stroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus), Schwarzlauge auf Holzbasis
Hauptschritte der Biokraftstoffproduktion	Mechanische Behandlung (z. B. Mahlen, Zerkleinerung), Thermische Vorbehandlung (z. B. Pyrolyse, Trocknung, Verschmelzung), Vergasung, Gasreinigung und –aufbereitung (z. B. Wäscher, Filter, Adsorption, Reformierung, Shift- Reaktion), Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung (z. B. Hydrocracken, Destillation, Isomerisierung, Additivierung)
Koppelprodukte	Wachse, Naphtha, Strom und Wärme
Stand der Technik	Kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle, Pilotanlagen in Betrieb, Demonstrationsanlagen im Bau bzw. Planung (v. a. EU, USA)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Ausbeutesteigerung des FT-Prozesses (z. B. Katalysatorforschung); Abstimmung der einzelnen Prozessschritte des komplexen Gesamtprozesses aufeinander (z. B. Heißgasreinigung); Diversifizierung des Biomasseinputs
Typische Produktionskapazitäten je Anlage	z. Z. 600 bis 3.500 t/a (26.400 – 154.000 GJ/a) Angestrebte: 30 bis 200 Tsd. t/a bzw. 1.320 bis 8.500 Tsd. GJ/a
Kraftstoffspezifikation	EN 590 (Diesel); EN 228 (Benzin) ASTM D7566 (50% FT fuel in Jet-A1)

2 Rahmenbedingungen Deutschland/Europäische Union

2.1 Politischer Rahmen Deutschland

2.1.1 Biokraftstoffquotengesetz (2006)

Zur Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor und der EU-Richtlinie 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom wurde 2006 das Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BioKraftQuG) erlassen. Dadurch wurden im Bundes-Immissionsschutz-Gesetz steigende 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 § 50 im Energiesteuer-Gesetz (EnergieStG) die Steuerentlastung für Biokraftstoffe neu geregelt. Für Biodiesel und reines Pflanzenöl wurden bis 2012 jährlich sinkende Steuerentlastungen festgelegt.

2.1.2 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)

2.1.3 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 (KOM(2005) 628, 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 Quoten und 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 Treibhausgasminderung gegenüber fossilen Kraftstoffen (i) für Neuanlagen mindestens 35 % (gilt für Bestandsanlagen, die bis zum Januar 2008 in Betrieb waren erst ab April 2013), (ii) mindestens 50 % ab 2017, sowie (iii) mindestens 60 % für Anlagen, die ab 2017 in Betrieb gehen, beträgt (KOM(2005) 628, 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).

2.1.4 Energiesteuergesetz (EnergieStG, 2006)

Im § 50 des Energiesteuergesetzes werden die Steuerentlastungen für Biokraftstoffe (Pflanzenöl und Biodiesel) festgelegt, die seit 2007 gestaffelt angehoben werden. Weiterhin sind besonders förderungswürdige Biokraftstoffe definiert, die 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. (ENERGIEStG, 2006)

2.1.5 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 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.

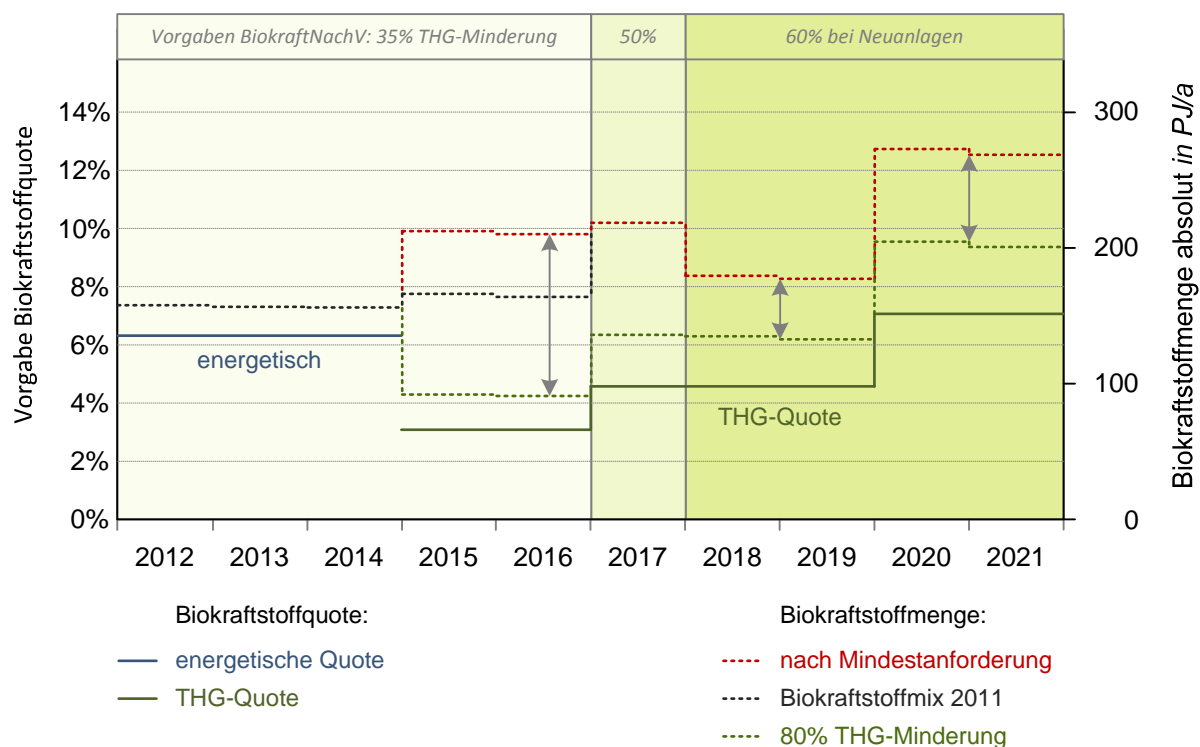
Ab 2015 muss durch die Beimischung von Biokraftstoffen zu Otto- und Dieselmotorkraftstoff eine THG-Minderung für den Kraftstoffsektor um 3 % erreicht werden. Diese THG-Minderung soll ab 2017 4,5 % und 2020 7 % betragen (BIOKRAFTFÄNDG, 2009). Der Übergang von der Mengen- zur THG-Quote ist in Abbildung 3 dargestellt. Mit dem Anstieg der THG-Quote von 3 % auf 4,5 % (Vermeidung von Treibhausgasemissionen durch in Verkehr gebrachten Kraftstoff gegenüber fossiler Referenz) 2017 steigt auch der Biokraftstoffbedarf leicht an (blaue Strichlinie). Durch die steigende spezifisch erforderliche THG-Vermeidung bei Biokraftstoff in 2018 (von 35 % auf 50 %), nimmt der absolute Bedarf an Biokraftstoffen trotz gleich bleibender Quote ab. Mit steigender THG-Quote in 2020 von 4,5 % auf 7 %, steigt der Biokraftstoffbedarf wiederum entsprechend an. Falls die Biokraftstoffe ab 2015 die spezifischen THG-Vermeidungsanforderungen übererfüllen, verschiebt sich der Gesamtbedarf an Biokraftstoffen entsprechend nach unten.

In Abbildung 3 sind die Biokraftstoff- bzw. THG-Quote (ab 2015) sowie dementsprechende Biokraftstoffmengen bis 2020 dargestellt. Die maximal benötigte Biokraftstoffmenge (rot dargestellt) ergibt sich aus der Erfüllung der Mindestanforderungen von 35 % (2015/2016) sowie 50 % (2017) THG-Emissionsminderung. Ab 2018 ist ein Minderungspotenzial der THG-Emissionen von 60 % gegenüber der fossilen Referenz für den eingesetzten Biokraftstoff zugrunde gelegt. Bei Erfüllung dieser Mindestanforderungen steigt der Biokraftstoffbedarf in 2015 zunächst an.

Werden Biokraftstoffe mit höherem THG-Minderungspotenzial zur Quotenerfüllung eingesetzt, ist die erforderliche Menge ab 2015 entsprechend geringer. Legt man beispielsweise die Standardwerte des Biokraftstoffmixes 2011 für 2015 und 2016 zugrunde, bleibt die entsprechend benötigte Biokraftstoffmenge nahezu gleich (schwarz dargestellt).

Werden die Mindestanforderungen für THG-Minderung durch die eingesetzten Biokraftstoffe deutlich übererfüllt, ergibt sich daraus zunächst ein deutlich geringerer Biokraftstoffbedarf ab 2015. Beim Einsatz von beispielsweise Biokraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen (Annahme: 80 % THG-Minderung, grün dargestellt) bleibt der Mengenbedarf bis 2019 unter dem der derzeitigen energetischen Quote von 6,25 %. In 2020 würde er auf etwa 200 PJ/a steigen.

In Abhängigkeit von der Klimarelevanz der eingesetzten Biokraftstoffe ergeben sich die in Abbildung 3 dargestellten Bandbreiten für die benötigten Mengen zur Quotenerfüllung.



Umsetzung der THG-Quote auf Basis von: Kraftstoffbedarf nach Leitstudie BMU 2011 sowie 60% THG-Vermeidung ab 2018 für alle Biokraftstoffe

Abbildung 3 Biokraftstoffbedarf entsprechend -quote in Deutschland 2012 bis 2021 (DBFZ auf Basis von (NITSCH u. a., 2012; BImSchG, 2011))

2.1.6 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 (

Tabelle 9) 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.

2.1.7 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 sind im § 7 Regelungen zur doppelten Gewichtung bestimmter Biokraftstoffe bei der Anrechnung auf die Biokraftstoffquote getroffen worden, womit ein weiterer Aspekt der EU-Richtlinie 2009/28/EG in nationales Recht überführt wird. Demzufolge können ab 2011 Biokraftstoffe doppelt auf die Quote angerechnet werden, wenn sie aus

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

hergestellt worden sind.

Die in Abbildung 3 dargestellte theoretischen Biokraftstoffmengen zur Quotenerfüllung verringern sich entsprechend der Menge eingesetzter Biokraftstoffe, die doppelt angerechnet werden können. Ab 2015 wird dieser Effekt noch verstärkt, da die Treibhausgasbilanz dieser Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen deutlich unter den Mindestanforderungen liegen kann.

2.2 Politischer Rahmen EU

2.2.1 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 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, 2003)

2.2.2 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, 2003)

2.2.3 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. (KOM(2005) 628, 2005)

2.2.4 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, 2006)

2.2.5 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, 2007)

2.2.6 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. 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. Um die THG-Bilanz zu erstellen, enthält die Richtlinie Standardwerte für die typischen Treibhausgasemissionen in g CO₂-Äq./MJ für die verschiedenen Biokraftstoffoptionen. Die Systemgrenze umfasst die gesamte Kette vom Anbau bis zur Nutzung der Kraftstoffe. Zudem soll die Europäische Kommission eine konkrete Methodologie entwickeln, um die Treibhausgasemissionen durch indirekte Landnutzungsänderungen zu begrenzen. (RICHTLINIE 2009/28/EG, 2009)

Tabelle 9 Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach 2009/28/EG (RICHTLINIE 2009/28/EG, 2009)

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

2.2.7 Richtlinie zur Kraftstoffqualität 2009/30/EG

Die Richtlinie 2009/30/EG ändert die Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und regelt u.a. Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe. 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, 2009)

In Abbildung 4 sind die zuvor genannten politischen Zielformulierungen und Regelungen zusammenfassend mit der damit einhergehenden Produktionssteigerung von Biokraftstoffen in der Europäischen Union dargestellt.

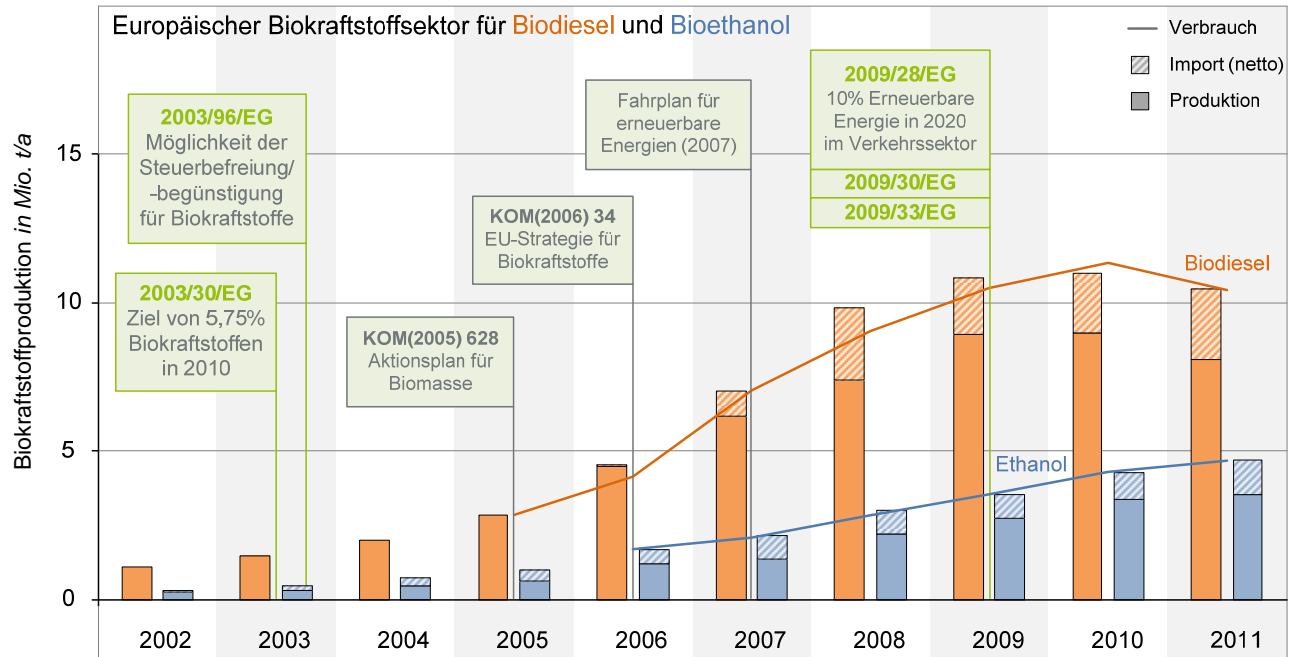


Abbildung 4 Europäischer Biokraftstoffsektor (Kraftstoffmengen auf Basis von (F.O.LICHTS))

Das Ziel von 10 % Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 wurde in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2009/28/EG festgeschrieben und von den Mitgliedsstaaten in nationales, verbindliches Recht übernommen. Die stufenweise Steigerung des Biokraftstoffanteils zur Erreichung des Ziels erfolgt in den Einzelstaaten different. In Abbildung 5 sind die derzeitigen Biokraftstoffquoten innerhalb der Europäischen Union dargestellt. Durch Einführung der Quoten ist der Biokraftstoffverbrauch angestiegen. Lettland und Ungarn haben bisher keine verbindliche Biokraftstoffquote.

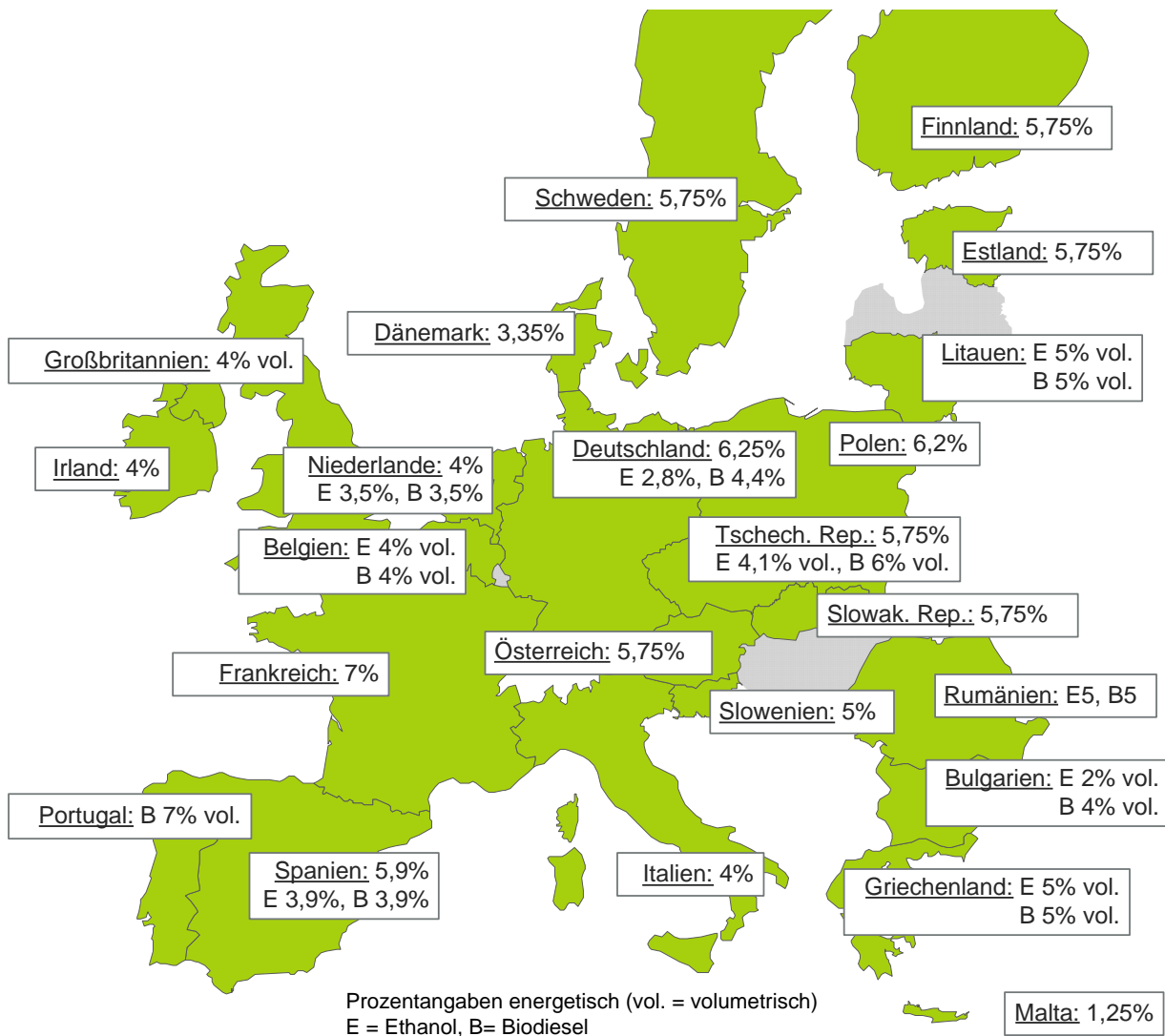


Abbildung 5 Nationale Biokraftstoffquoten/ -anteile in Europa 2012 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

Der im Rahmen dieser Quoten zu realisierende Biokraftstoffanteil kann sowohl über die Verwendung von reinen Biokraftstoffen als auch über deren Beimischung zu fossilen Otto- und Dieselmotorkraftstoffen erreicht werden. Die Möglichkeiten der Beimischung von Biokraftstoffen in den EU-Mitgliedsstaaten sind in Abbildung 6 zusammenfassend dargestellt.

	Ethanol				Biodiesel				Pöl	HVO
	E-5	E-10	E85	E-95	B-5	B-7	B-30	B-100		
Belgien	x				x	x				
Bulgarien	x				x					
Dänemark	x					x				
Deutschland	x	x	x			x		x	x	x
Estland					x					
Finnland	x	x								x
Frankreich	x	x	x			x	x			
Griechenland	x				x					
Großbritannien	x	x			x	x				
Irland	x				x					x
Italien					x					
Lettland										
Litauen	x				x					
Luxemburg					x					
Malta					x			x		
Niederlande	x					x				
Österreich	x					x		x	x	
Polen	x				x			x	x	
Portugal						x				
Rumänien	x				x					
Schweden	x	x	x	x		x		x		
Slovakei					x		x			
Slowenien	x				x					
Spanien	x	x				x				
Tschech. Rep.	x				x		x	x		
Ungarn	x				x					
Zypern					x					

Abbildung 6 Beimischung von Biokraftstoffen in der EU, 2012 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

3 Nationale Entwicklung der Produktion von Biokraftstoffen

3.1 Biokraftstoffproduktion Deutschland

Die **Produktionskapazitäten** für Biodiesel wurden in Deutschland beständig ausgebaut. Sie beliefen sich im Jahr 2000 noch auf ca. 0,35 Mio. t/a. Nach einer mäßigen Wachstumsphase erfolgte durch die Festlegung der Biokraftstoffquote besonders im Jahr 2006 ein starker Zubau, 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, die eine Produktionskapazität von etwa 3,4 Mio. t/a haben. Einzelne Anlagen haben Kapazitäten von 2.000 t/a bis 580.000 t/a Biodiesel. Die durchschnittliche Auslastung der in Betrieb befindlichen Anlagen liegt damit bei etwa 70 %. Die Ursachen hierfür sind verschieden. Zum einen gab es für Kraftstoffhändler in der Vergangenheit die Möglichkeit vergleichsweise billiger Importe. Zu erwähnen ist

hier vor allem Biodiesel B99 aus den USA, der mithilfe von Subventionen zu einem niedrigen Preis auf den europäischen Markt kam. Zum anderen sind die deutschen Produktionskapazitäten für Biodiesel höher als die Nachfrage auf dem deutschen Markt. Derzeit sind Produktions- und Verbrauchsmengen von Biodiesel in Deutschland etwa ausgeglichen (Abbildung 7).

Für Bioethanol existieren in Deutschland seit 2005 Produktionskapazitäten im industriellen Maßstab. Diese wurden von 0,48 Mio. t/a im Jahr 2005 auf etwa 1 Mio. t/a im Jahr 2011 ausgebaut. Die Auslastung der deutschen Bioethanolanlagen hat in 2010 zum Vorjahr wieder abgenommen und liegt durchschnittlich bei etwa 60 %. Bioethanol zur Kraftstoffnutzung wird in Deutschland derzeit in 8 Anlagen erzeugt, die zwischen 5.000 t/a und 285.000 t/a produzieren können. Die größeren Anlagen verfügen über einen Gleis- oder Hafenananschluss. Damit können die von den Mineralö Raffinerien geforderten Mindestliefermengen für die Biokraftstoffbeimischung realisiert und zeitgleich die logistischen Voraussetzungen für die benötigten Rohstoffmengen geschaffen werden.

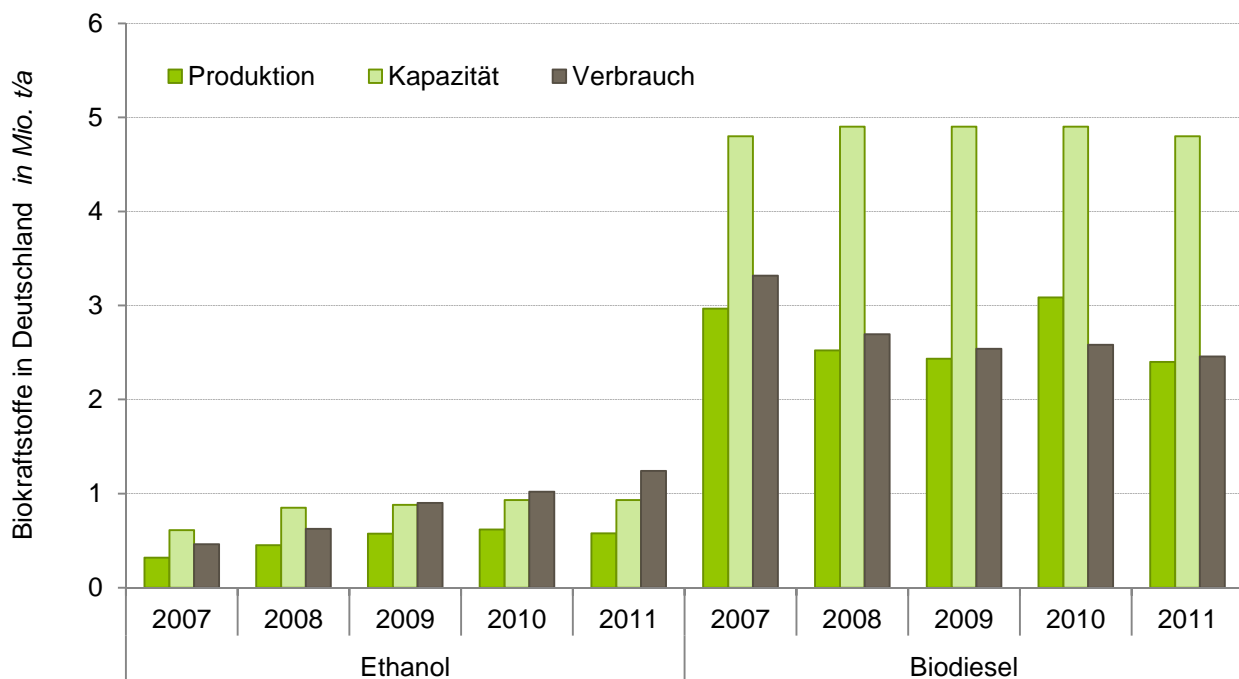


Abbildung 7 Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch von Biokraftstoffen in Deutschland (DBFZ, u. a. auf Basis von (BAFA; BDBE; DESTATIS; F.O.LICHTS; VDB, 2011b))

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. Derzeit (2011) sind noch 274 von ursprünglich 585 (2007) dezentralen Ölmühlen in Betrieb. (HAAS & REMMELE, 2011)

In Abbildung 8 sind die Biokraftstoffanlagen in Deutschland nach Biokraftstoffart, Produktionskapazität und Anlagenstatus zusammengefasst dargestellt. Die 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.

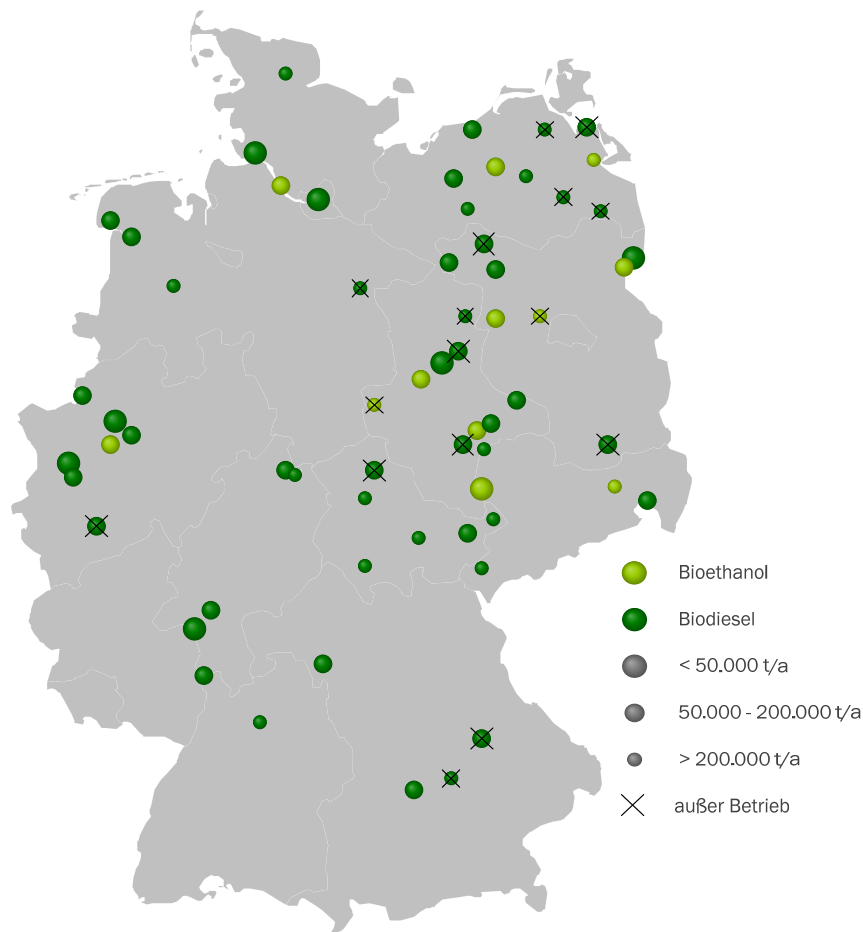


Abbildung 8 Kommerzielle Produktionsanlagen für Biokraftstoffe 2011 (DBFZ, 2011)

Die Rohstoffbasis für das in Deutschland produzierte Biodiesel ist überwiegend Rapsöl, aber auch Soja- und Palmöl sowie tierische Fette und Altspeiseöle/-fett werden eingesetzt. Eine Befragung der deutschen Biodieselersteller im Rahmen des Vorhabens, über die nahezu 50 % der installierten Leistung abgedeckt werden konnten, ergab folgende Verteilung: 90 % Rapsöl, 3 % Sojaöl sowie 0,2 % Palmöl. Hauptabsatzgebiet der befragten Biodieselproduzenten war in 2009 mit 56 % der deutsche Beimischungsmarkt. Weitere 5 % wurden im Reinkraftstoffmarkt abgesetzt und 18 % exportiert. Für 20 % der Produktionsmenge wurden keine Angaben zu den Absatzgebieten gemacht.

3.2 Biokraftstoffhandel Deutschland

Zusätzlich zu den in Deutschland produzierten Biokraftstoffmengen wurden und werden zum Teil erhebliche Mengen Bioethanol sowie Biodiesel im- und exportiert.

Ein Großteil des Handels von Biokraftstoffen, sowohl Import als auch Export, erfolgt über die Niederlande, dort maßgeblich über den Hafen Rotterdam, den größten Tiefseehafen Europas. Wichtigste Handelspartner der Niederlande für Biodiesel sind Argentinien und für Bioethanol Brasilien.

Mit dem steigenden Verbrauch von Bioethanolkraftstoff in Deutschland steigen auch dessen Importmengen. In 2010 wurde ein Defizit von etwa 400 Tsd. t/a über Importe abgedeckt, was etwa 40 % des Verbrauchs entspricht. Die dargestellten Handelsmengen beinhalten auch Bioethanol, der in technischen oder anderen Bereichen verwendet wird.

Die deutsche Handelsbilanz für Biodiesel ist weitgehend ausgeglichen. In 2009 und 2010 lag der Import etwa 100 Tsd. t/a über dem Export von Biodiesel (Abbildung 9). Neben den Niederlanden wurden wesentliche Mengen Biodiesel von Deutschland aus nach Polen, Großbritannien, Frankreich und Belgien exportiert und aus Belgien, Großbritannien und den USA importiert.

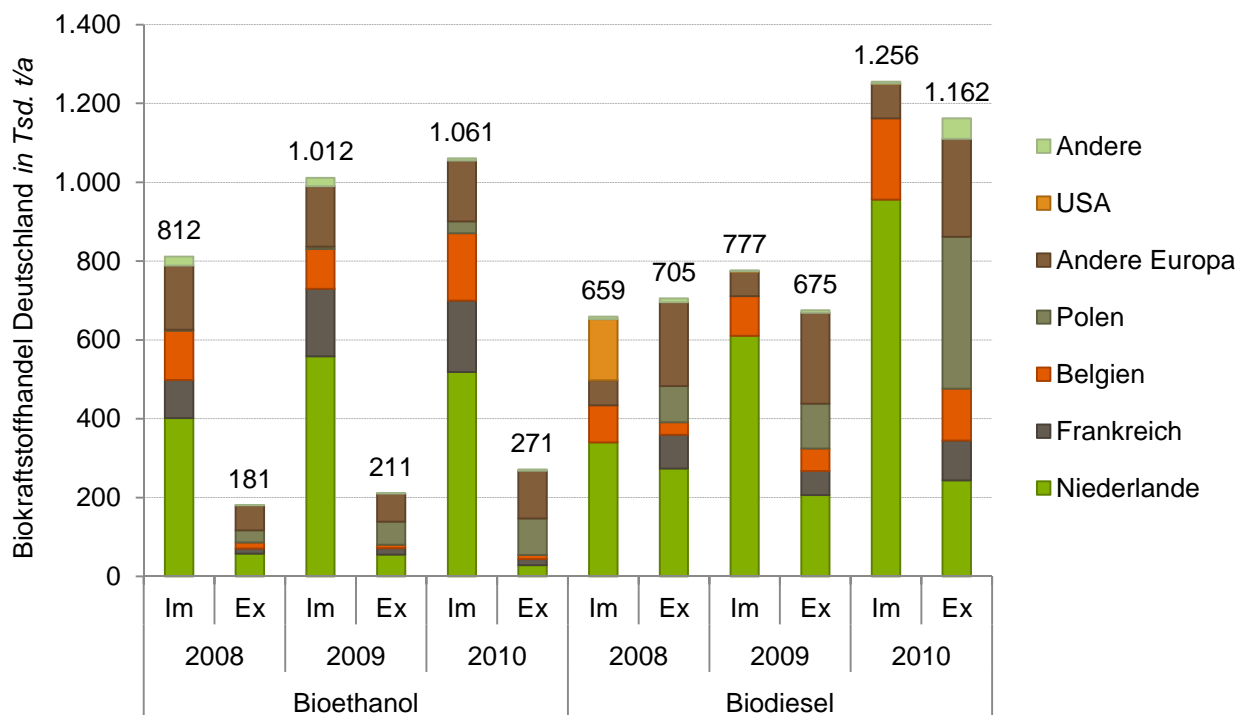


Abbildung 9 Handel von Biokraftstoffen von Deutschland (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

4 Nationale Entwicklung der Nutzung von Biokraftstoffen

4.1 Biokraftstoffverbrauch

Der Absatz von Biodiesel für den Reinkraftstoff- und Beimischungsmarkt stieg auf 3,3 Mio. t/a in 2007. Seit 2008 sinkt der Absatz von reinem Biodiesel, während sich der Absatz auf dem Beimischungsmarkt erhöht. Insgesamt nahm der Biodieselvebrauch in Deutschland ab und lag 2010 bei etwa 2,5 Mio. t/a. Der Anteil Bioethanol als Beimischung hat sich vor allem seit 2009 wesentlich erhöht, während der absolute Anteil ETBE in 2010 um 60 % gegenüber 2008 zurückgegangen ist. Bioethanol mit 85 % Bioethanolanteil (E85) wird in Deutschland nicht in nennenswertem Umfang eingesetzt. (BAFA)

Deutlich in Abbildung 10 zu erkennen ist der Einbruch der Nutzung von Pflanzenöl als Reinkraftstoff. Zum einen ist dies auf die in diesem Zeitraum stark gestiegenen Weltmarktpreise für Pflanzenöle zurückzuführen. Zum anderen erfolgte 2008 ein weiterer Anstieg der Besteuerung für Reinkraftstoffe, bei gleichzeitigem Rückgang der Preise für fossile Kraftstoffe. Der Einsatz von Reinkraftstoffen verlor dadurch stark an ökonomischer Attraktivität.

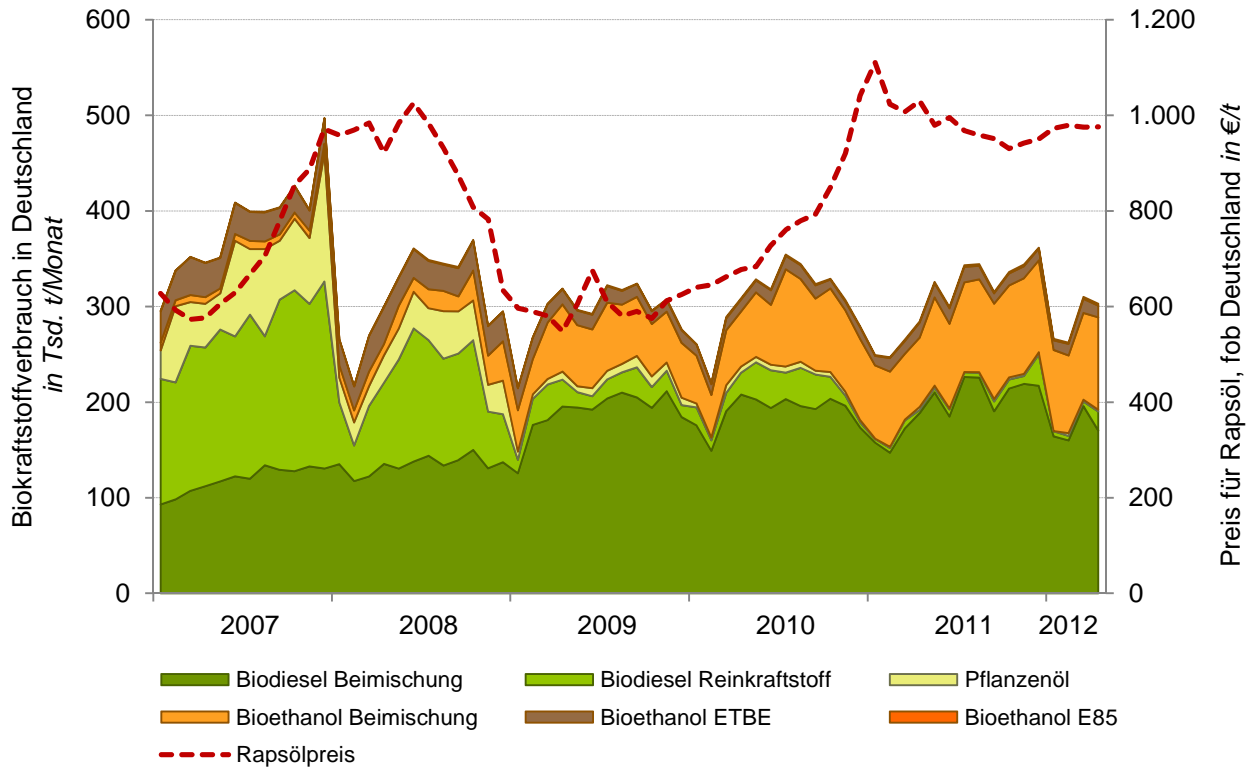


Abbildung 10 Deutscher Biokraftstoffverbrauch und Rapsölpreis (DBFZ auf Basis von (AMI; BAFA))

Der größte Anteil an Reinkraftstoffen wurde in 2007 mit ca. 1,4 Mio. t/a Biodiesel im Bereich der Nutzfahrzeuge durch Speditionen abgesetzt sowie zu einem weitaus geringeren Anteil direkt in landwirtschaftlichen Nutzfahrzeugen eingesetzt. Auch Pflanzenöl wurde 2007 mit über 838 Tsd. t/a noch in erheblicher Menge als Reinkraftstoff eingesetzt, dieser Anteil sank bis 2011 auf nur 20 Tsd. t/a.

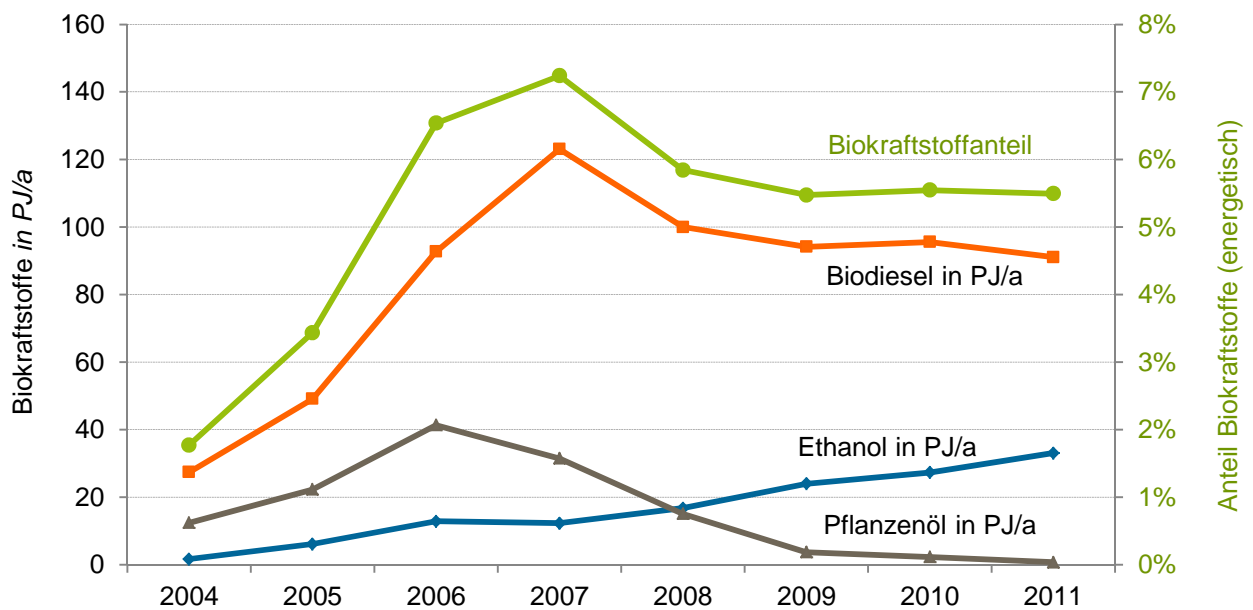


Abbildung 11 Entwicklung von Menge und Anteil der Biokraftstoffarten am Kraftstoffverbrauch Deutschland (DBFZ auf Basis von (BAFA; BMF, 2007))

Der Biokraftstoffanteil am gesamten Kraftstoffverbrauch in Deutschland sank von 7,2 % in 2007 auf 5,5 % (energetisch) in 2011. Wie in Abbildung 10 ersichtlich, ist dies vor allem durch die deutlich nachlassende Verwendung von Pflanzenöl und Biodiesel als Reinkraftstoff bedingt. Die steuerliche Vergünstigung dieser Reinkraftstoffe wurde stufenweise herabgesetzt (ENERGIESTG, 2006), während zeitgleich die Pflanzenölpreise deutlich stiegen (AMI).

Der Beimischung von Biokraftstoffen sind über die Kraftstoffnormen Grenzen gesetzt, die bei einem volumetrischen Anteil von 5 % bzw. 10 % Bioethanol (DIN 51625) im Otto- sowie 7 % Biodiesel (DIN EN 590) im Dieseldieselkraftstoff liegen.

Des Weiteren wird in Biomethan als Kraftstoff in Deutschland genutzt, welches zumeist von Produzenten direkt vertrieben und das Erdgasnetz verteilt wird. Diese Mengen werden derzeit in der Amtlichen Mineralölstatistik des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) noch nicht ausgewiesen. Laut Energiesteuerstatistik des Statistischen Bundesamtes wurden in 2010 etwa 0,58 PJ Biomethan als Kraftstoff genutzt, davon 395.000 GJ mit Anrechnung auf die Biokraftstoffquote (DEUTSCHER BUNDESTAG, 2012). Gegenüber einem Gesamtabsatz von Biokraftstoffen von etwa 125 PJ in 2010 fällt der Anteil des Biomethans vergleichsweise gering aus.

4.2 Kraftstoffe und Verkehrssektoren

Der Gesamtbedarf an Endenergie im Verkehr ist seit 2000 leicht abnehmend. Wie Abbildung 12 zeigt, nimmt dabei vor allem der Bedarf an Dieseldieselkraftstoff und Flugbenzin stetig zu, während der Verbrauch von Benzin seit 1990 stark gesunken ist.

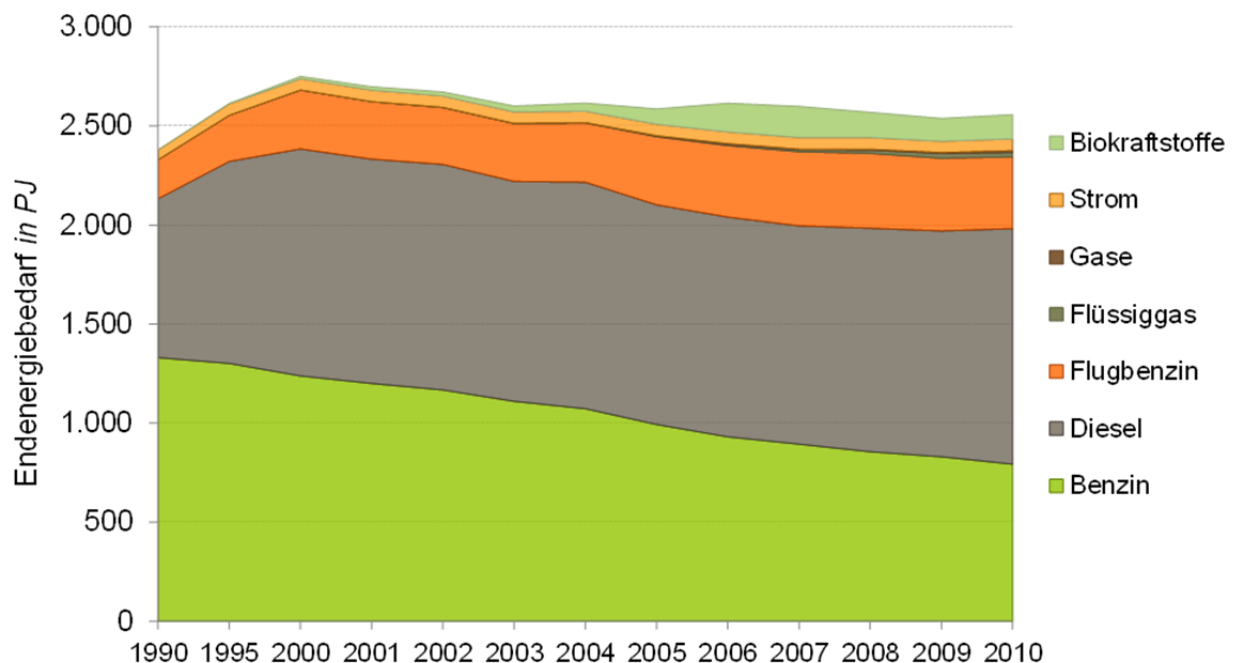


Abbildung 12 Endenergiebedarf in Deutschland im Verkehrssektor nach Energieträgern 1990 bis 2010 (DBFZ auf Basis von (Radke, 2011))

In Abbildung 13 sind alle Sektoren nach Kraftstoffart und deren Bedarf in den Jahren 1993 und 2010 vergleichend gegenübergestellt. Während der Energiebedarf des Straßenverkehrs seit 2000 und auch der des

Schienerverkehrs sowie der Binnenschifffahrt kontinuierlich abnimmt, nimmt der Kraftstoffbedarf des Luftverkehrs deutlich zu.

Im Schienenverkehr wurden in Deutschland 2010 etwa 70 PJ Energie verbraucht, von der lediglich ca. 13 PJ über Dieselkraftstoff (inkl. Biodiesel) bereitgestellt wurden (RADKE, 2011). Gegenüber dem straßenseitigen Personen- und Güterverkehr, der einen Dieselverbrauch von fast 1.300 PJ in 2009 hatte ist dies vergleichsweise gering.

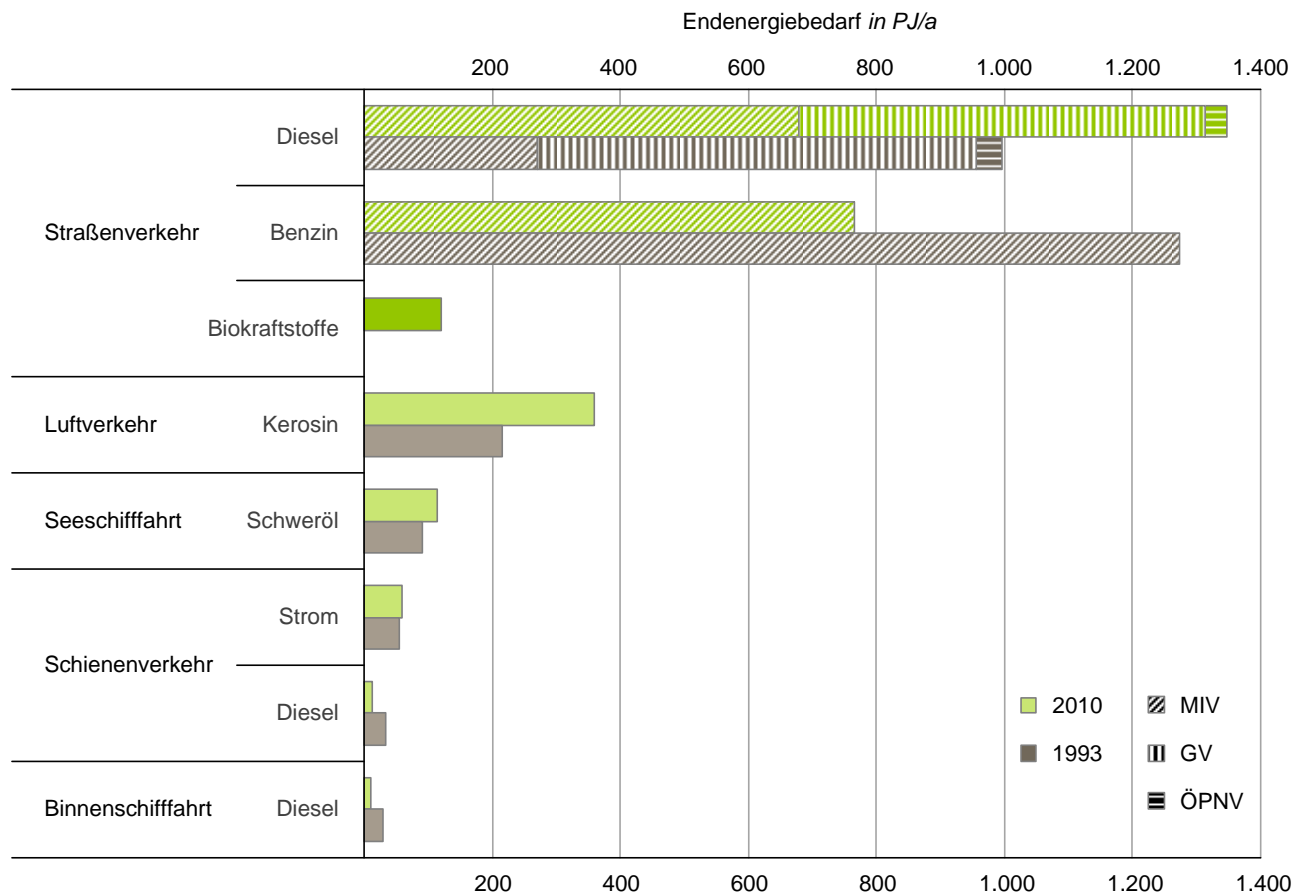


Abbildung 13 Endenergiebedarf in Deutschland nach Verkehrssektoren und Energieträgern 1993 und 2010 (DBFZ auf Basis von (RADKE, 2011))

Wie in Abbildung 14 ersichtlich, wird v. a. im Bereich Straßengüterverkehr ein großer Anteil des Kraftstoffs mit einem verhältnismäßig kleinen Anteil der Fahrzeugflotte verbraucht. Vor diesem Hintergrund wurden die in Deutschland bis 2007 eingesetzten Reinkraftstoffe (Pflanzenöl und Biodiesel) vornehmlich in der Land- und Forstwirtschaft sowie im Straßengüterverkehr eingesetzt. Die vergleichsweise kleinen Flotten hatten einen hohen Kraftstoffbedarf wodurch sich fahrzeugseitige Anpassungen an die Biokraftstoffnutzung schneller amortisierten. Insbesondere große Speditionen mit eigenen Tankstellen haben Fahrzeuge für den Güterverkehr, die in großer Zahl für B100 freigegeben sind (VDB, 2011a). Der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch im Straßengüter- und landwirtschaftlichen Verkehr lag in 2009 bei etwa 146 GJ pro Fahrzeug und Jahr.

Im Bereich des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) bewegen sich die gesamte Fahrzeuganzahl sowie der Kraftstoffverbrauch zwar auf deutlich niedrigerem Niveau, der spezifische Verbrauch ist hingegen mit durchschnittlich ca. 447 GJ pro Jahr und Fahrzeug (2009) ebenfalls sehr hoch.

Demgegenüber ist der durchschnittliche spezifische Verbrauch von 60 GJ pro Jahr und Diesel-PKW bzw. 27 GJ pro Jahr und Benzin-PKW (2009) deutlich geringer. Der jährliche Kraftstoffverbrauch eines Zweirades lag unter 10 GJ in 2009. (RADKE, 2011)

Neben zahlreichen weiteren Rahmenbedingungen sind diese Kennzahlen zu Flottenverbräuchen in den einzelnen Sektoren ein wesentlicher Faktor für Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung von Biokraftstoffen.

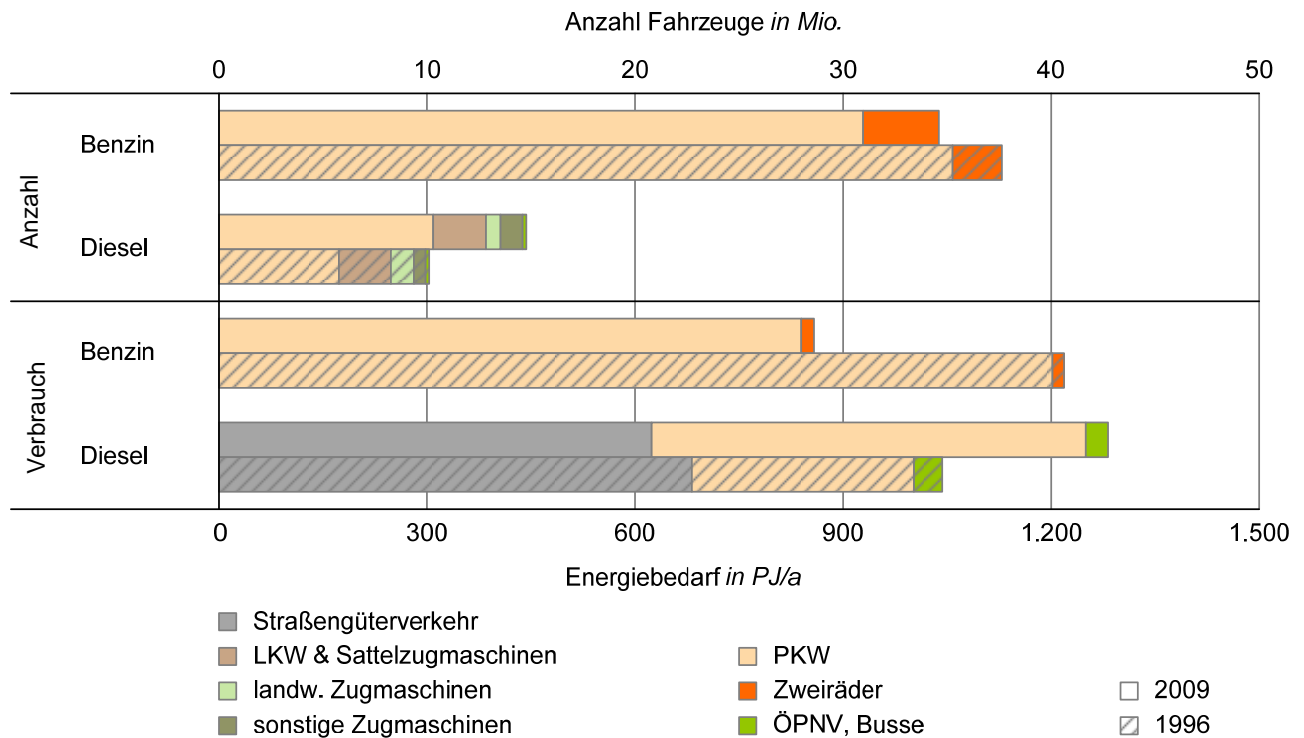


Abbildung 14 Entwicklung Kraftstoffverbrauch und Fahrzeugbestand im Straßenverkehr (DBFZ auf Basis von (Radke, 2011))

In Abbildung 14 sind die Energiebedarfe der weiteren Verkehrssektoren der jeweiligen Fahrzeuganzahl gegenübergestellt. Besonders auffällig ist hier die große Anzahl an Binnenschiffen gegenüber dem vergleichsweise niedrigen Energiebedarf mit deutlich abnehmender Tendenz. Demgegenüber ist der Verbrauch in der Seeschifffahrt trotz weniger Schiffe sehr hoch, wobei die Anzahl der Schiffe abnimmt und der Gesamtverbrauch steigt.

Im Schienenverkehr hat eine vergleichsweise große Fahrzeugflotte mit 70 PJ im Jahr einen geringen Energiebedarf, wobei der Stromanteil deutlich zunimmt und der Bedarf an Dieselmotoren abnimmt. Dementsprechend hat sich auch die Flotte v.a. der Diesel-Lokomotiven verkleinert, wobei deren Anzahl von 1993 bis 2003 um über 60 % abnahm.

Den deutlichsten Zuwachs im Energiebedarf hat der Luftverkehr. Dieser ist von 216 PJ in 1993 auf 360 PJ in 2010 gestiegen. Der wesentliche Anteil dieses Bedarfs wird durch Flugzeuge mit mehr als 20 t Gewicht abgedeckt. (RADKE, 2011)

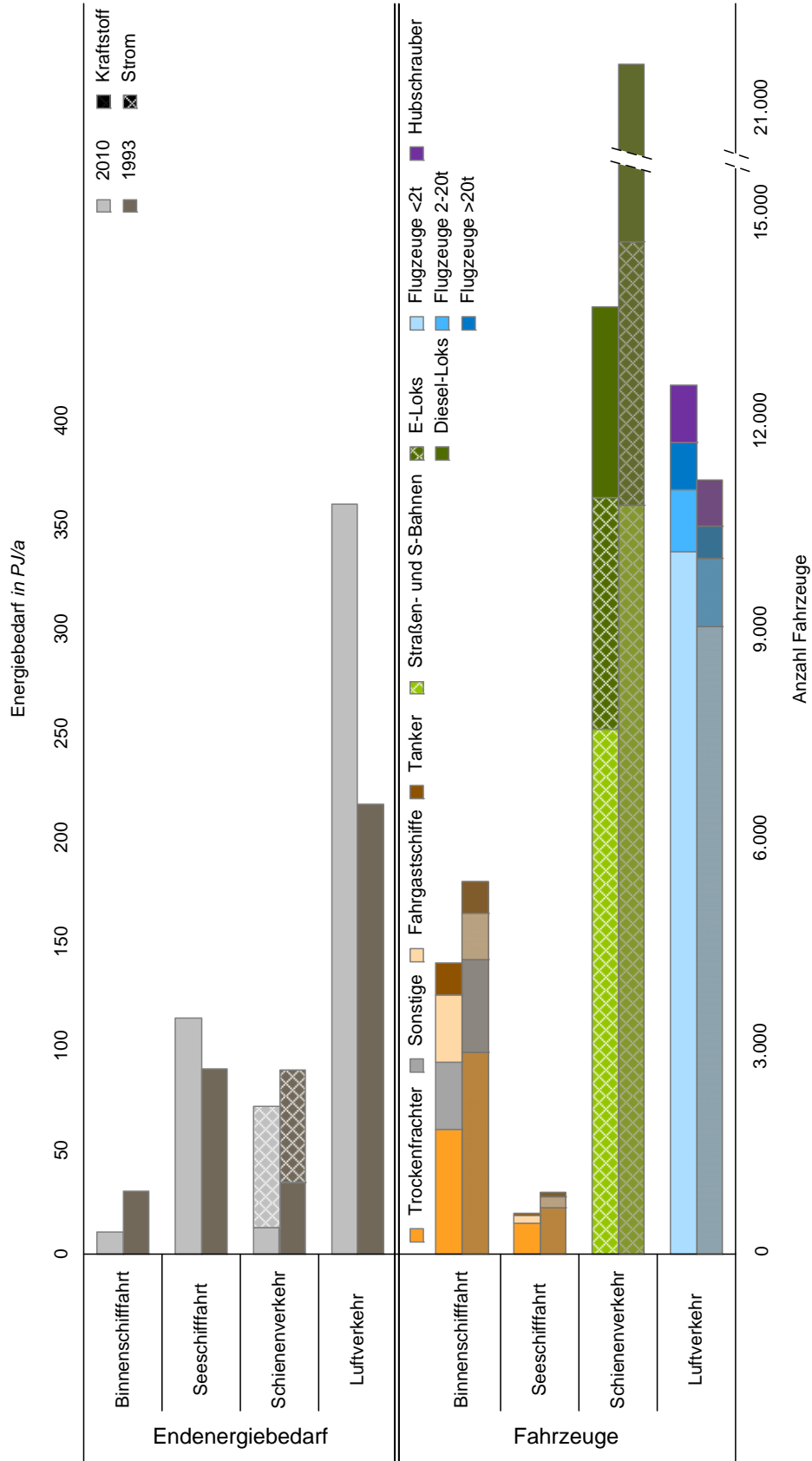


Abbildung 15 Endenergiebedarf und Fahrzeuge in Deutschland nach Verkehrssektoren ohne Straßenverkehr 1993 und 2010 (DBFZ auf Basis von (RADKE, 2011))

4.3 Tankstellenstruktur

Die Distributionsinfrastruktur für Biokraftstoffe in Form von Tankstellen hat sich unterschiedlich stark entwickelt, sowohl bezüglich der einzelnen Biokraftstoffarten als auch zwischen Ländern Europas bestehen signifikante Unterschiede.

Der Absatz von Biodiesel als Reinkraftstoff an Tankstellen war u.a. in Deutschland von Bedeutung. Während im Jahr 2007 ungefähr 1.900 Tankstellen verfügbar waren (GEIß, 2008), sind derzeit deutlich weniger Tankstellen registriert.

Im Gegensatz dazu ist der Absatz von Bioethanol als Reinkraftstoff (E85) in Europa aus Sicht verfügbarer Tankstelleninfrastruktur durch ein deutlich dichteres Netz gekennzeichnet. Insbesondere Staaten wie Schweden, Frankreich als auch Deutschland weisen einige hundert Tankstellen je Land auf (vgl. hierzu Tabelle 10). Während in ausgewählten Ländern der Ausbau der Tankstelleninfrastruktur für Biokraftstoffe stark forciert wird, gibt es eine Vielzahl von Ländern in Europa ohne relevante Kapazitäten an Tankstellen.

Der Absatz von Biomethan erfolgt vordergründig in Kombination mit Erdgas. Vor diesem Hintergrund ist eine verhältnismäßig ausgeprägte Tankstelleninfrastruktur für Biomethan/Erdgas im Vergleich zu übrigen Biokraftstoffen beispielsweise in Deutschland, Österreich und der Schweiz gegeben. Während in Deutschland kaum Tankstellen mit Biomethan als Reinkraftstoff verfügbar sind, stellt sich die Situation in Schweden deutlich anders dar. Hier wird an einer Vielzahl von Standorten Biomethan direkt von Erzeugungs- und Aufbereitungsanlagen in entsprechende Tankstellen gespeist. Eine Übersicht zu ausgewählten Ländern und der Tankstelleninfrastruktur mit Bezug auf Biomethan/Erdgas ist in Tabelle 10 gegeben.

Tabelle 10 Anzahl an Biokraftstofftankstellen in ausgewählten europäischen Staaten (FUELCAT, 2012; GIBGAS, 2012)

Länder	Bioethanol	Biomethan/Erdgas
Deutschland	330	900
Schweden	881	130
Frankreich	302	35
Österreich	36	170
Schweiz	37	130
Niederlande	9	70
Irland	26	-
Norwegen	22	10
Großbritannien	23	2
Spanien	4	-

Der Tankstellenbestand für Biokraftstoffe in Deutschland ist in Abbildung 16 dargestellt. Die Anzahl der Tankstellen für die Reinkraftstoffe Pflanzenöl und Biodiesel nimmt entsprechend des deutlich abnehmenden

Absatzes ebenfalls ab. Die Zahl der Pflanzenöltankstellen hat sich zwischen 2010 und 2012 auf geringem Niveau etwa halbiert (von 377 auf 185). Da die von der Arbeitsgemeinschaft Qualitätsmanagement Biodiesel e.V. geführte Übersichtsliste an Biodieseltankstellen eingestellt wurde, ist davon fraglich ob die derzeit bei iNeedFuel angegebenen ca. 1.400 Biodieseltankstellen realistisch sind. Die Anzahl der Erdgastankstellen (CNG) und damit potenziellen Biomethantankstellen hat sich zwischen 2010 und 2012 verzehnfacht (iNEEDFUEL, 2012).

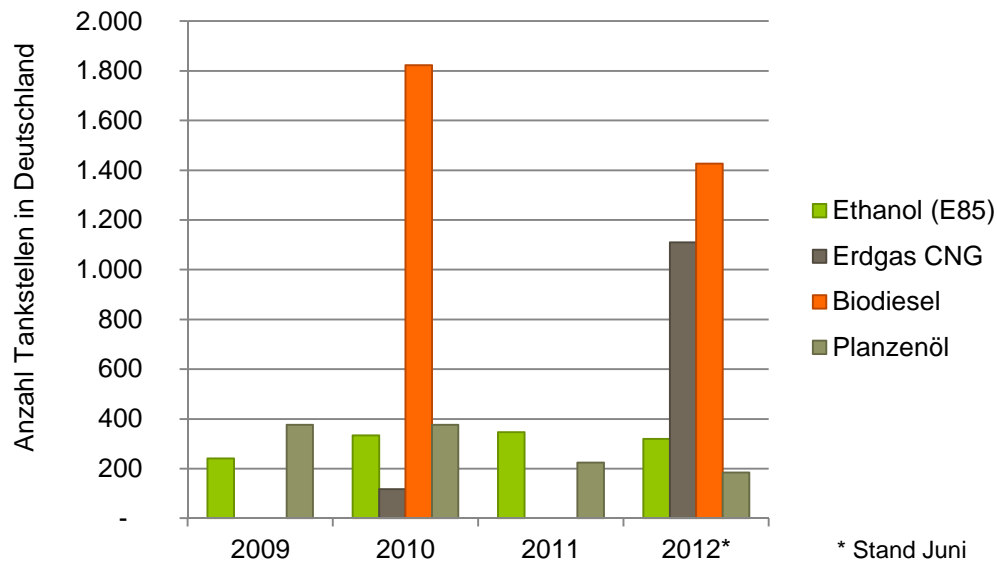


Abbildung 16 Bestandsentwicklung Biokraftstofftankstellen in Deutschland (DBFZ auf Basis von (AEE, 2012; BDBE; GIBGAS, 2010; iNEEDFUEL, 2010, 2012))

4.4 Rohstoffbasis

Bezüglich der Rohstoffbasis für in Deutschland genutzte Biokraftstoffe sind in Abbildung 17 einige Untersuchungsergebnisse zusammenfassend dargestellt.

Hinsichtlich des in Europa verbrauchten Biodiesels wurden im Rahmen einer Untersuchung von Greenpeace (GP) 2011 unter anderem 14 Proben deutscher Tankstellen ausgewertet. Hinsichtlich der Rohstoffbasis ergab sich dabei folgende Verteilung: 76 % Rapsöl, jeweils 8 % Soja- und Palmöl, 2 % tierische Fette sowie 7 % Altspisefette (volumetrisch). (GREENPEACE, 2011) Im Vorjahr wurde durch Greenpeace ein deutlich höherer Anteil Soja- und Palmöl festgestellt und der Anteil des Rapsbiodiesels lag bei lediglich 65 %. (GREENPEACE, 2010)

Die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit veröffentlichten Zahlen bilden wiederum einen höheren Anteil Rapsöl, hingegen mit 1 % kaum Sojaöl ab. Die Produktion von Bioethanol erfolgt in Deutschland zum überwiegenden Teil auf Getreidebasis (d. h. Weizen, Roggen, Gerste und Triticale). 2011 wurden etwa 80 % des in Deutschland genutzten Bioethanols aus Getreide und etwa 20 % aus Zuckerrüben erzeugt. (BMU, 2012)

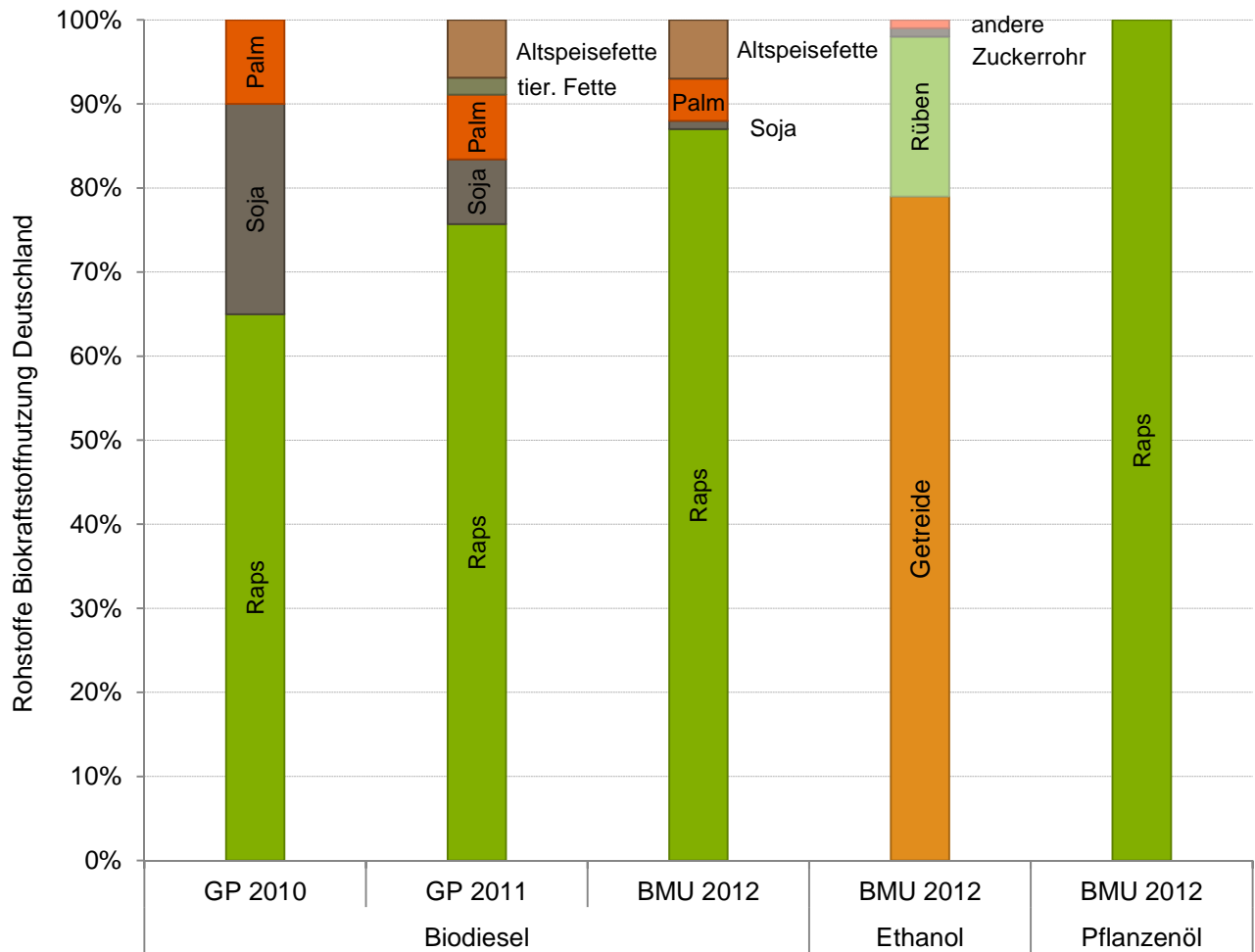


Abbildung 17 Rohstoffbasis für in Deutschland verbrauchte Biokraftstoffe (DBFZ auf Basis von (BMU, 2012; GREENPEACE, 2010, 2011))

5 Internationale Entwicklung des Biokraftstoffsektors

5.1 Energiebedarf im Verkehrssektor

Bei Fortsetzung der derzeitigen Politik ist mit einer gleich bleibenden Steigerung des Energiebedarfs im Verkehrssektor zu rechnen. Dieser würde sich von 1990 bis 2030 verdoppeln und ein Niveau von 133 EJ mit einem Biokraftstoffanteil von 4,5 % (energetisch) erreichen. In Abhängigkeit von veränderten politischen Rahmenbedingungen kann diese Steigerung auch weniger steil verlaufen und u.U. kann in 2030 ein Energiebedarf von 116 EJ weltweit mit einem Biokraftstoffanteil von 10 % (energetisch) im Verkehrssektor erreicht werden. (IEA, 2010)

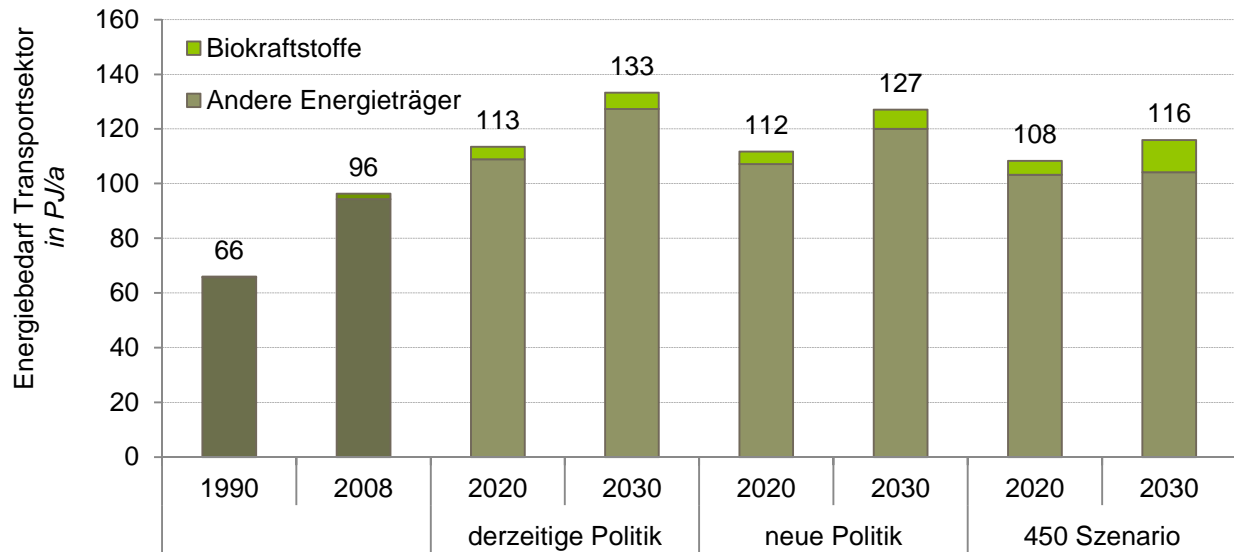


Abbildung 18 Entwicklung Energiebedarf im Transportsektor weltweit (DBFZ auf Basis von (IEA, 2010))

5.2 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 auch aus teils unterschiedlicher Motivation (u. a. Versorgungssicherheit, Stützung der heimischen Landwirtschaft, Klimaschutz und Reduzierung anthropogener Treibhausgase) haben viele Nationen obligatorische Ziele zur Erhöhung des Biokraftstoffanteils im Transportsektor festgelegt. Damit soll zumindest ein Teil des in den kommenden Jahren zu erwartenden Mehrenergieverbrauchs gedeckt werden.

In Abbildung 19 sind die Biokraftstoffziele ausgewählter Länder dargestellt, dabei steht E5 beispielsweise für eine Beimischung von 5 % (volumetrisch) Bioethanol zum Ottokraftstoff bzw. B7 für eine Beimischung von 7 % (volumetrisch) Biodiesel zum fossilen Dieselmotorkraftstoff. Viele dieser Länder, wie z. B. Brasilien und Argentinien, verfügen bereits über eine signifikante Biokraftstoffproduktion. Die Gründe für die Einführung einer Biokraftstoffquote sind zumeist die Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern, sowie die Einsparung von THG-Emissionen im Verkehrssektor.

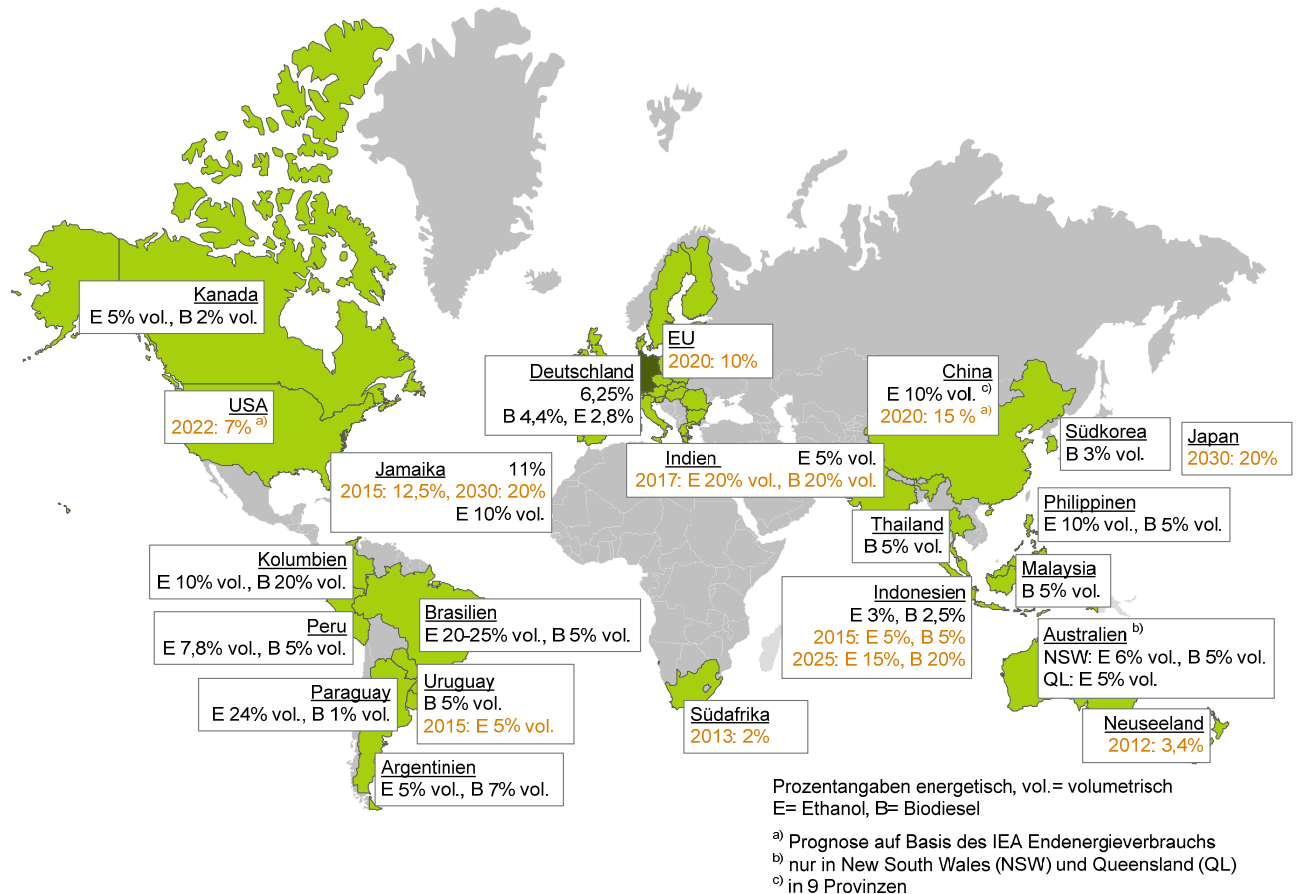


Abbildung 19 Ausgewählte Biokraftstoffquoten/ -anteile weltweit 2011 (DBFZ auf Basis von (IEA, 2011; TIMILSINA & SHRESTHA, 2010))

Die globale Biokraftstoffproduktion wuchs von 16 Milliarden Litern im Jahr 2000 auf über 100 Milliarden Liter in 2010. Damit werden etwa 3 % des globalen Energiebedarfs im Straßenverkehr abgedeckt. Bereits 2008 erreichte Brasilien beispielsweise einen Anteil von etwa 21 %, die USA etwa 4 % und die EU etwa 3 % Biokraftstoffen im Straßenverkehr. (IEA, 2011)

Tabelle 11 Biokraftstoffziele und Beimischungen ausgewählter Staaten (TIMILSINA & SHRESTHA, 2010)

Land	Biokraftstoffziel	Beimischung
Argentinien		E-5 und B-5 ab 2010
Australien	350 Mio. Liter Biokraftstoffe in 2010	E-2 in New South Wales (E-10 ab 2011); E-5 in Queensland ab 2010
Bolivien		B-2,5 ab 2007; B-20 ab 2015
Brasilien		E-22 bis E-25; B-3 ab 2008; B-5 ab 2013
Chile		E-5 und B-5 ab 2008
China	12 Mio. Liter Biodiesel in 2020	E-10 in 9 Provinzen
Dominikanische		E-15 und B-2 ab 2015

Republik		
Indien		E-5 ab 2008 und E-20 ab 2018; E-10 in 13 Staaten
Jamaika		E-10 ab 2009
Japan	500 Mio. Liter Biokraftstoffe in 2020; 20 % Biokraftstoffe in 2030	
Kanada		E-5 ab 2010; B-2 ab 2012; E-7,5 in Saskatchewan und Manitoba; E5 ab 2007 in Ontario
Kolumbien		E-10 und B-10
Korea		B-3 ab 2012
Malaysia		B-5 ab 2008
Neuseeland	3.4 % Biokraftstoffe in 2012	
Paraguay		B-1 ab 2007, B-3 ab 2008 und B-5 ab 2009; E-18
Peru		B-2 ab 2009, B-5 ab 2011; E-7,8 ab 2010
Philippinen		B-1 und E-5 ab 2008; B-2 und E-10 ab 2011
Südafrika		E-8 bis E-10 und B-2 bis B-5
Thailand	3 % Biodieselanteil in 2011; 8.5 Mio. Liter Biodieselproduktion in 2012	E-10 ab 2007 und B-10 ab 2012
Uruguay		E-5 ab 2014; B-2 in 2008-2011 und B-5 ab 2012
USA	130 Milliarden Liter ab 2022; 3,4 Milliarden Liter ab 2017 in Pennsylvania	E-10 in Iowa, Hawaii, Missouri und Montana, E-20 in Minnesota; B-5 in New Mexico; E-2 und B-2 in Louisiana und Washington State;

5.3 Biokraftstoffproduktion weltweit

Die weltweit überwiegende Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen entfällt auf Bioethanol. Hauptproduzenten sind Brasilien und die USA. Außerhalb Brasiliens und der USA gibt es erst seit wenigen Jahren eine langsam wachsende Produktion von Bioethanol. Die größten Zuwächse, wenn auch gering im Vergleich zu den Hauptproduzenten, gab es in der EU und in asiatischen Ländern (z. B. China).

Die weltweite Produktion von Bioethanol ist in den letzten Jahren stetig gestiegen, wobei der stärkste Zuwachs in den USA zu verzeichnen war. Aber auch in Brasilien wurde die Produktion ausgeweitet. Im Jahr 2008 konnte mit der produzierten Menge Bioethanol in Höhe von 67 Mio. t/a und der produzierten Menge

Biodiesel in Höhe von 16,6 Mio. t/a ca. 3 % des globalen Energiebedarfs im Verkehrssektor gedeckt werden. (F.O.LICHTS) (IEA, 2011)

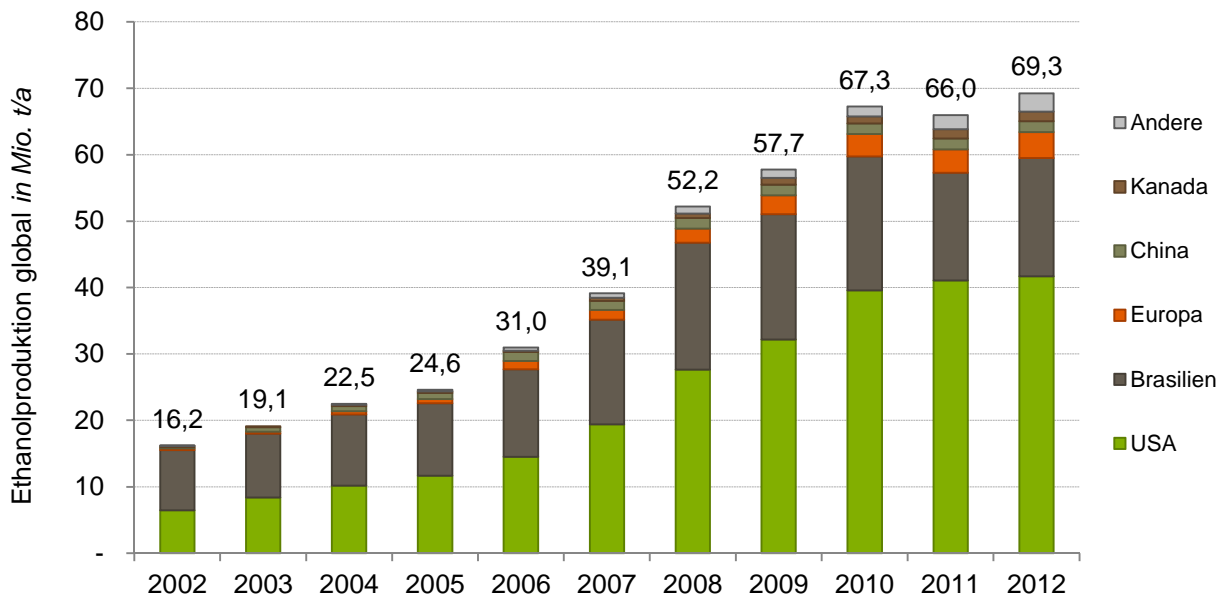


Abbildung 20 Weltweite Produktion von Bioethanol (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

Größter Produzent von Biodiesel in 2010 war Deutschland, dicht gefolgt von den rasch wachsenden Produktionskapazitäten in Brasilien und Argentinien. Auch Frankreich und die USA haben eine vergleichsweise hohe Biodieselproduktion. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion liegt jedoch in Europa. Hier wurden in 2011 etwa 9 von 18 Mio. t/a, d. h. 50 % der globalen Produktion realisiert.

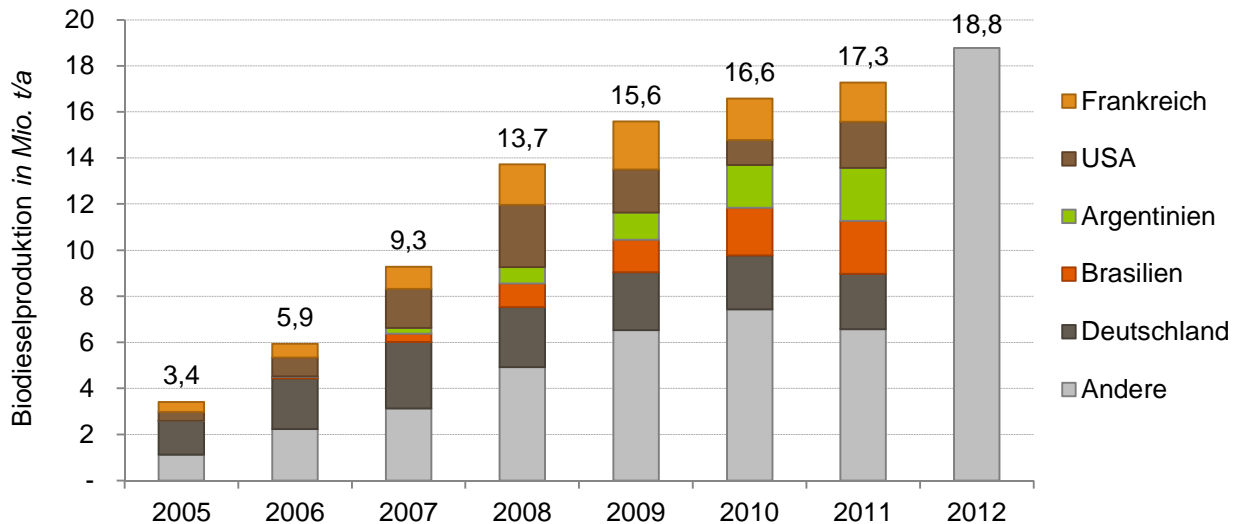


Abbildung 21 Entwicklung der weltweiten Produktion von Biodiesel (DBFZ auf Basis von (F.O.Lichts))

Rohstoffbasis für Biodiesel ist vorwiegend Raps-, Soja- und Palmöl. Biodiesel auf Rapsölbasis wird vor allem in Europa hergestellt. Sojaöl kommt hauptsächlich in Süd- und Nordamerika zum Einsatz. Für Südamerika können außerdem zukünftig steigende Anteile von Palmöl erwartet werden, da in einigen Ländern zurzeit große Ölpalmenplantagen angelegt werden. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion auf Palmölbasis liegt in Südostasien vor allem in Indonesien und Malaysia.

Während in Brasilien Bioethanol aus Zuckerrohr hergestellt wird, kommt in den USA zum gegenwärtigen Zeitpunkt vor allem Maisstärke zum Einsatz. Entsprechend seiner politischen Ziele möchte die USA zukünftige Produktionssteigerungen über Bioethanol aus Lignocellulose (v.a. Stroh) realisieren (UNITED STATES CONGRESS, 2008).

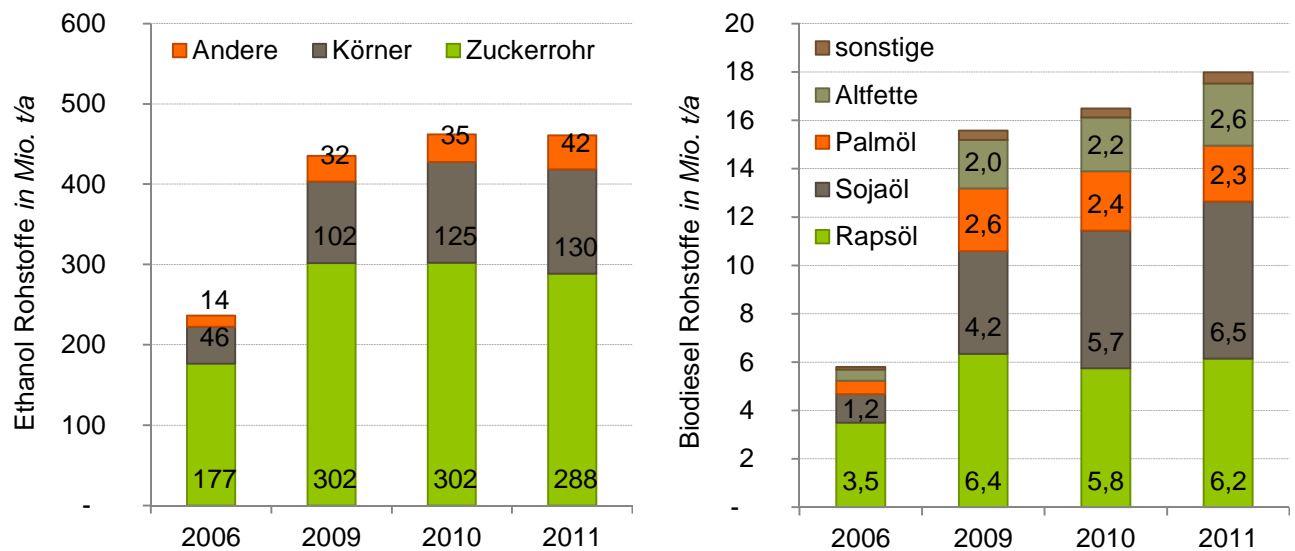


Abbildung 22 Weltweite Rohstoffbasis für Biokraftstoff 2006 bis 2011 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

5.4 Biokraftstoffhandel weltweit

Der Biokraftstoffhandel ist im Biodieselsbereich seit 2008 tendenziell rückläufig. Wurden 2008 noch ca. 2,5 Mio. t Biodiesel gehandelt, waren es 2010 nur noch ca. 2,0 Mio. t. Diese Entwicklung resultiert aus dem Rückgang subventionsbedingter Exporte aus den USA. Im Jahr 2008 bezog Europa noch 90 % seiner Biodieselimporte aus Nordamerika, inzwischen spielen diese aufgrund von Antidumpingzöllen der EU ((EG) NR. 193/2009, 2009) nur noch eine untergeordnete Rolle. Der überwiegende Teil des gehandelten Biodiesels stammt inzwischen aus Argentinien.

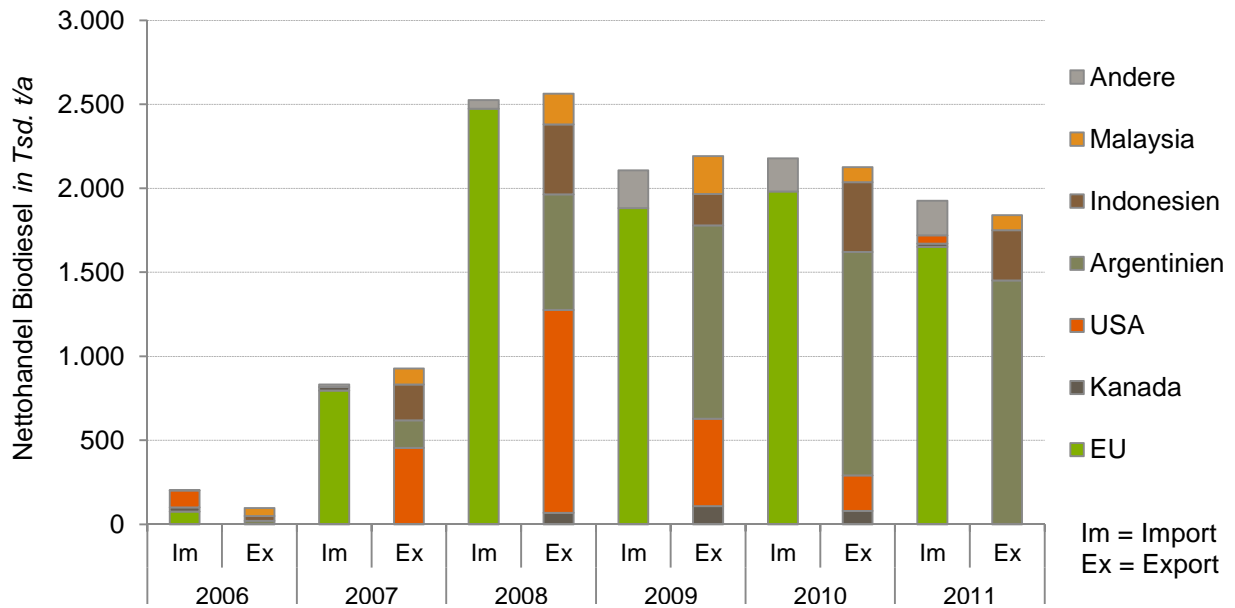


Abbildung 23 Weltweite Handelsbilanz/ Netto-Im- und Netto-Export von Biodiesel (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

Nach einem starken Wachstum ist seit 2009 eine Verlangsamung des Ausbaus der weltweiten Produktionskapazitäten für Biokraftstoffe zu verzeichnen. Die Finanzkrise führte zu einer zu finanziellen Schwierigkeiten für viele Investoren und zum anderen zu einer geringeren Nachfrage nach Öl, wodurch sich die Ölpreise wieder auf einem niedrigeren Niveau stabilisierten. Gleichzeitig entspannte sich die Lage für Biokraftstoffproduzenten etwas, da die Rohstoffpreise im Jahr 2009 für Getreide und Pflanzenöle ebenfalls unter dem Niveau von 2008 lagen. Damit war für viele Produzenten wieder ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich. Seit Mitte des Jahres 2010 ziehen die Rohstoffpreise für Getreide und Ölsaaten/ Pflanzenöl wieder deutlich an. Der Weizenpreis hat sich bis Februar 2011 nahezu verdoppelt, der Preis für Rapssaat stieg im gleichen Zeitraum von 350 auf etwa 500 EUR/t. (AMI)

Maßgeblich gesteuert durch sich verändernde politische Rahmenbedingungen, vollziehen sich auch in den weltweiten Handelsströmen von Biokraftstoffen Veränderungen.

2008 bezog Europa noch 90 % seiner Biodieselimporte aus Nordamerika, was inzwischen nur noch eine untergeordnete Rolle spielt. Stark zugenommen haben zeitgleich die Biodieselimporte aus Argentinien und auch aus Indonesien. Ein gegenläufiger Trend ist beim Bioethanolhandel zu beobachten, hier steigen die EU-Importe aus den USA während die aus Argentinien abnehmen.

Brasilien als einer der größten Biokraftstoffproduzenten handelt mit vergleichsweise geringen Mengen, da die Kapazitäten vor allem zur Deckung der Binnennachfrage genutzt werden.

Es ist damit zu rechnen, dass sich die Europäische Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG auch auf die Entwicklung der weltweiten Handelsströme von Biokraftstoffen und deren Rohstoffen auswirken wird. Mit zunehmendem Anteil von als nachhaltig zertifizierten Biokraftstoffen und -rohstoffen an den EU-Importen können sich derzeitige Schwerpunkte auch wieder verschieben.

Für den Handel mit Bioethanol als Kraftstoff im Verkehrssektor liegen derzeit keine verfügbaren Daten im weltweiten Maßstab vor. Die insgesamt produzierten Biokraftstoffmengen sowie die wesentlichen Internationalen Handelsströme sind in Abbildung 24 zusammenfassend dargestellt.

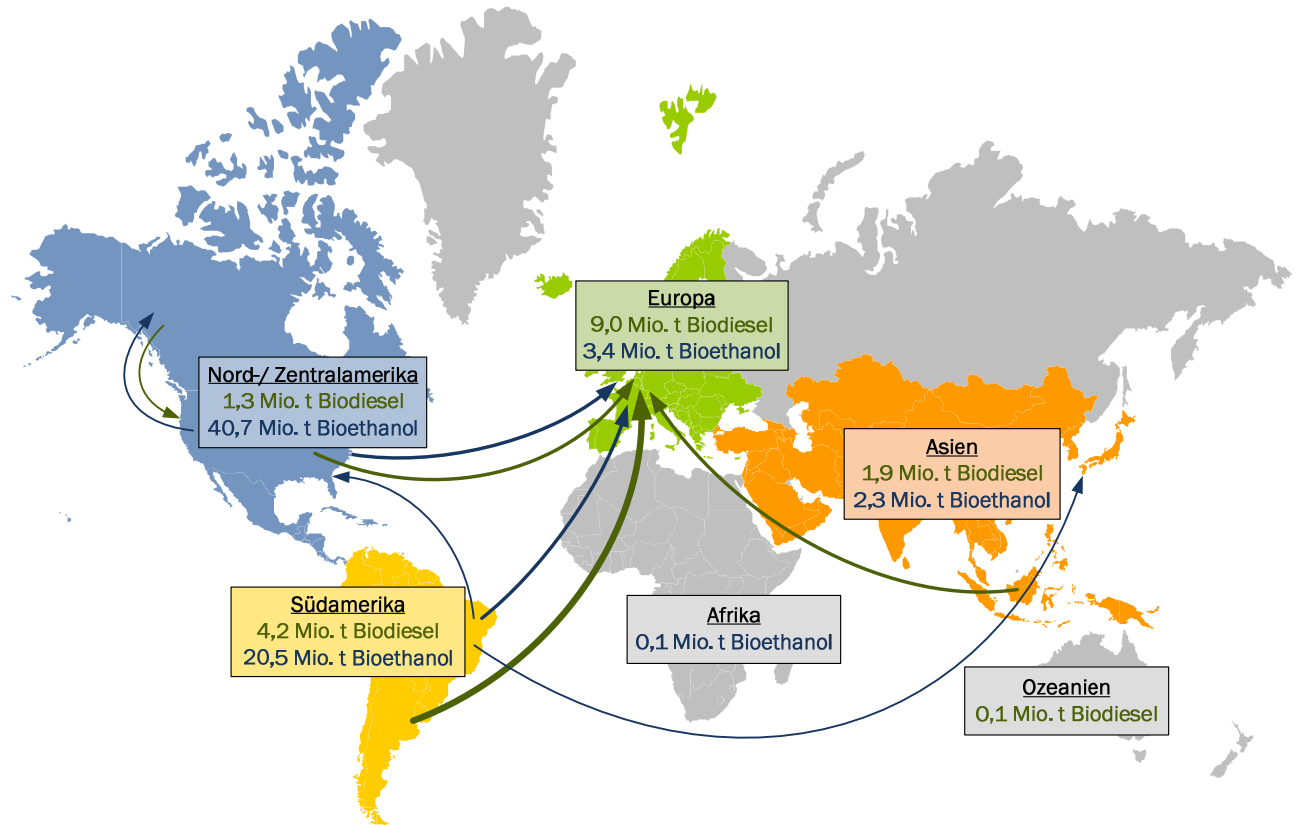


Abbildung 24 Weltweite Produktion und Handel (gewichtet) von Biodiesel (grün) und Bioethanol (blau, inkl. techn. Alkohol) in 2010 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

5.5 Biokraftstoffproduktion EU

Produktionskapazitäten für Biodiesel sind in der EU derzeit im Umfang von ca. 22 Mio. t/a installiert, wobei aufgrund der in der Kraftstoffnorm EN 14214 erforderlichen Wintertauglichkeit vor allem Rapsöl und Sojaöl zum Einsatz kommen. Deutschland hat mit ca. 5 Mio. t/a die größten Kapazitäten, gefolgt von ca. 3,6 Mio. t/a in Spanien und 2,5 Mio. t/a in Frankreich. Weitere wichtige Erzeugerländer sind Italien, Polen und die Niederlande. Die Biodieselproduktion in Europa stieg von 2,8 Mio. t/a im Jahr 2005 auf 9,0 Mio. t/a im Jahr 2010 an.

Den seit 2009 etwa stagnierenden Produktionsmengen von Biodiesel in der EU stehen eine stetig wachsende Produktionskapazität und damit eine entsprechend niedrige Auslastung der Anlagen gegenüber. In Abbildung 25 wird deutlich, dass die europäischen Biodieselanlagen durchschnittlich mit weniger als 50 % ihrer Kapazität ausgelastet sind. Diese variiert allerdings zwischen den einzelnen Staaten stark, so waren die Anlagen in Frankreich in 2009 beispielsweise zu 78 % ausgelastet, die Anlagen in Spanien hingegen lediglich zu 23 %. Die Biodieselanlagen in Deutschland waren in 2009 und 2010 zu etwa 50 % ausgelastet und die installierte Anlagenkapazität nahm in 2010 ebenso wie bereits in 2009 leicht ab (Abbildung 7). (EUROPEAN BIODIESEL BOARD)

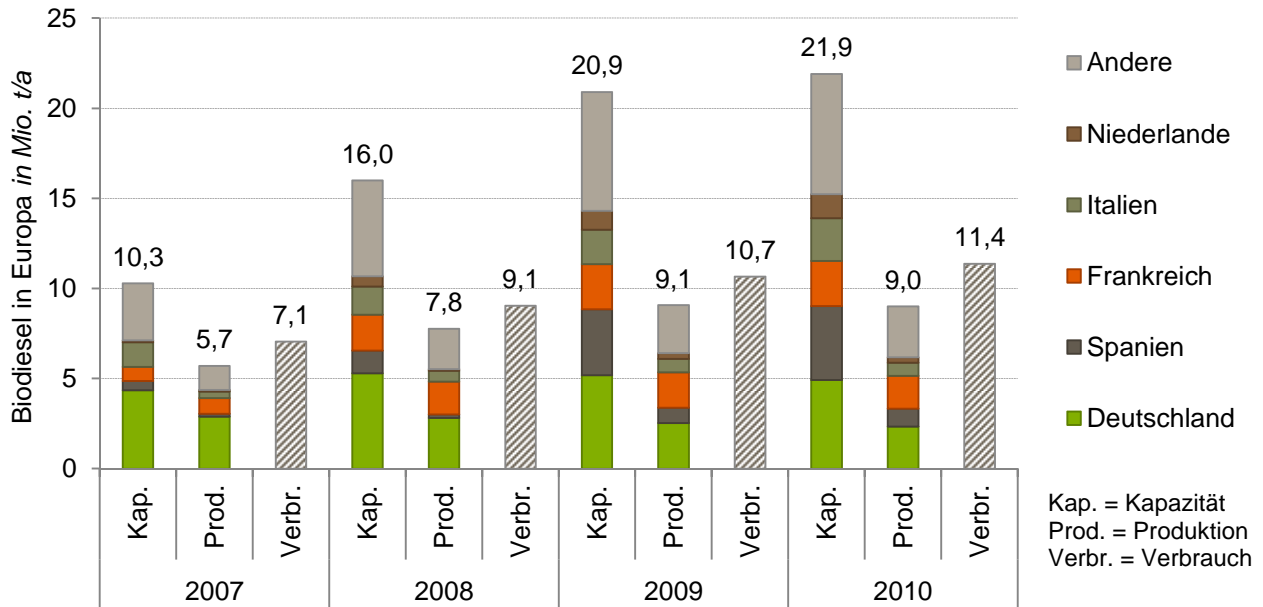


Abbildung 25 Biodieselproduktion, -produktionskapazität und -verbrauch in Europa (DBFZ auf Basis von (EBB; F.O.LICHTS))

Wie aus nachfolgender Abbildung 26 ersichtlich erfolgt die Produktion von Biodiesel in Europa größtenteils aus Rapsöl. Die Anteile Soja und Palmöl basierten Biodiesels sind im Wesentlichen auf Importe aus Argentinien bzw. Indonesien zurückzuführen, wobei der Palmölbiodieselanteil eine leichte Zunahme erfahren hat. Aufgrund seiner ungünstigen Fließeigenschaften bei Kälte wird Palmöl hauptsächlich in Südeuropa bzw. eher im Sommer- als im Winterdiesel beigemischt.

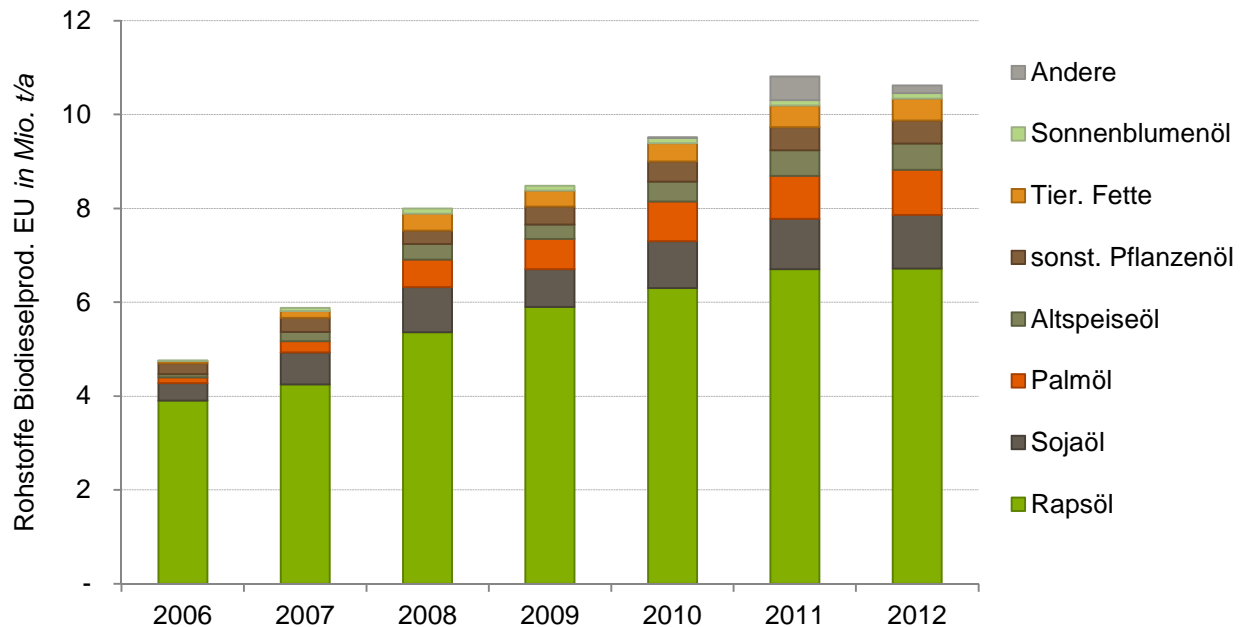


Abbildung 26 Rohstoffbasis für Biodieselproduktion in Europa (DBFZ auf Basis von (FLACH u. a., 2011))

Die derzeitigen Produktionskapazitäten für Bioethanol zur Kraftstoffverwendung belaufen sich in der Europäischen Union auf etwa 5,8 Mio. t/a. In Frankreich sind mit ca. 1,4 Mio. t/a die größten

Produktionskapazitäten installiert, gefolgt von ca. 1 Mio. t/a in Deutschland und 0,6 sowie 0,5 Mio. t/a in Spanien und Polen. Weitere wichtige Produzenten sind Großbritannien und Schweden. Die Produktion von Bioethanol stieg von 1,1 Mio. t in 2005 auf ca. 3,9 Mio. t in 2010. In Frankreich, Deutschland und Großbritannien erfolgte in den vergangenen 5 Jahren der stärkste Ausbau der Produktionskapazitäten. (F.O.LICHTS)

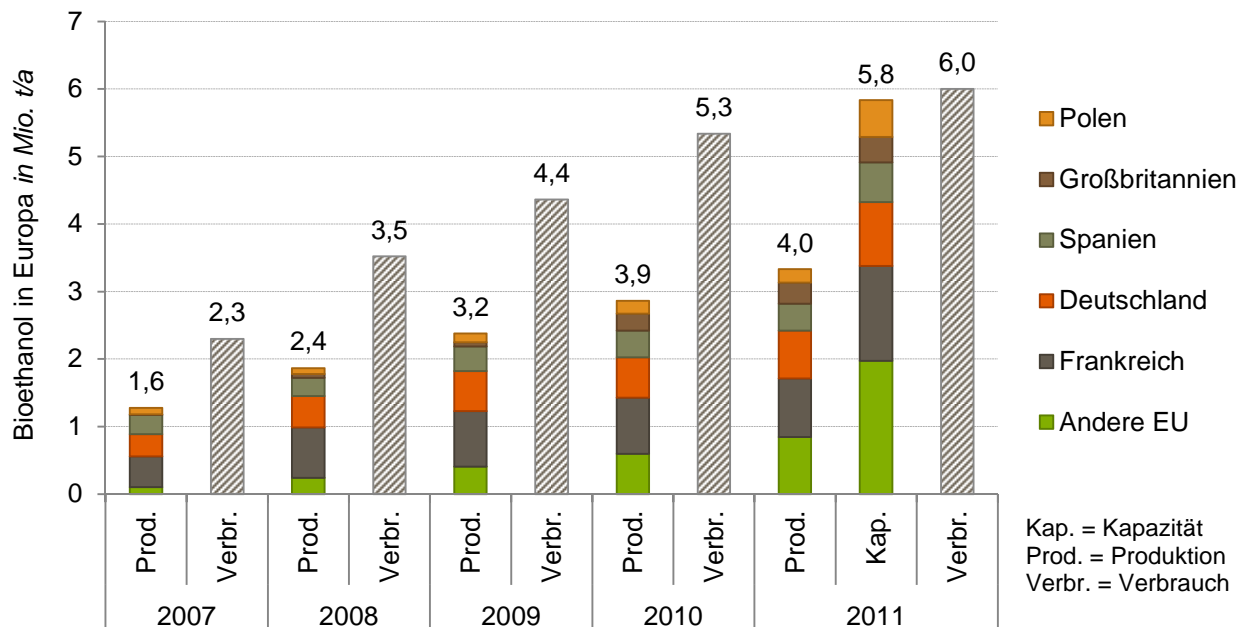


Abbildung 27 Bioethanolproduktion, -produktionskapazität und -verbrauch in Europa (DBFZ auf Basis von (DBFZ, 2011; F.O.LICHTS))

Für die Herstellung von Bioethanol wird im Gegensatz zu der Produktion in den USA, wo hauptsächlich Maisstärke verwendet wird, in Europa vor allem Getreide wie Weizen oder Roggen genutzt. Außerdem werden in zunehmendem Maße Zuckerrüben eingesetzt. Die Abbildung 24 zeigt die eingesetzten Rohstoffmengen für die Europäische Bioethanolproduktion. In Abhängigkeit vom Energiegehalt des Rohstoffs, dem Wirkungsgrad der Konversionstechnologie sowie etwaiger Koppelprodukte sind diese Mengenverhältnisse nicht identisch mit der Rohstoffverteilung auf die Produktmenge.

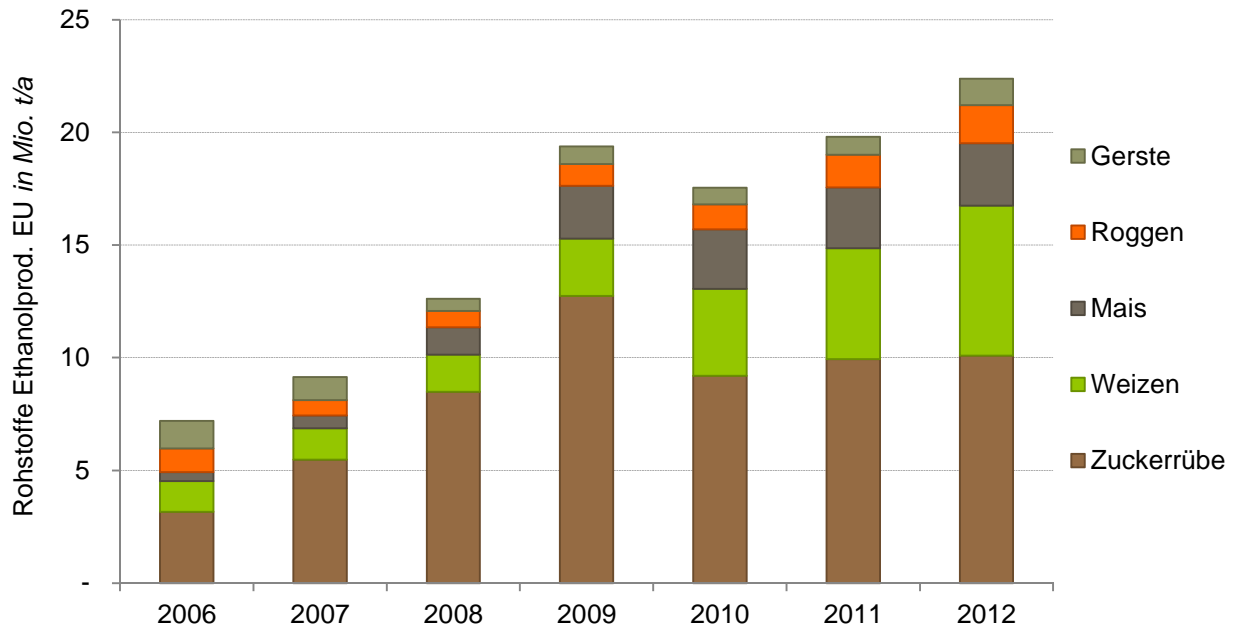


Abbildung 28 Rohstoffbasis für Bioethanolproduktion in Europa (DBFZ auf Basis von (FLACH u. a., 2011))

In die EU werden große Mengen Biokraftstoff, Biodiesel und Bioethanol, importiert und gleichzeitig bedeutend kleinere Mengen Biokraftstoff exportiert.

In 2010 wurden ca. 2 Mio. t Biodiesel in die EU importiert. Die Exportmenge ist mit 0,1 Mio. t/a (2010) auf vergleichsweise niedrigem Niveau und geht überwiegend nach Norwegen. 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 auf nur noch etwa 0,2 Mio. t/a in 2010 zurück. Hingegen sind die aus Argentinien bezogenen Importmengen von 0,08 Mio. t/a in 2008 auf etwa 1,2 Mio. t/a in 2010 gestiegen, womit Argentinien wichtigster Handelspartner für Biodiesel geworden ist. Auch die Importmengen aus Indonesien haben sich von 2009 zu 2010 mehr als verdreifacht. (F.O.LICHTS)

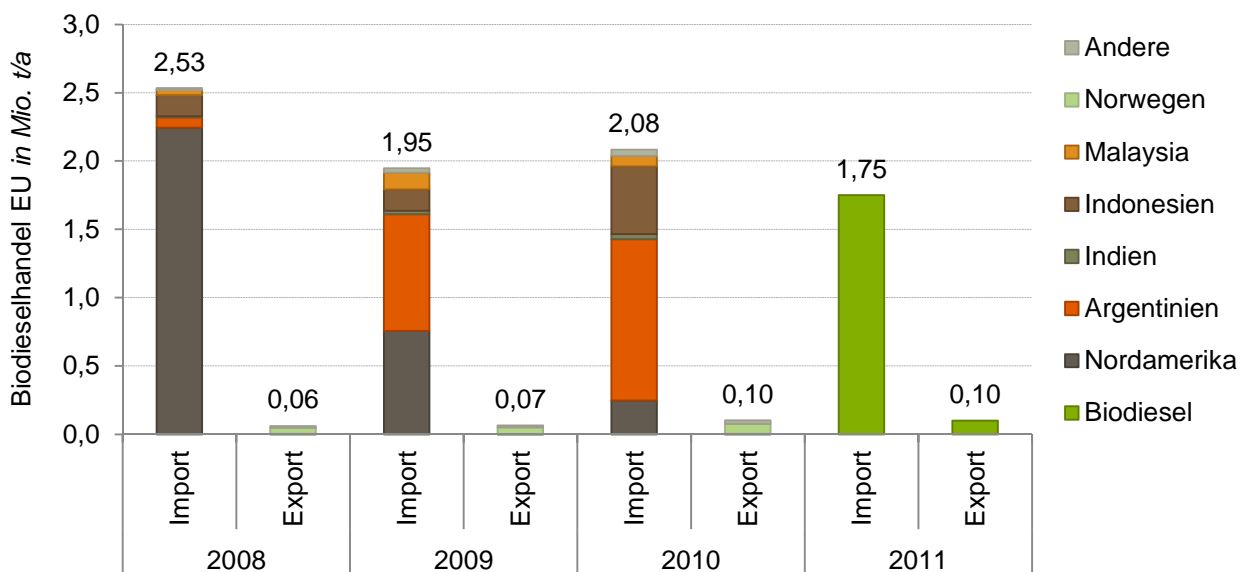


Abbildung 29 Entwicklung des Biodieselhandels der EU (DBFZ auf Basis von(F.O.LICHTS))

In 2010 wurden ca. 1,2 Mio. t Bioethanol in die EU importiert und 0,1 Mio. t exportiert (Bioethanol inklusive Industrialkohol). Der größte Anteil an der Importmenge entfiel bisher auf Brasilien, in 2010 hat die Importmenge aus den USA stark zugenommen und lag mit 0,5 Mio. t leicht über den Importen aus Brasilien. Die europäischen Importmengen von Bioethanol haben von 2008 bis 2010 um über 30 % abgenommen. Da der Export zeitgleich ebenfalls abgenommen hat, ist der Nettoimport um lediglich 25 % zurückgegangen. In diesen Handelsmengen sind neben Bioethanol zur Kraftstoffnutzung auch technischer Alkohol und z. T. Trinkalkohol enthalten. Eine genaue Aufschlüsselung der Verwendungszwecke ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich. In 2010 und 2011 waren etwa 50 % des in der EU produzierten Bioethanols Kraftstoff bzw. kein Kraftstoff. Zuzüglich der Nettoimporte wurden etwa 70 % des Bioethanols als Kraftstoff genutzt. (F.O.LICHTS)

5.6 Produktionskapazität Biokraftstoffe

Im Rahmen des Projektes wurde durch eine umfangreiche Internet- und Literaturrecherche eine **Datenbank zu Produktionsanlagen** von Biokraftstoffen aufgebaut. Die Recherche stützte sich neben herstellereigenen Veröffentlichungen vornehmlich auf folgende Quellen:

http://eed.infoatlas.ee/	http://globalproduct.net
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.	

Nach dieser Recherche wurden die Ergebnisse (ca. 650 Biodieselanlagen sowie ca. 850 Bioethanolanlagen) mit der Anlagendatenbank von F.O.Lichts abgeglichen, welche ca. 850 Biodiesel- sowie etwa 1.650 Bioethanolanlagen umfasst (F.O.LICHTS, 2012). Nach entsprechender Ergänzung umfasst die Datenbasis etwa 1.900 Bioethanol- sowie 1.150 Biodieselanlagen. Die Datenbasis ist auf den folgenden Seiten zusammenfassend ausgewertet.

Die **Produktionskapazitäten für Bioethanol** wurden zunächst v. a. in Brasilien (siehe auch Kapitel 5.7.2) und in den letzten 20 Jahren ebenso in Nordamerika sehr stark ausgebaut. Wie in Abbildung 30 deutlich wird, hat dieser Zubau seit 2007 bzw. 2008 sehr stark nachgelassen. Da vor allem für die zahlreichen Bioethanolanlagen in Brasilien und Indien häufig nicht das Jahr der Inbetriebnahme bekannt ist, kann lediglich ein Teil der weltweiten Kapazität in diesem zeitlichen Verlauf abgebildet werden.

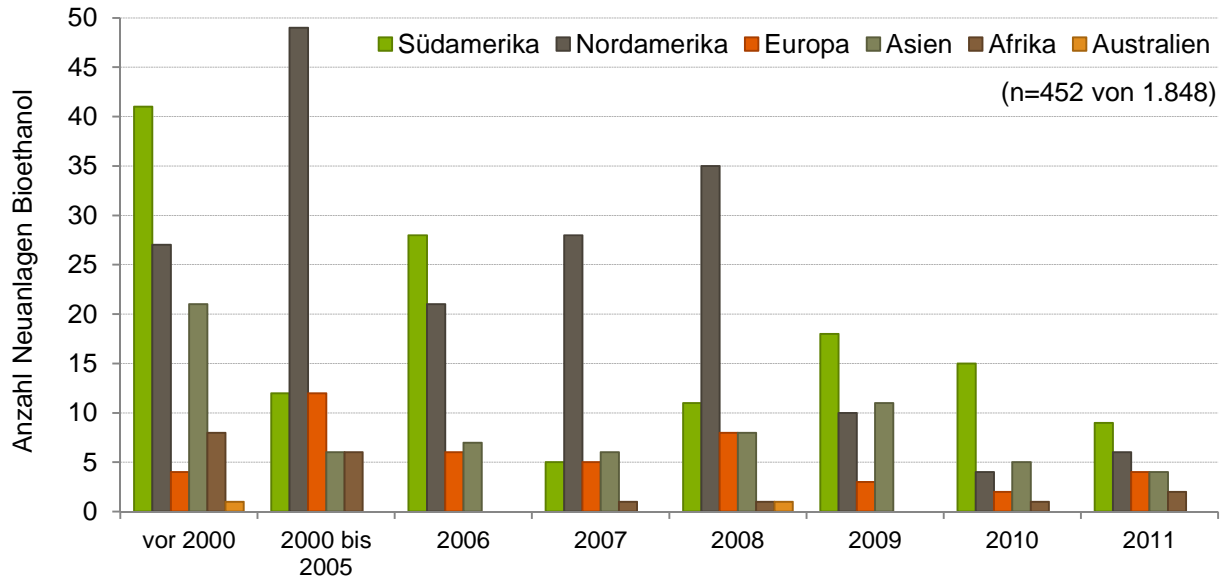


Abbildung 30 Entwicklung Anlagenzubau zur Bioethanolproduktion bis 2011 (DBFZ, 2011)

Auch hinsichtlich der durchschnittlich installierten Leistung je Neuanlage ist die USA im Bereich Bioethanol auf gleichbleibend überdurchschnittlichem Niveau, bei über 150.000 t/a ab dem Jahr 2000 bzw. deutlich über 200.000 t/a ab dem Jahr 2008. Die wenigen Neuanlagen in Europa in 2010 und 2011 haben ebenfalls eine Produktionskapazität von über 200.000 t/a. Generell ist in Abbildung 31 eine zunehmende Vergrößerung der Produktionseinheiten zu erkennen.

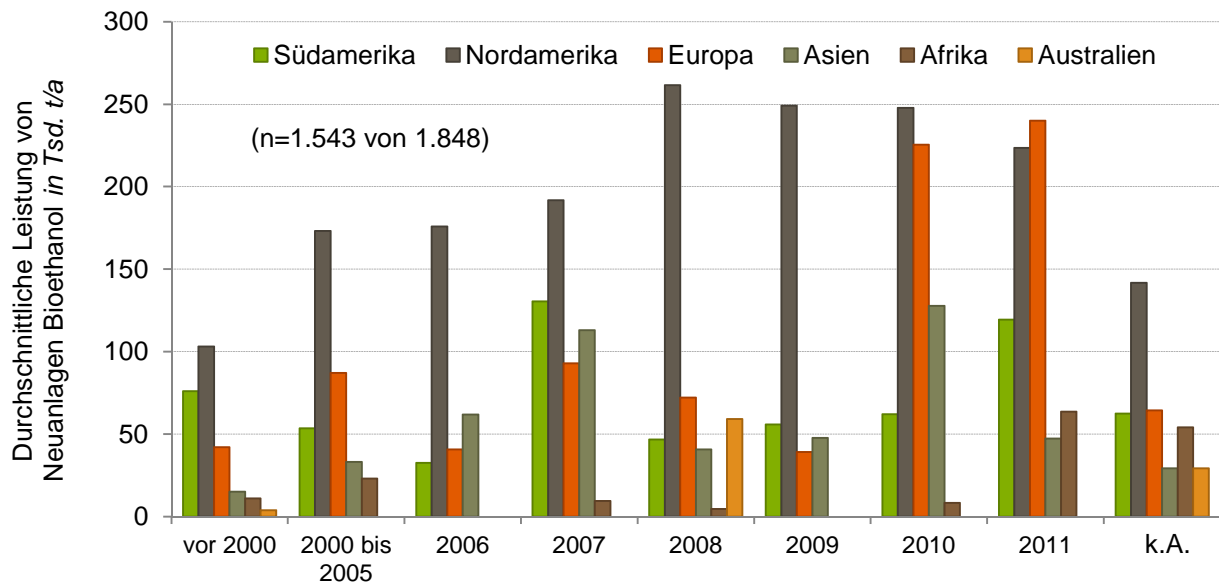


Abbildung 31 Entwicklung der durchschnittlichen Kapazität von Neuanlagen zur Bioethanolproduktion bis 2011 (DBFZ, 2011)

Der aktuelle Anlagenstatus (produzierend, insolvent etc.) ist für die nahezu 2.000 Produktionsanlagen für Bioethanol kaum nachvollziehbar. In Abbildung 32 ist der Status der Anlagenkapazitäten nach Regionen zusammenfassend gegenübergestellt. In Amerika und Europa, wo derzeit Bioethanol maßgeblich produziert wird, sind auch bereits außer Betrieb genommene Anlagen zu verzeichnen. Von den Anlagen in Asien stehen

ca. 400 in Indien, 70 in Thailand sowie etwa 20 in China. Die Kapazität der indischen Anlagen liegt durchschnittlich bei 16 Mio. l/a, 50 % der Anlagen sogar bei unter 10 Mio. l/a. Ein Kapazitätsausbau ist vor allem in Asien, hier v.a. in Indonesien und Thailand, sowie in Afrika geplant.

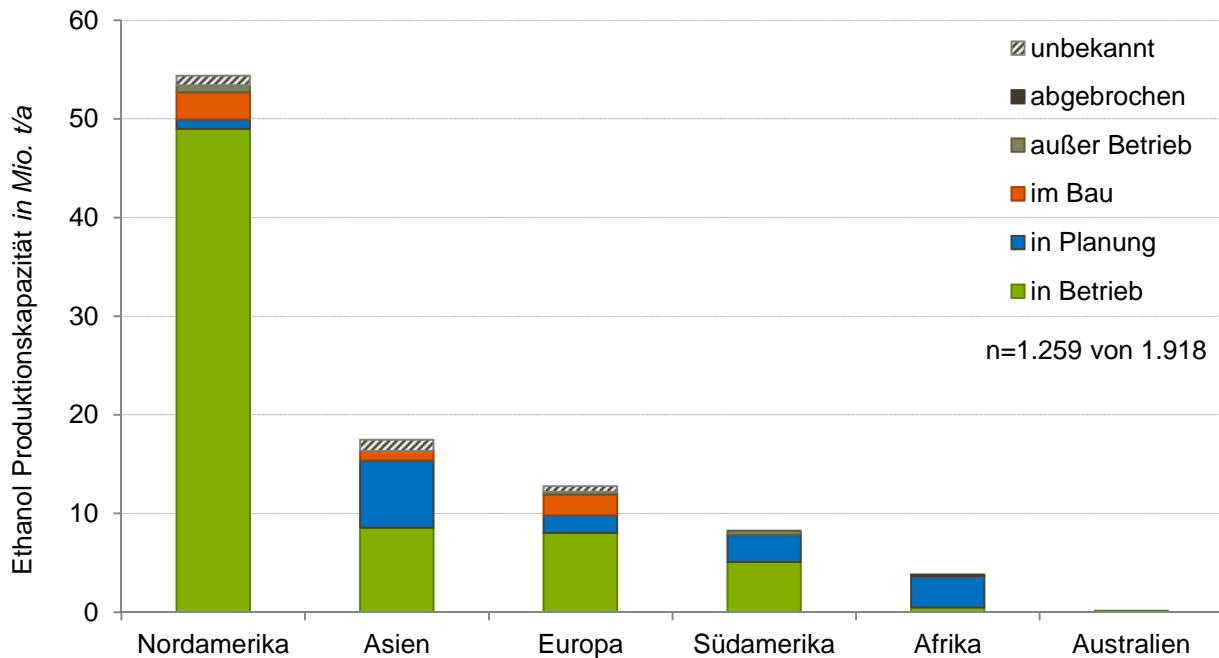


Abbildung 32 Kapazität und Status von Anlagen zur Bioethanolproduktion 2011 (DBFZ, 2011)

Für etwa ein Drittel der in Abbildung 32 dargestellten Anlagen ist die Produktionskapazität nicht bekannt. Das betrifft vor allem Anlagen in Brasilien und Südostasien. Die verbleibenden, in Betrieb befindlichen Anlagen haben eine Kapazität von etwa 91 Mio. t/a. Es ist daher davon auszugehen, dass eine globale Produktionskapazität für Bioethanol von deutlich über 100 Mio. t/a installiert ist, welche einer produzierten Menge von 66 Mio. t in 2011 (F.O.LICHTS) gegenübersteht.

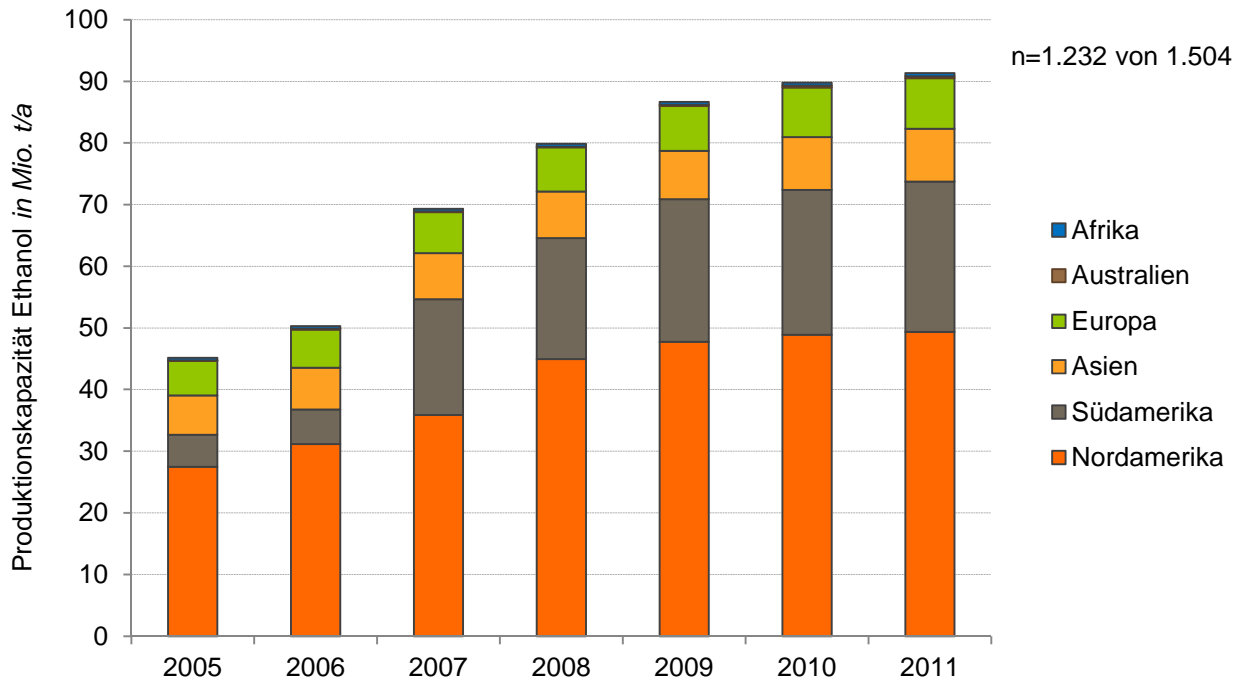


Abbildung 33 Entwicklung der globalen Produktionskapazität für Bioethanol (DBFZ, 2011)

Für mehr als 200 Anlagen in Brasilien ist kein Jahr der Inbetriebnahme bekannt, allerdings eine in 2007 bzw. 2009 produzierte Ethanolmenge. Diese sind in Abbildung 36 ab dem entsprechenden Jahr als Kapazität zugrunde gelegt. Der erkennbare Kapazitätssprung zwischen 2006 und 2007 resultiert daher nicht aus einem realen Ausbau sondern der Datenbasis. Aufgrund der in Brasilien produzierten Mengen (Abbildung 20) ist davon auszugehen, dass ein Großteil dieser Anlagen bereits deutlich vor 2007 in Betrieb gegangen ist.

Die **Produktionskapazitäten für Biodiesel** wurden v.a. in Europa und den USA bis 2007 sehr stark ausgebaut. Wie in Abbildung 34 deutlich wird, lässt dieser Zubau ebenso wie beim Bioethanol seit 2008 zunehmend nach.

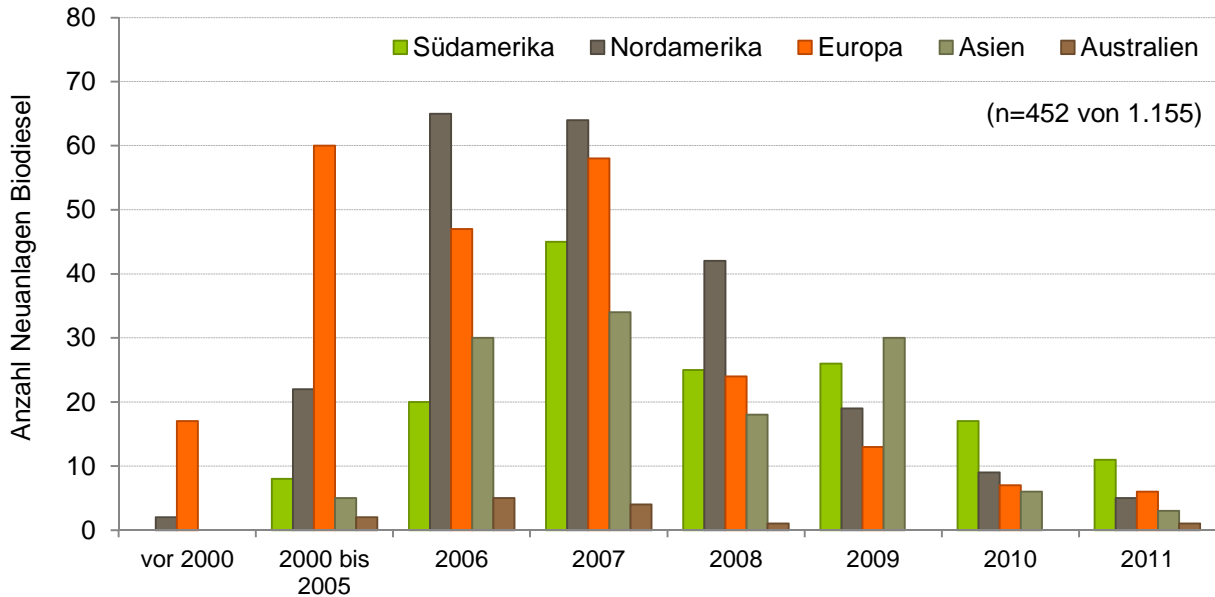


Abbildung 34 Entwicklung Anlagenbestand zur Biodieselpromotion bis 2011 (DBFZ, 2011)

Hinsichtlich der durchschnittlichen Produktionskapazität je Anlage ist im Gegensatz zum Bioethanol keine deutliche Änderung im Zeitverlauf erkennbar. Wie in Abbildung 35 erkennbar, nimmt die Anlagengröße in Europa tendenziell zu (100.000 t/a und darüber), bleibt allerdings in den USA auf vergleichsweise niedrigem Niveau von etwa 50.000 t/a und darunter. Die Neuanlagen in Südamerika sind durchschnittlich deutlich größer als in Nordamerika.

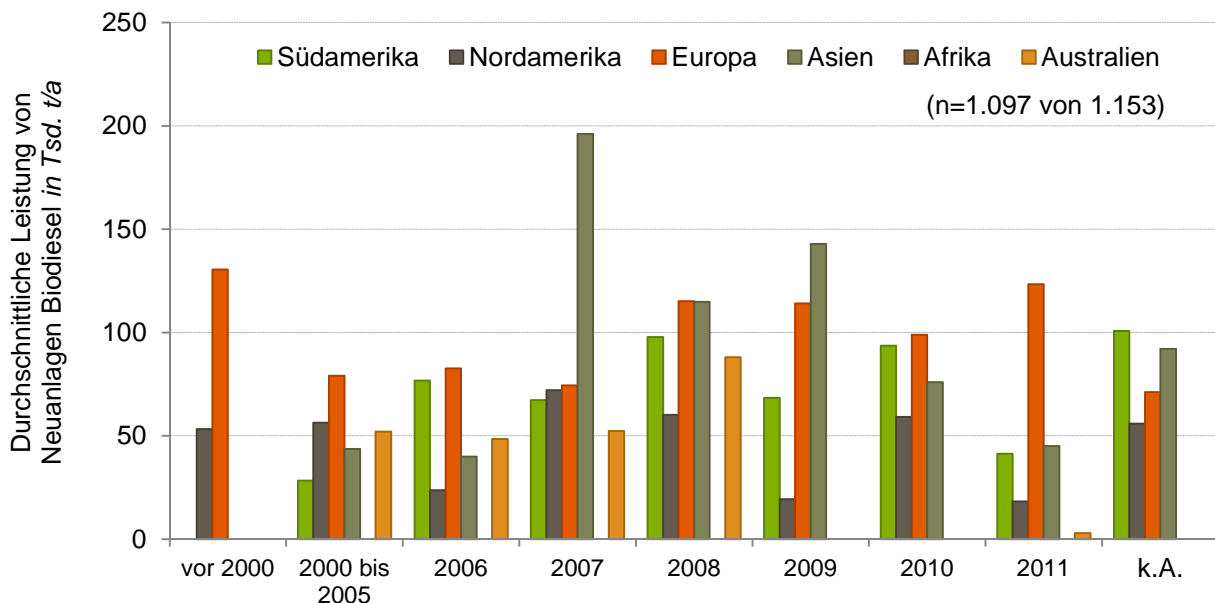


Abbildung 35 Entwicklung der durchschnittlichen Kapazität von Neuanlagen zur Biodieselpromotion bis 2011 (DBFZ, 2011)

Im Gegensatz zu den Produktionsanlagen für Bioethanol, sind die Produktionskapazitäten für die Biodieselanlagen nahezu vollständig nachvollziehbar. Den über 1.000 Anlagen steht in 2011 eine in Betrieb befindliche Kapazität von etwa 55 Mio. t/a gegenüber (Abbildung 36). Bei einer Produktion von 17,3 Mio. t in 2011 (F.O.LICHTS) ergibt sich eine durchschnittliche Auslastung der globalen Kapazitäten von etwa 30 %.

Im Vergleich zur relativ geringen Biodieselproduktion (in China beispielsweise ca. 200 Tsd. t/a) fallen die hohen Produktionskapazitäten in Asien auf. Wesentliche Kapazitäten sind hier v. a. in

- Indonesien (ca. 30 Anlagen mit 5 Mio. t/a, Produktion ca. 650 Tsd. t in 2011),
- Malaysia (ca. 30 Anlagen mit 3,5 Mio. t/a, Produktion ca. 110 Tsd. t in 2011),
- Thailand (ca. 30 Anlagen mit 3. Mio. t/a, Produktion ca. 620 Tsd. t in 2011) und
- China (ca. 25 Anlagen mit 2,5 Mio. t/a, Produktion ca. 200 Tsd. T in 2011) installiert.

Auch in den USA und Europa werden Produktionskapazitäten in großem Umfang nicht genutzt. Der Anteil stillgelegter Produktionskapazitäten ist in Abbildung 36 dargestellt und liegt vermutlich noch darüber. Vor allem in Südamerika ist ein weiterer Ausbau der Produktionskapazitäten geplant. Die in Asien geplanten Anlagen liegen vor allem in China und Indonesien.

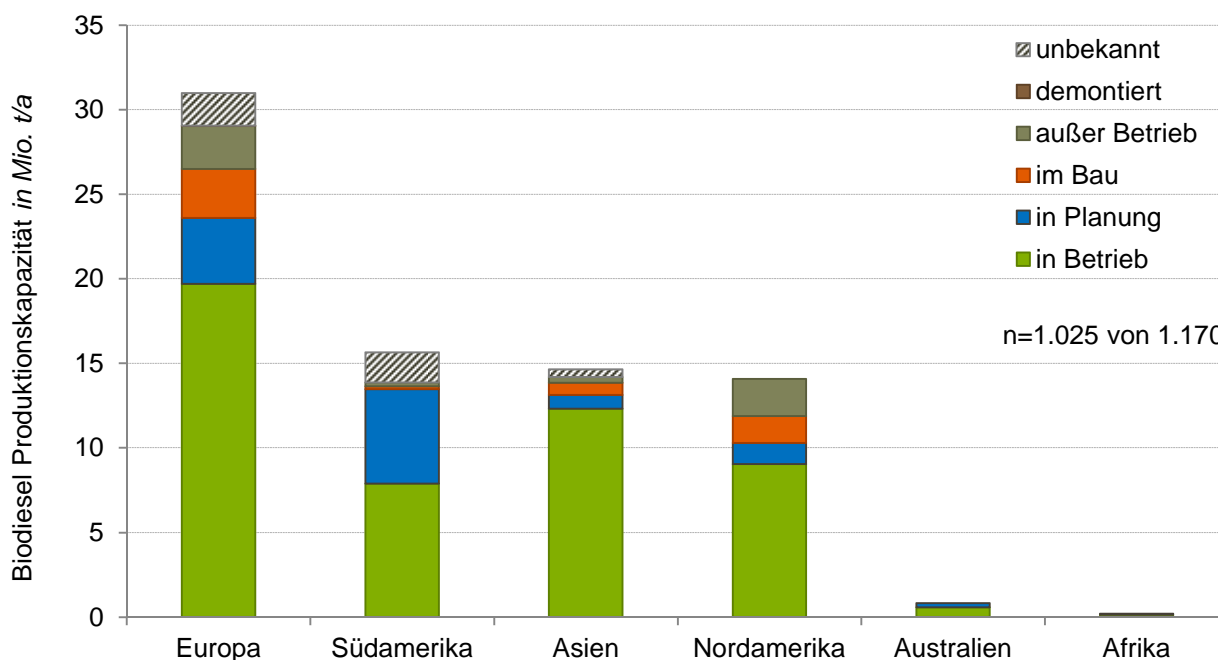


Abbildung 36 Kapazität und Status von Anlagen zur Biodieselproduktion 2011 (DBFZ, 2011)

Einen zusammenfassenden Überblick zum Bestand der Produktionsanlagen von Bioethanol und Biodiesel 2011 geben die Karten im Anhang.

Die derzeitigen Produktionskapazitäten für HVO wurden im Wesentlichen durch die Firma NesteOil installiert. Die beiden Anlagen in Singapur und Rotterdam (Niederlande) haben eine Produktionskapazität von 800 Tsd. t/a, die Anlage in Porvoo (Finnland) hat eine Produktionskapazität von 190 Tsd. t/a (NESTEOL, 2012). Wie in Abbildung 37 deutlich wird, ist eine Erweiterung der derzeitigen Kapazitäten vor allem in den USA vorgesehen (F.O.LICHTS, 2012).

Die Auslastung der Anlagen und damit die produzierten Mengen HVO können derzeit nicht verlässlich nachvollzogen werden.

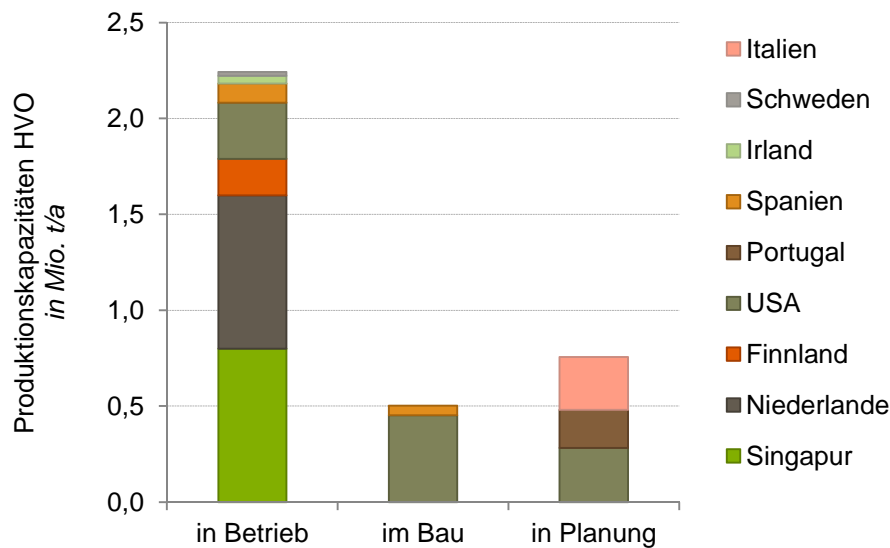


Abbildung 37 Kapazität und Status von Anlagen zur Produktion von Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) in 2011 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS, 2012; NESTE OIL, 2012))

Die derzeitigen **Produktionskapazitäten für Biomethan** werden ausschließlich über die biochemische Konversion bereitgestellt.

In den USA werden große Mengen über Deponiegas bereitgestellt, von denen 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 (PETERSSON & WELLINGER, 2009). Die Anzahl der Anlagen zur Biogasproduktion sowie die damit verbundenen Kapazitäten sind in Abbildung 38 zusammenfassend dargestellt.

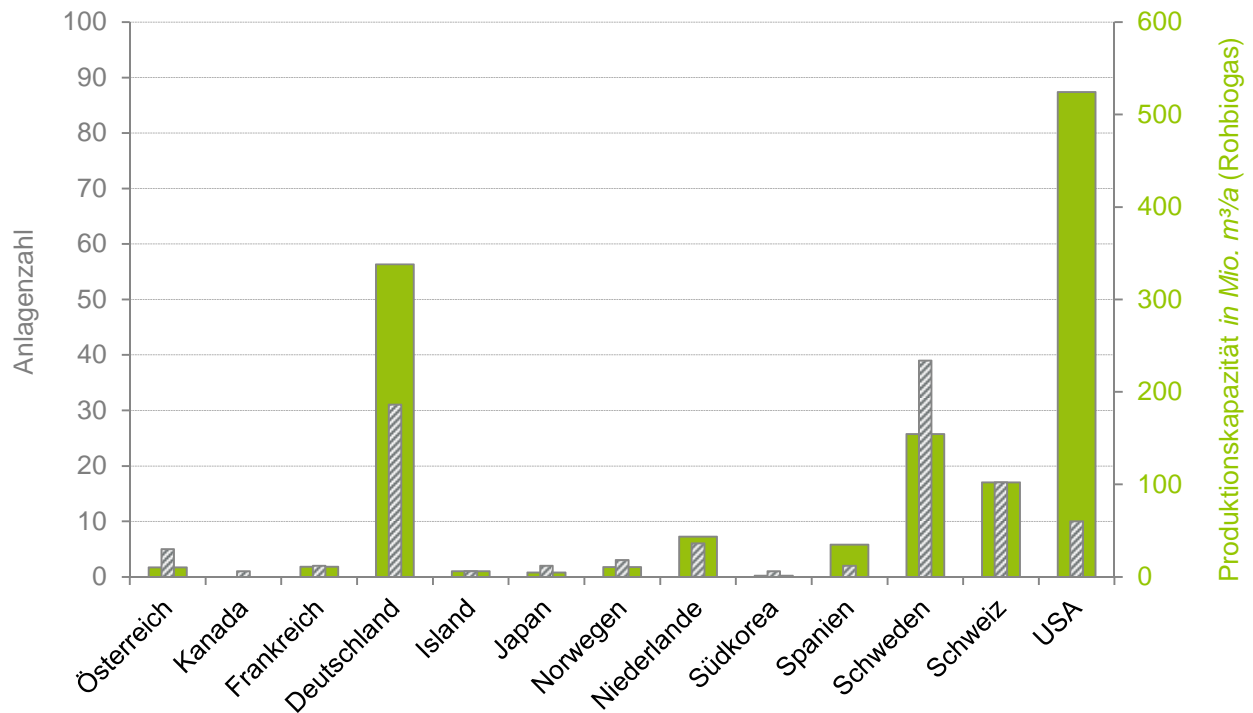


Abbildung 38 Kapazität und Anzahl von Anlagen zur Produktion von Rohbiogas 2011 (DBFZ auf Basis von (PETERSSON & WELLINGER, 2009))

Das nicht direkt als Kraftstoff genutzte sondern ins Erdgasnetz eingespeiste Biomethan wird massenbilanziell anteilig als Beimischung im Erdgaskraftstoff genutzt. Die hierfür in Europa installierten Kapazitäten haben in den vergangenen Jahren kontinuierlich zugenommen (DENA, 2011) und sind v.a. in Deutschland 2011 stark gestiegen (JANET WITT u. a., 2012). Die europäischen Produktionskapazitäten zur Einspeisung von Biomethan sind in Abbildung 39 dargestellt. Aufgrund der nationalen Förderung durch das EEG (EEG, 2011) ist auch mit einem weiteren Ausbau der Kapazitäten zu rechnen.

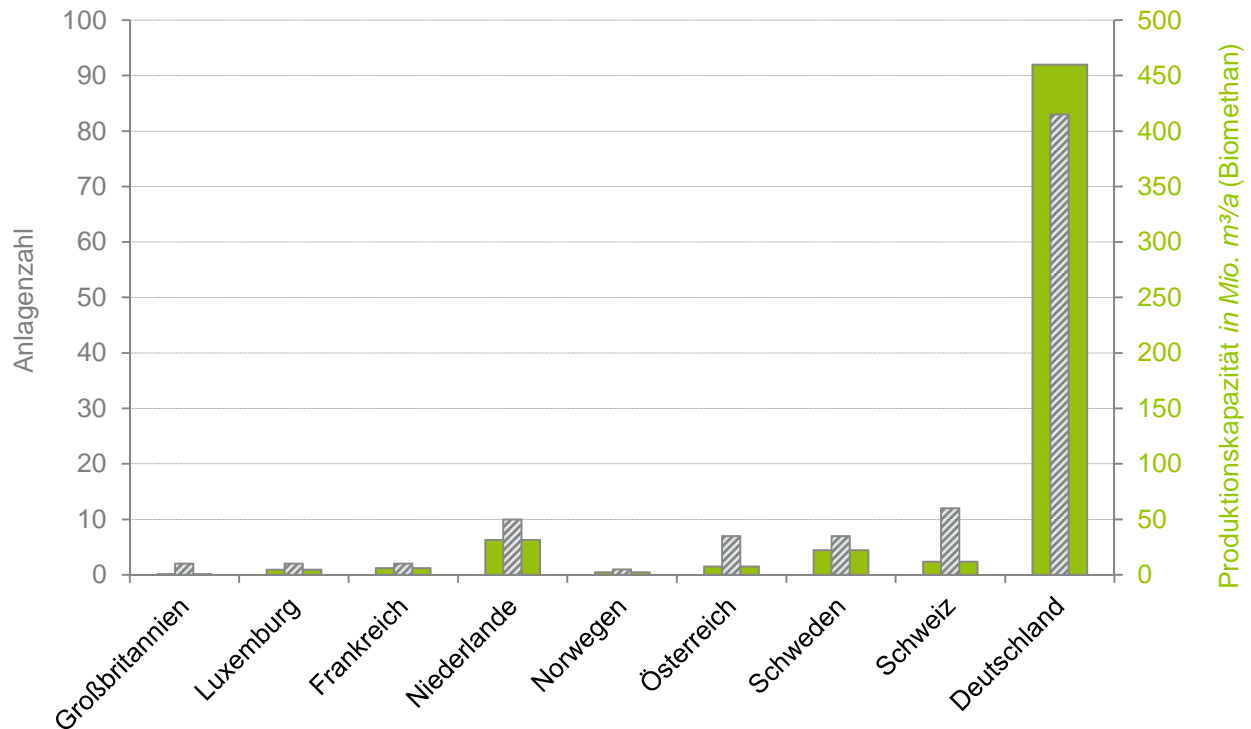


Abbildung 39 Kapazität und Anzahl von Anlagen zur Produktion von Biomethan (via Biogas) in Europa 2011 (DBFZ auf Basis von (DENA, 2011; JANET WITT u. a., 2012))

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)

Produktionskapazitäten für Bioethanol auf Lignocellulosebasis befinden sich seit einigen Jahren im Aufbau. Die Pilot- und Demonstrationsanlagen mit einer gesamten Produktionskapazität von etwa 65 Mio. l/a werden in Nordamerika (USA, Kanada), Europa (v.a. Norwegen, Dänemark) sowie Asien (China, Japan) betrieben (F.O.LICHTS, 2012). Der Ausbau der vorhandenen Produktionskapazitäten wird in den USA am stärksten forciert, wo ein verstärkter Einsatz von lignocellulosebasierten Kraftstoffen als politisches Ziel festgeschrieben wurde (siehe Folgeseite). Auch in weiteren Staaten sind Projekte in Realisierung (z.B. Kanada, Italien, China, Deutschland) sowie Planung. (F.O.LICHTS, 2012)

Hinsichtlich der **Produktion von BTL** befinden sich vor allem in Nordamerika und Europa Demonstrationsanlagen in der Projektierungsphase. Die Produktion marktrelevanter Mengen ist in absehbarer Zeit nicht zu erwarten.

5.7 Länderanalysen

5.7.1 USA

Politische Rahmenbedingungen

Durch Einführung der politischen Unterstützung der Nutzung von Biokraftstoffen wird in den USA in erster Linie eine Verringerung des Verbrauchs fossiler Kraftstoffe angestrebt. Es soll sowohl der Verbrauch gesenkt, als auch ein Teil der fossilen Kraftstoffe durch Biokraftstoffe ersetzt werden. Biokraftstoffe sollen zudem eine Minderung von THG-Emissionen (THG-Red.) gegenüber dem fossilen Referenzsystem aufweisen. Vor diesem Hintergrund wurde 2000 der Research and Development Act beschlossen, gefolgt vom Energy Policy Act of 2005 der festlegte 2012 24,8 Mrd.l Biokraftstoff im Verkehrssektor zu verwenden. Hauptziele waren Energiesicherheit und Einsparungen von THG-Emissionen.

Die angestrebte Biokraftstoffmenge wurde durch den Energy Independence and Security Act (EISA) 2007 nochmals erhöht (One Hundred Tenth Congress of the United States of America). Durch den im EISA enthaltenen Renewable Fuels Standard wurden jährlich ansteigende Mengen Biokraftstoffe verschiedener Biokraftstoffoptionen bis 2022 festgelegt (Abbildung 40). Für unterschiedliche Biokraftstoffoptionen wurden darin jährlich zu erreichende Mengen definiert. Den größten Anteil an den definierten Mengen wird in den nächsten Jahren Maisstärke basierter Bioethanol haben. In den folgenden Jahren müssen zunehmende Anteile durch andere Bereitstellungspfade für Biokraftstoffe zur Verfügung stehen. Der Gesetzgeber beschränkt sich in den USA dabei auf eine Definition der Rohstoffe, lässt jedoch die zu verwendende Technologie offen (EPA, 2010c).

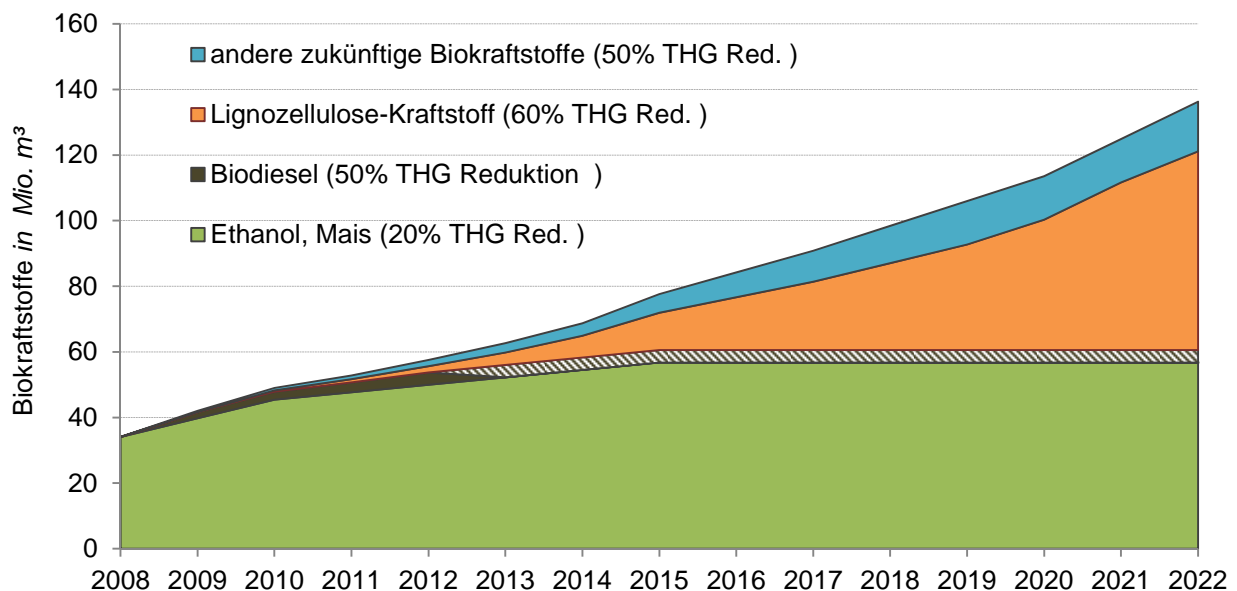


Abbildung 40 Biokraftstoffziel der USA bis 2020 (DBFZ auf Basis von (EPA, 2010c))

Maisstärke basierter Bioethanol muss eine Verringerung von 20 % der THG-Emissionen, zukünftige Biokraftstoffe und Biodiesel von 50 % und Zellulose-basierter Bioethanol von 60 % gegenüber fossilen Kraftstoffen aufweisen (EPA, 2010c; ONE HUNDRED TENTH CONGRESS OF THE UNITED STATES OF AMERICA). Ausnahmeregelungen gibt es für Altanlagen, deren Baubeginn vor dem 19. Dezember 2007 liegt. Anlagen deren Baubeginn in 2008 oder 2009 liegt sind ebenfalls von diesen Reduktionszielen

ausgenommen, wenn zur Bereitstellung der Prozessenergie Erdgas, Biomasse oder eine Kombination von beiden verwendet wird (EPA, 2010c).

Die Quote für Bioethanol auf Basis von Zellulose belief sich für 2010 ursprünglich auf 0,3 Mio. t. Aufgrund fehlender Produktionskapazitäten für zellulosebasierten Bioethanol wurde die zu erfüllende Quote auf 0,02 Mio. t gesenkt. Da zwar die Quote für zellulosebasierten Bioethanol gesenkt wurde, aber nicht die Gesamtquote, muss die entstehende Lücke mit anderen Biokraftstoffen gefüllt werden. Die Environmental Protection Agency (EPA) erwartet, dass diese Lücke mit Biodiesel gedeckt wird (EPA, 2010b).

Weitere Förderungen der Biokraftstoffproduktion in landwirtschaftlichen Anlagen durch steuerliche Anreize gibt es durch die Farmbills 2002 und 2008 für die Produktion von Bioethanol (UNITED STATES CONGRESS, 2008). Mit dem sogenannten Volumetric Blender Tax Credit wurde zudem bis Ende 2009 Biodiesel in Beimischung steuerlich mit 1 US\$ je Gallone gefördert (INTERNAL REVENUE SERVICE, DEPARTMENT OF THE TREASURY, 2009). Da der Dieselmärkte in den USA aufgrund der Fahrzeugflotte begrenzt ist, hatte diese Praxis hohe Exporte vor allem Richtung EU zur Folge. Die steuerliche Förderung lief Ende 2009 aus. Es gibt jedoch Diskussionen über eine Wiedereinführung (F.O.LICHTS).

Innerhalb der USA haben einige Bundesstaaten eigenständig Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energien verabschiedet. Vorreiter ist der Bundesstaat Kalifornien. Dort wurde mit der State of California Low Carbon Fuel Rule eine Reduzierung von 10 % der THG-Emissionen im Verkehrssektor bis 2020 beschlossen. Der Verbrauch fossiler Kraftstoffe soll bis 2012 um 9 % und bis 2050 um 50 % reduziert werden. Dazu sollen bis 2012 ca. 7 Mio. t/a Biokraftstoffe mit zukünftig steigenden Anteilen eingesetzt werden (HOEKMAN, 2009).

Produktionskapazitäten

Die **Produktionskapazitäten für Biodiesel** liegen in den USA bei 10,0 Mio. t/a (BIODIESEL MAGAZINE). In 2009 wurden mit ca. 1,87 Mio. t rund 21 % weniger Biodiesel weniger als im Vorjahr produziert. Die inländische Nachfrage, initiiert durch den EISA, mit ca. 3,34 Mio. t/a ab 2012 führt nur zu einer Auslastung von 33,4 % der Produktionskapazitäten. Der US-amerikanische Biodieselsektor hat damit eine klare Exportausrichtung. Ob die, durch Subventionierung begünstigten, hohen Exportmengen wieder erreicht werden können bleibt ungewiss. Hauptrohstoff für die US-amerikanische Biodieselproduktion ist Sojaöl. Außerdem kommen Rapsöl und tierische Fette zum Einsatz. Zukünftig könnte auch ein erheblicher Teil auf Basis von Maisöl produziert werden, die Eignung anderer Pflanzenöle wird ebenfalls untersucht (F.O.LICHTS; HOEKMAN, 2009).

Bei der **Produktion von Bioethanol** konnte 2009 mit 31,36 Mio. t ein Zuwachs von 13,5 % gegenüber dem Vorjahr erreicht werden. Die gesamten Produktionskapazitäten für Bioethanol in den USA liegen bei ca. 40,91 Mio. t/a. In der Bioethanolproduktion kommt fast ausschließlich Mais zum Einsatz. Trotz der wirtschaftlich schwierigen Lage wurden in 2009 31 neue Bioethanolanlagen errichtet (F.O.LICHTS).

Die Entwicklung der nationalen Produktion sowie des Verbrauchs von Biodiesel und Bioethanol in den USA sind in Abbildung 41 zusammenfassend dargestellt.

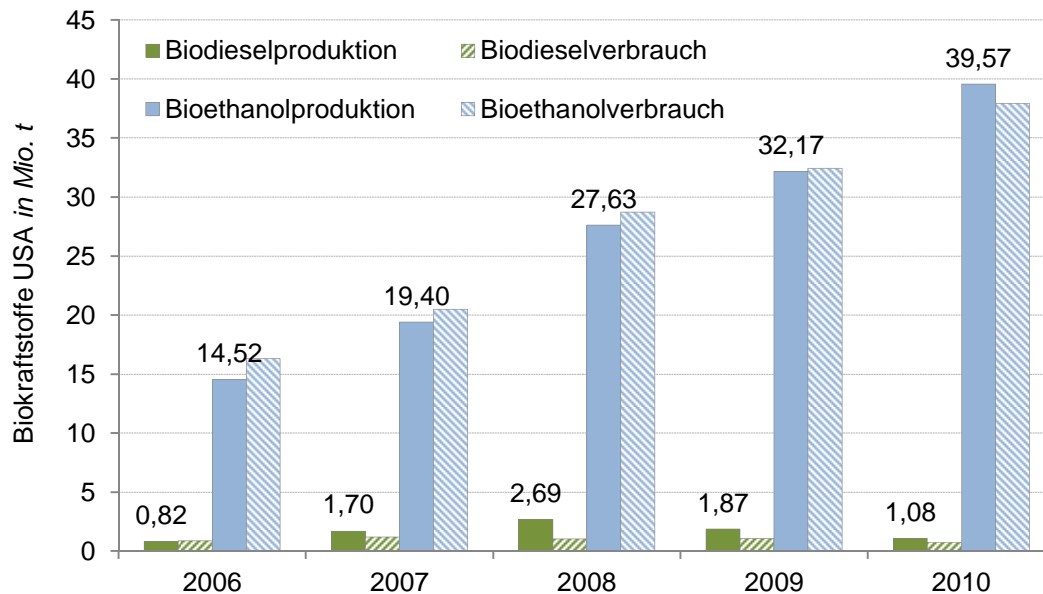


Abbildung 41 Biokraftstoffproduktion und -verbrauch USA (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

Wichtige Akteure

Zu den wichtigsten institutionellen Akteuren in den USA zählt neben dem Department of Energy (DOE) die Umweltschutzbehörde United States Environmental Protection Agency (EPA). Auf Ebene der Bundesstaaten spielen die Behörden Kaliforniens, California Energy Commission und California Air Resources Board, wichtige Vorreiterrollen.

Im Bereich der Biokraftstoffproduzenten sind POET, Archer Daniels Midland (ADM) und Valero die größten Bioethanolumotionen mit 12, 10 bzw. 7 % Anteil an der gesamten Produktionskapazität für Bioethanol in den USA (F.O.LICHTS).

5.7.2 Brasilien

Politische Rahmenbedingungen

Die **politische Förderung der Zucker- und Bioethanolumotion** reicht in Brasilien bis in die 1930er Jahre zurück. In den 1940er wurde im Nordosten Brasiliens bereits 40 % des Kraftstoffbedarfs mit Bioethanol gedeckt. Anfang der 1970er wurde Brasilien, das bis dahin 80 % seines Kraftstoffbedarfs importierte, durch den Ölpreisschock schwer getroffen. Zur selben Zeit brachen die Weltmarktpreise für Zucker ein, was die zuvor stark ausgebaute brasilianische Zuckerindustrie schwer belastete. Daraufhin wurde 1975 das Programm ProAlcohol veranlasst, welches die Nutzung von hydriertem Alkohol als Kraftstoff regelte (HIRA & DE OLIVEIRA, 2009; POUSA u. a., 2007). Die brasilianische Biokraftstoffpolitik für Bioethanol lässt sich in vier Phasen einteilen.

In der Einführungsphase (1975-1978) wurde das Programm ProAlcohol mit vier Hauptzielen etabliert. Zum einen wurde Energiesicherheit von der damaligen Militärregierung als grundlegend für die nationale Sicherheit angesehen, zum anderen sollten arme ländliche Regionen gefördert werden. Außerdem sollte das Bruttoinlandsprodukt (BIP) gesteigert, sowie der inländische (vorgelagerte) Agrarmarkt gestärkt werden. Vier Richtlinien wurden im Rahmen des Programms installiert. Der staatliche Mineralölkonzern Petrobrás wurde verpflichtet eine jährliche Garantiemenge Bioethanol abzunehmen. Weiterhin sollte die Banco do

Brasil vergünstigte Kredite für Produzenten anbieten. Außerdem wurden die Konsumentenpreise für Bioethanol über Subventionen und Preisbindung attraktiv gestaltet sowie Produktionsquoten und Exportkontrollen für Zucker etabliert. In der Hochphase (1979-1985) wurde nach anfänglichen technischen Schwierigkeiten eine steigende Anzahl von Fahrzeugen, die auf die Nutzung von Bioethanol ausgelegt waren abgesetzt. Neben Steuererleichterungen für alkoholbetriebene Fahrzeuge wurden von der brasilianischen Regierung die Bioethanolpreise auf einem Niveau von 65 % der Benzinpreise festgesetzt. Der Hochphase folgte eine Krise (1985-2002) hervorgerufen durch die Kosten der politischen Förderung, gestiegenen Lagerbeständen von Benzin und einem Anstieg der Weltmarktpreise für Zucker (HIRA & DE OLIVEIRA, 2009). Trotz verschiedener Bemühungen gelang es nicht den Markt wieder zu beleben.

Ab 2003 begann eine Phase der Erholung und erneuten Expansion des Bioethanolsektors. Maßgeblich verantwortlich dafür war die Einführung der Flex Fuel Vehicles (FFVs). In diesen Fahrzeugen kann sowohl Bioethanol als Reinkraftstoff als auch Benzin oder eine Mischung aus beiden eingesetzt werden. Dadurch ist es den Verbraucher möglich flexibel auf Kraftstoffpreise zu reagieren (HIRA & DE OLIVEIRA, 2009). Gefördert wird der Absatz von Bioethanol durch eine Steuervergünstigung beim Kauf von FFVs sowie Steuererleichterungen auf Bioethanol als Reinkraftstoff und in Beimischung. Die derzeitige Beimischungsquote für Bioethanol liegt zwischen 20 -25%, außerdem gibt es für Bioethanol erhebliche Steuererleichterungen (BARROS, 2009a)

Schätzungen zufolge sind in den letzten 20 Jahren ca. 30 Mrd. US\$ an Fördermitteln in den brasilianischen Bioethanolsektor geflossen. Demgegenüber steht eine Ersparnis von ca. 50 Mrd. US\$ für nicht importierte fossile Kraftstoffe (HIRA & DE OLIVEIRA, 2009). Um den Bioethanolsektor weiter auszubauen und den Sektor weiter auf den Export auszurichten sind jedoch weitere Investitionen notwendig. Angedacht ist unter anderem der Bau von Pipelines zum Transport des Bioethanols in die Küstenregionen.

Neben den umfangreichen politischen Förderungen für Bioethanol, wird auch die Produktion und Nutzung von **Biodiesel** in Brasilien politisch unterstützt. Im Jahr 1980 wurde das Programm PROOLEO auf den Weg gebracht, das die Nutzung von reinen Pflanzenölen bzw. Biodiesel als Beimischung regeln sollte. Langfristig wurde eine Beimischung von 30 % Biodiesel angestrebt. Nach dem Fall der Ölpreise Ende der 80er wurde dieses Programm 1986 jedoch wieder ausgesetzt. Nach einer Phase von Forschungsvorhaben wurde die politische Förderung von Biodiesel im Jahr 2002 mit dem Programm PROBIODIESEL wieder aufgenommen (POUSA u. a., 2007). Bis 2005 sollten 5 %, bis 2020 20 % der Gesamtmenge Diesel in Brasilien durch Biodiesel ersetzt werden. Diese Quote wurde jedoch nicht erreicht.

Die 2003 gebildete Arbeitsgruppe Grupo de Trabalho Interministerial Biodiesel (GTIB), in der verschiedene Ministerien vertreten waren legte die weitere Ausrichtung der Biodieselpolitik fest (GARCEZ & VIANNA, 2009). Ende 2004 wurde das Nationale Programm zur Produktion und Nutzung von Biodiesel (PNPB) gestartet. Ergebnis war das Gesetz Nr. 11097/2005 welches eine Beimischungsquote für Biodiesel festlegte (POUSA u. a., 2007). Um den Ausbau der Biodieselproduktion im Norden Brasiliens voran zu treiben, wird der Anbau von Ölpalmen und Rizinus mit steuerlichen Anreizen gefördert, Sojaproduktion ist in dieser Region von der Förderung jedoch ausgeschlossen (GARCEZ & VIANNA, 2009). Die Erlaubnis Biodiesel herzustellen erwerben die Kraftstoffhersteller als Lizenz auf Auktionen der Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Um an diesen Auktionen teilzunehmen müssen die Unternehmen Standards eines Sozialsiegels (Selo Combustível Social) erfüllen. Zweck des Siegels ist, auch kleine Produzenten und Familienbetriebe vom Ausbau der Biokraftstoffnutzung profitieren zu lassen. Durch das Sozialsiegel sind Biodieselproduzenten verpflichtet einen bestimmten Anteil ihres Rohstoffbedarfs von

kleinen Betrieben zu beziehen. Die Höhe des Anteils variiert regional. Außer der Erlaubnis an Biodieselauktionen teilzunehmen können Unternehmen mit diesem Siegel auch Steuererleichterungen und verbilligte Kredite der brasilianischen Entwicklungsbank (BNDES) in Anspruch nehmen. Die Höhe der Steuererleichterungen variieren ebenfalls zwischen den Regionen und verwendeten Rohstoffen.

Über die Auktionen der Lizenzen zur Biodieselproduktion werden neben den Mengen auch die Abgabepreise für Petrobras festgelegt. Vor allem im Jahr 2007 mussten, aufgrund gestiegener Pflanzenölpreise, Biodieselhersteller finanzielle Einbußen hinnehmen, da höhere Produktionskosten nicht weitergegeben werden konnten. Bis Ende 2009 wurden auf den Auktionen die Rechte zur Produktion von 2,2 Mio. t Biodiesel versteigert (GIERSDORF, 2009; MINISTRY OF AGRICULTURE, LIVESTOCK AND FOOD SUPPLY, 2009).

Die Quote zur Beimischung von Biodiesel sollte von 2 % im Jahr 2005 und 5 % zwischen 2008 und 2013 ansteigen. Danach sollte die 5 % Quote für Biodiesel bindend sein. Seit Juli 2009 bestand eine Beimischungspflicht von 4 % Biodiesel, die 5 % Quote ist Anfang des Jahres 2010 in Kraft getreten (F.O.LICHTS). Um eine sichere Versorgung mit Biodiesel zu gewährleisten, sollen Petrobras und REFAB eine strategische Biodieselreserve in Höhe einer monatlichen Verbrauchsmenge bilden (BARROS, 2009b).

Produktionskapazitäten und Produktion

In Brasilien wurden 2009 21,68 Mio. t Bioethanol und 1,42 Mio. t Biodiesel produziert. Damit ist Brasilien nach den USA der größte Bioethanolproduzent und viertgrößter Biodieselproduzent weltweit. Aufgrund einer hohen Zuckernachfrage auf dem Weltmarkt wurde in Brasilien 2009 weniger Bioethanol produziert als angenommen. Hinzu kamen Ende 2009 heftige Regenfälle, die dazu führten, dass ein Teil des Zuckerrohrs nicht geerntet werden konnten (F.O.LICHTS).

Mit ca. 90 % (2009) wird der überwiegende Teil der Bioethanolproduktion auf dem inländischen Markt verwendet (F.O.LICHTS). Brasilien gilt als einziger großer Bioethanolproduzent, welcher seine Produktion noch signifikant steigern und auf dem Weltmarkt anbieten kann. Nach Forschungsergebnissen lässt sich die Anbaufläche für Zuckerrohr, mit leichter Intensivierung der extensiven Viehhaltung und ohne Verdrängung anderer Ackerkulturen, noch erheblich ausweiten (CERQUEIRA LEITE u. a., 2009).

Für Biodiesel bestehen Produktionskapazitäten von ca. 3,4 Mio. t/a, die jedoch nicht ausgelastet werden (F.O.LICHTS). Zum überwiegenden Teil wird brasilianischer Biodiesel aus Sojaöl (81,3 %) und tierischen Fetten (16,11 %) gewonnen (BARROS, 2009b), Biodieselproduktion auf Basis anderer pflanzlicher Öle, wie Palmöl und Rizinus, ist trotz steuerlicher Anreize bisher marginal. Durch die bei den Biodieselauktionen festgelegten Abgabepreise reagiert die Biokraftstoffindustrie sehr sensitiv auf volatile Rohstoffpreise. Aufgrund der inländischen Nachfrage, bei 5 % Beimischung ca. 2 Mio. t, findet kein Biodieselexport statt.

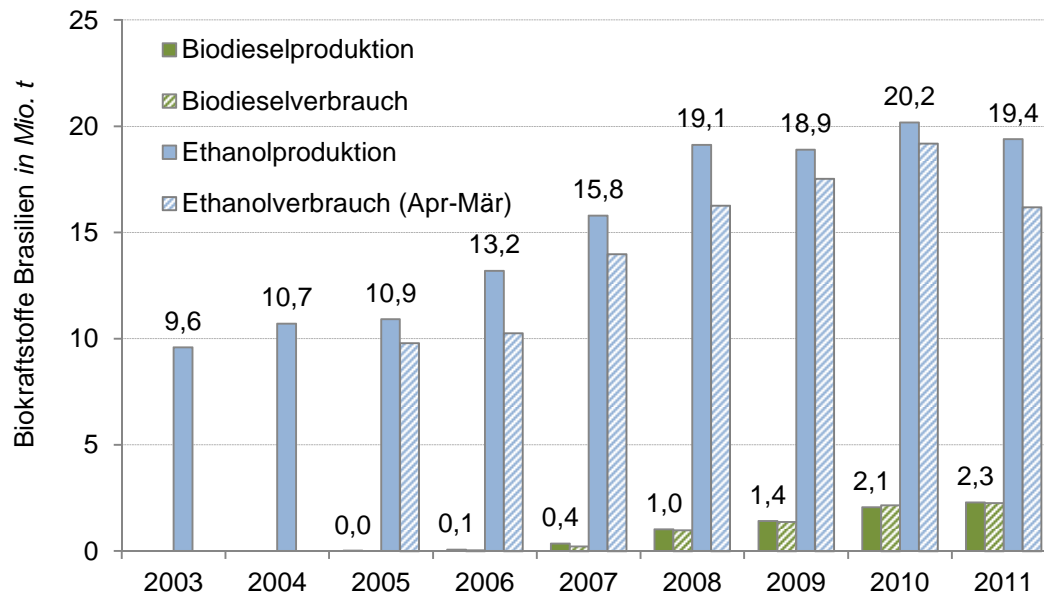


Abbildung 42 Biokraftstoffproduktion und -verbrauch Brasilien (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

Wichtige Akteure

In Brasilien gibt es eine Vielzahl von staatlichen, halbstaatlichen und privaten Institutionen und Akteuren, die direkten Einfluss auf den Biokraftstoffsektor haben:

- Ministerium für Wissenschaft und Technologie, leitet das Programm PROBIODIESEL
- Ministerium für ländliche Entwicklung, verwaltet die Label für Biodiesel AMAPALMA, Agropalma
- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (ANP) leitet die Biodieselauktionen bei denen Lizenzen zur Biodieselpromotion vergeben werden.
- CINAL, Kommission für Alkohol, Mitglieder sind mehrere Ministerien
- Grupo de Trabalho Interministerial: Biodiesel (GTIB)
- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)- legt u.a. Normen für Beimischung fest
- Petrobras, halbstaatlicher Ölkonzern, übernimmt die Biokraftstoffe (93 % des Biodiesels) und bringt sie in Verkehr
- Refina Alberto Pasqualini (REFAP), Mineralölkonzern, übernimmt Biokraftstoffe (7 % des Biodiesels) und bringt sie in Verkehr (GARCEZ & VIANNA, 2009)
- Louis Dreyfus, der multinationale Agrarkonzern hat 2009 einen größeren Bioethanolproduzenten in Brasilien übernommen (insgesamt 13 Anlagen) und ist dadurch zum zweitgrößten Bioethanolhersteller weltweit aufgestiegen (F.O.LICHTS).
- Im Biodieselbereich zählen ADM, Petrobras, Brasil Ecodiesel zu den größten Produzenten (F.O.LICHTS)

5.7.3 Kanada

Politische Rahmenbedingungen

Eine Biokraftstoffquote von 5 % Bioethanol bis 2010 und 2 % Biodiesel bis 2012 wurde 2006 basierend auf dem Canadian Environmental Protection Act von 1999 von der kanadischen Regierung beschlossen (GOVERNMENT OF CANADA). Der Canadian Environmental Protection Act wurde zur Einführung der

Biokraftstoffquote 2008 durch eine Änderung des Gesetzes Bill C-33 ergänzt (HOUSE OF COMMONS OF CANADA).

Die Verbrauchssteuerbefreiung für Biokraftstoffe wurde zum 1. April 2008 aufgehoben. Allerdings hat die kanadische Regierung diverse Förderprogramme geschaffen, um die Entwicklung der nationalen Biokraftstoffproduktion zu fördern (DESSUREAULT, 2009).

Zudem haben oder planen die meisten Provinzen eigene Biokraftstoffquoten. In Saskatchewan werden 7,5 % und in Manitoba 8,5 % und Ontario 5 % Bioethanol beigemischt. In diesen 3 Provinzen wird 46 % Ottokraftstoff des kanadischen Marktes abgesetzt. Weitere 24 % des Ottokraftstoffs werden in den Provinzen British Columbia und Alberta abgesetzt, hier ist eine Quote eine Quote von 5 % Bioethanol ab 2010 geplant. (DESSUREAULT, 2009).

Die Provinz Alberta hat 2008 die Einführung einer Biokraftstoffquote von 5 % Bioethanol und 2 % Biodiesel bis 2010 beschlossen. Um die Einführung der Quote zu unterstützen werden für Produzenten noch bis März 2011 finanzielle Anreize durch das Renewable Energy Producer Credit Program gewährt. Für Bioethanol aus Anlagen mit einer Produktionskapazität von mindestens 150 Mio. l werden 9 Cent/l gezahlt, für kleinere Anlagen 14 Cent/l. Das THG-Minderungspotential in Alberta muss mindestens 25 % gegenüber dem fossilen Referenzwert betragen.

Das Ministerium für Energie, Bergbau und Erdöl-Ressourcen in British Columbia hat sich im Rahmen des BC Energy Plan (2007) sowie der BC Bioenergy Strategy verpflichtet, die Emissionen von Treibhausgasen bis 2020 durch Investitionen in alternative Technologien einschließlich Biokraftstoffen um 33 % zu senken.

Der BC Energy Plan beinhaltet die Umsetzung eine Biodieselquote von 5 % und unterstützt das Ziel der Bundesregierung, den Bioethanolanteil im Benzin auf 5 % bis 2010 zu erhöhen. British Columbia hat eine abgestufte Kraftstoffsteuer sowie eine Kohlendioxidsteuer. Zudem gibt es mehrere Förderprogramme, um die Entwicklung einer regionalen Biokraftstoffindustrie voranzutreiben.

Die Provinz Manitoba hat seit dem 01.04.2008 eine verbindliche Quote von 8,5 % Bioethanol sowie einer im Jahresverlauf durchschnittlichen Beimischung von 2 % Biodiesel seit dem 01.10.2009.

Die Steuerbefreiung für Bioethanol ist durch eine direkte Herstellerabgabe ersetzt worden. Dieser Produktionsanreiz ist rückläufig gestaffelt: 20 Cent/l in 2008 und 2009, 15 Cent/l in 2010 bis 2012 und 10 Cent/l in 2013 bis 2015, bezogen auf in Manitoba produziertes und verkaufte Bioethanol. Von März 2006 bis März 2009 gilt für Biodiesel eine Steuerbefreiung die im Frühjahr 2010 ebenfalls durch eine Abgabe von 14 Cent/l ersetzt werden soll. Auch diese sollen als direkter Zuschuss an die Biodieselhersteller in Manitoba weitergeleitet werden (PROVINCE OF MANITOBA/ MINISTRY OF INNOVATION, ENERGY AND MINES).

Im Rahmen des 2005 geschaffenen Ontario Ethanol Growth Fund (OEGF) wurde zum 01.01.2007 die Steuerbefreiung für Bioethanol eingestellt und zugleich eine verbindliche Quote von 5 % Bioethanol am verkauften Benzin eingeführt (PROVINCE OF ONTARIO/ MINISTRY OF AGRICULTURE FOOD & RURAL AFFAIRS).

Die Provinz Quebec (23 % Anteil am Gesamtmarkt Ottokraftstoff) hat bisher keine eigene Quote für erneuerbare Kraftstoffe. Die Regierung zieht für 2012 eine Biokraftstoffquote von 5 % im Benzin in

Betracht. In Quebec produziertes und verkaufte Bioethanol kann bis 2018 eine Steuergutschrift von maximal 18,5 Cent/l erhalten (DESSUREAULT, 2009).

Saskatchewan hat derzeit einen verpflichtenden Bioethanolanteil von 7,5 % am verkauften Benzin. Kraftstoffhändler haben Anspruch auf einen Zuschuss von 15 Cent/l Bioethanol, wenn es in der Provinz produziert und verkauft wird (GOVERNMENT OF SASKATCHEWAN).

Die Landesregierungen der Atlantik-Provinzen Yukon, Nordwestterritorien, Nunavut, Neufundland und Labrador, Prince Edward Island, Nova Scotia und New Brunswick haben bisher noch keine Biokraftstoff-Strategien, z. T. laufen allerdings bereits Pilotprojekte. Wahrscheinlich wird hier zukünftig der Entwicklungsfokus auf der Verwertung von Holzabfällen liegen (DESSUREAULT, 2009). Die „Atlantica BioEnergy Task Force“, die sich u. a. aus regionalen Regierungen, Industrie sowie Bundes- und regionalen Organisationen zusammensetzt, tritt besonders für die Entwicklung einer Biokraftstoffindustrie ein.

Produktionskapazitäten und Produktion

Derzeit beträgt die Produktionskapazität von Bioethanol 1,8 Mio. t, basierend auf etwa 75 % Mais, 25 % Weizen. Alternative Rohstoffe wie Restholz und Stroh werden nur marginal eingesetzt. Der überwiegende Teil von etwa 56 % der Produktionskapazitäten ist in der Provinz Ontario angesiedelt Die Produktionsmenge lag 2011 bei etwa 1,4 Mio. t Bioethanol. (DESSUREAULT, 2011)

Die Bioethanolproduktion ist bisher nicht exportorientiert. Zukünftig wird der Handel vor allem mit den USA erfolgen.

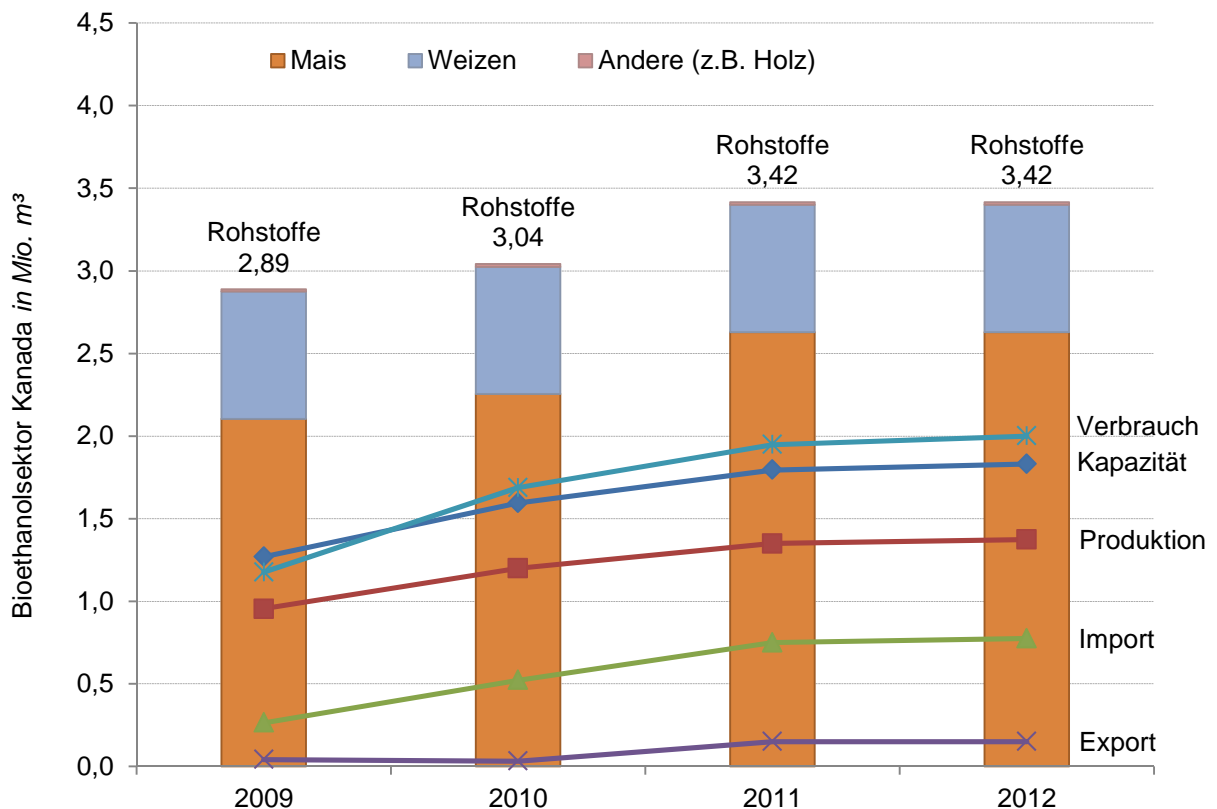


Abbildung 43 Bioethanolsektor Kanada (DBFZ auf Basis von (DESSUREAULT, 2011))

Für die Erfüllung der Biodieselquote des Bundes werden in Kanada 0,53 Mio. t benötigt. Hingegen erreichten die Produktionskapazitäten in 2011 lediglich ca. 0,19 Mio. t bei einer Produktion von 0,14 Mio. t Biodiesel. Diese basieren zu etwa 85 % auf tierischen Fetten und 15 % auf Raps, wobei für den Rapsanteil in 2012 ein starker Zuwachs erwartet wird (siehe Abbildung 44). Der Großteil der bestehenden Anlagen läuft auf Basis tierischer Nebenprodukte, deren Verfügbarkeit begrenzt ist. Die im Bau befindlichen Anlagen steigern die Produktionskapazität in 2012 auf fast 500.000 t Biodiesel, wobei diese Steigerung vorwiegend mit Raps als Rohstoff realisiert werden soll (DESSUREAULT, 2011).

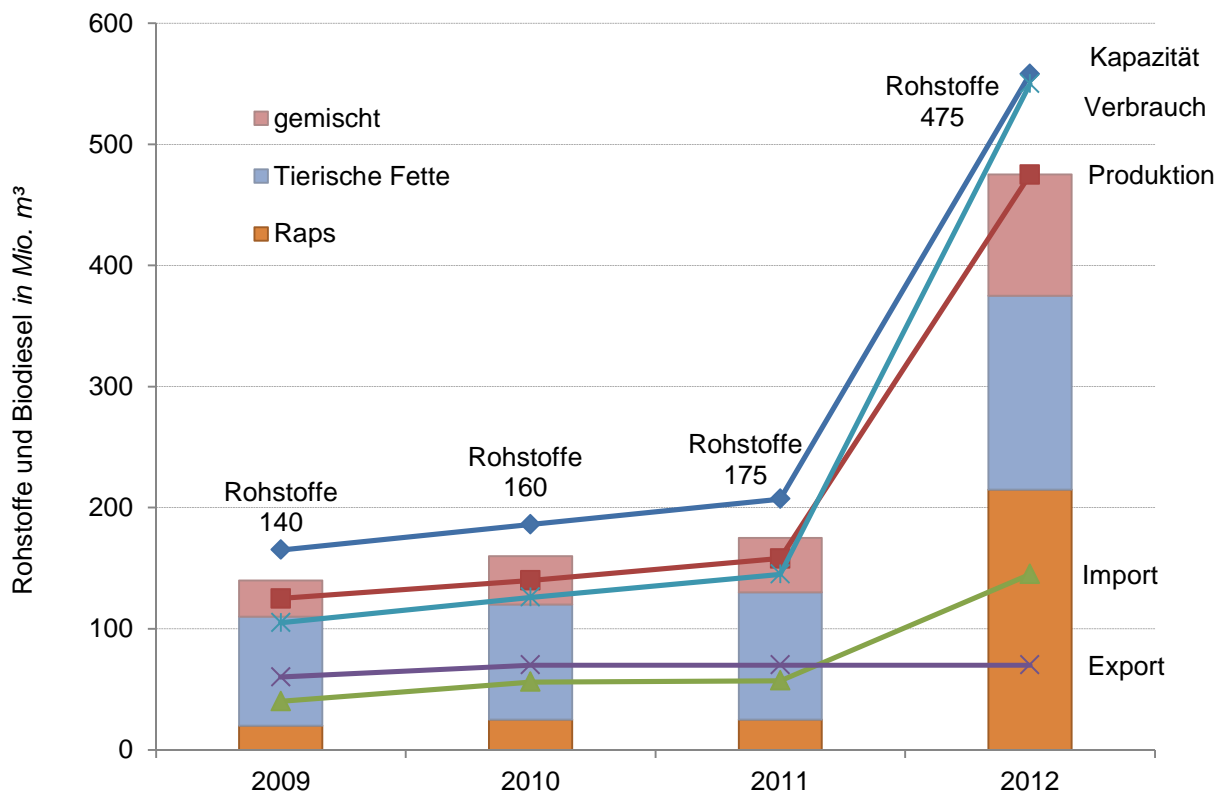


Abbildung 44 Biodieselsektor Kanada (DBFZ auf Basis von (DESSUREAULT, 2011))

5.7.4 Argentinien

Politische Rahmenbedingungen

Ähnlich wie in Brasilien, liegen auch in Argentinien die ersten Ansätze zur Nutzung von Biokraftstoffen weit zurück. Erste Versuche gab es bereits in den frühen 1920er. In den 1970ern wurde aufgrund der hohen Rohölpreise das Programm Alconafta aufgelegt (LAMERS u. a., 2008). Dazu sollte die Zuckerindustrie ausgebaut und Exporte eingeschränkt werden. Aufgrund mangelnder Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den geringen Preisen für fossile Kraftstoffe und gestiegener Weltmarktpreise für Zucker wechselte jedoch die Zuckerindustrie ihren Fokus von der Bioethanolproduktion zurück zur Zuckerproduktion (LAMERS u. a., 2008; MATHEWS & GOLDSZTEIN, 2009).

Durch das Gesetz No. 26.093 im Jahr 2006 begann erneut eine Phase der politischen Unterstützung zur Nutzung von Biokraftstoffen, anschließend umgesetzt durch den Erlass No. 109 Anfang des Jahres 2007. Hauptziel der Förderung ist die wirtschaftliche Entwicklung des Agrarsektors durch Erschließung von

Exportmärkten sowie die Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern (TOMEI & UPHAM, 2009). Um die Gesetzgebung zu vervollständigen, wurde 2008 das Gesetz 26.334 zur Nutzung von Bioethanol verabschiedet. Neben einer Quote für Bioethanol werden im Gesetz No. 26.334 die Abnahmepreise für Bioethanol sowie verschiedene finanzielle Anreize zur Produktion gesetzt. Ab 2010 sollen den fossilen Kraftstoffen 5 % Biodiesel bzw. Bioethanol beigemischt werden (MATHEWS & GOLDSZTEIN, 2009).

Für argentinische Biokraftstoffproduzenten gibt es nach dem Gesetz No. 26.093 verschiedene Möglichkeiten der Produktionsausrichtung; i) Produktion für den heimischen Markt mit Steuererleichterungen, ii) Produktion für den Eigenverbrauch mit Steuererleichterungen, iii) Produktion für den Export, ohne Steuererleichterung (FARGIONE, 2009; TOMEI & UPHAM, 2009). Die Entscheidung der Produktionsausrichtung muss vor Baubeginn getroffen werden.

Die Schaffung einer stabilen Nachfrage auf dem heimischen Markt durch Einführung von Biokraftstoffquoten wird als Voraussetzung einer sicheren Biokraftstoffproduktion angesehen. Bis Mitte 2009 wurden jedoch keine Produktionsanlagen für den argentinischen Markt errichtet. Gründe dafür waren zum einen fehlende festgesetzte Abnahmepreise für Biodiesel und Bioethanol. Dies machte eine Kostenkalkulation für die Produzenten unmöglich. Zum anderen sind die Preise für fossile Kraftstoffe durch staatliche Förderung so gering, dass außerhalb der Quoten kein Bedarf an alternativen Kraftstoffen besteht (TOMEI & UPHAM, 2009). Aufgrund der fehlenden Produktionskapazitäten für den heimischen Markt können die Quoten 2010 voraussichtlich nicht erfüllt werden. Dazu werden möglicherweise die gesetzlichen Rahmenbedingungen geändert, um Unternehmen zu ermöglichen für den argentinischen und den Weltmarkt zu produzieren (FARGIONE, 2009). Der Biodieselexport wird zudem durch einen niedrigeren Zoll gegenüber Pflanzenöl gefördert. So beträgt der Zollsatz für Biodiesel 14,6 % gegenüber 31 % für Pflanzenöl. Dadurch ist für Produzenten eine Weiterverarbeitung wirtschaftlich attraktiver.

Produktionskapazitäten und Produktion

Argentinien ist nach Deutschland und den USA der drittgrößte Biodieselproduzent. Der wichtigste Handelspartner ist die EU. Die Produktion von Biodiesel wird von den großen Agrarunternehmen als Möglichkeit zur Diversifizierung gesehen. Da die Rahmenbedingungen für den heimischen Markt bezüglich der Abnahmepreise teilweise unklar sind, ist der argentinische Biodieselsektor durch eine starke Exportausrichtung geprägt. Mittel- bis langfristig könnte die Ausrichtung auf den inländischen Markt verstärkt werden (LAMERS u. a., 2008). Aufgrund der begrenzten inländischen Nachfrage wird der Export im Biodieselsbereich jedoch weiterhin dominieren (MATHEWS & GOLDSZTEIN, 2009). Aufgrund des relativ späten erneuten Einstiegs in die Biokraftstoffproduktion, war es argentinischen Produzenten möglich sofort in anderen Ländern bereits erprobte neue Technologien zu adaptieren. Daher werden der argentinischen Biokraftstoffindustrie auch in Zukunft gute Perspektiven auf dem Weltmarkt eingeräumt (MATHEWS & GOLDSZTEIN, 2009). Begünstigt wird dies durch die Ansiedlung der größten Pflanzenöl- und Biodieselproduzenten entlang des Flusses Paraná, einer wichtigen Exportroute für den Agrarhandel (LAMERS u. a., 2008).

Eine nennenswerte Bioethanolproduktion findet in Argentinien erst seit 2009 statt. In den 4 größten Bioethanolanlagen wurden 2009 ca. 0,04 Mio. t Bioethanol produziert, wovon 0,01 Mio. t in für den Export bestimmt waren (FARGIONE, 2009). Die vorwiegend Soja basierte Biodieselproduktion wurde von 0,03 Mio. t im Jahr 2006 auf 2,30 Mio. t in 2011 ausgeweitet (siehe Abbildung 45). Trotz unattraktiver

Handelsmargen gingen 2009 fast 90 % der Produktionsmenge in den Export, überwiegend in die EU. In 2011 liegt der Exportanteil bei etwa 62 % des produzierten Biodiesels. (KEN, 2011)

Der geplante Ausbau der Produktionskapazitäten für Biodiesel verlangsamte sich aufgrund der Finanzkrise.

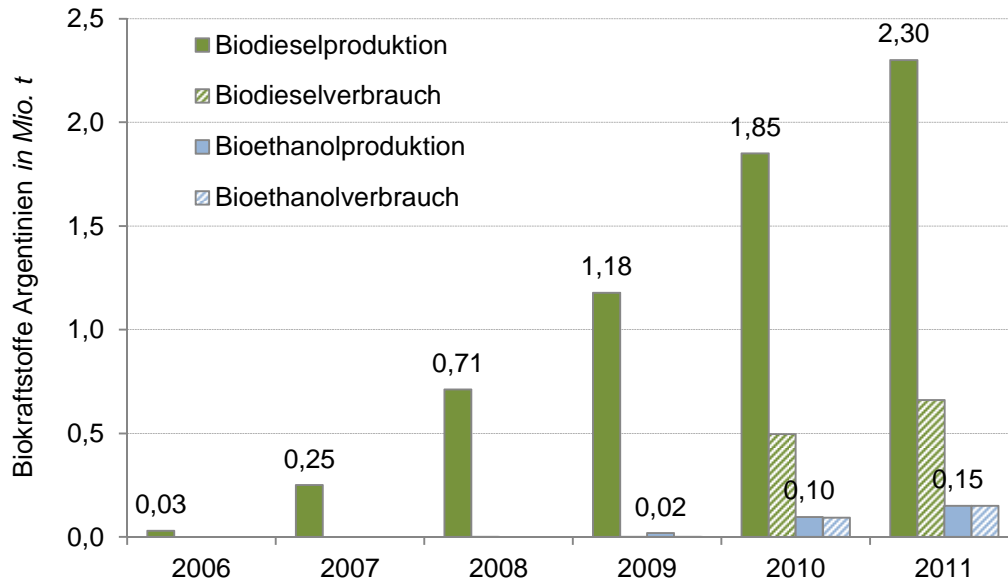


Abbildung 45 Biokraftstoffproduktion und -nutzung in Argentinien (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS; KEN, 2011))

Wichtige Akteure

Die wichtigsten Akteure in Argentinien sind die multinationalen Agrarkonzerne Bunge, Cargill und Louis Dreyfus, den Sojaanbau dominieren, 85 % der argentinischen Produktionskapazitäten für Sojaöl auf sich vereinen und gleichzeitig zu den größten Biodieselproduzenten zählen (LAMERS u. a., 2008; MATHEWS & GOLDSZTEIN, 2009; TOMEI & UPHAM, 2009). Auf der Abnehmerseite ist der halbstaatliche Mineralölkonzern Yacimientos Petroliferos Fiscales YPF, der 1998 mit dem staatlichen spanischen Mineralölkonzern Repsol zu Repsol-YPF fusionierte einer der entscheidende Akteure (LAMERS u. a., 2008).

5.7.5 Indien

Politische Rahmenbedingungen

Die indische Regierung fördert die Nutzung von Biokraftstoffen seit 2003. Gründe für die Förderung sind Importunabhängigkeit, Entwicklung des Sektors der Erneuerbaren Energien, eine Verminderung der THG-Emissionen im Verkehrsbereich sowie die Diversifizierung bei der Nutzung von Biomasse und Einkommen in ländlichen Gebieten.

Der Focus zukünftiger Biokraftstoffoptionen liegt in Indien auf Biodiesel, da Diesel den größten Anteil im Kraftstoffverbrauch hat. Für die Substitution von Diesel sollen ab 2011-2012 20 % Biodiesel, vorwiegend auf Jatrophabasis, eingesetzt werden. Dazu würden 13,38 Mio. t Biodiesel benötigt (KUMAR BISWAS u. a., 2009). Einer ersten experimentellen Phase der Etablierung von Biokraftstoffen von 2003-2007 folgte eine Phase, in der sich private Investoren verstärkt engagieren sollten. Um keine Konkurrenz zur Produktion von Nahrungsmitteln zu schaffen, sollen nicht genussfähige Pflanzenöle und tierische Fette zur

Biodieselproduktion verwendet werden. Daher steht vor allem die Kultivierung und Nutzung von *Jatropha* im Vordergrund der Forschung und Förderung. Zur Erhöhung der Rohstoffverfügbarkeit wurden von Regierungsstellen ca. 2.500 Pflanzungen zur Jungpflanzenproduktion von *Jatropha* angelegt. Der Anbau soll möglichst auf bisher nicht landwirtschaftlich genutzten Flächen stattfinden. Nach Angaben des Ministeriums für Umwelt und Wald stehen ca. 13,4 Mio. ha für den Anbau von *Jatropha* zur Verfügung. Die für das Beimischungsziel von 20 % nötige Menge Biodiesel könnte auf dieser Fläche erzeugt werden. Unter anderem sollen Flächen im staatlichen Besitz entlang von Eisenbahnlinien, Straßen und Kanälen genutzt werden. Zu den insgesamt verfügbaren Flächen machen Behörden und Forschungseinrichtungen jedoch stark abweichende Angaben. In verschiedenen Studien wird von einem Potential von 66 Mio. ha bis 130 Mio. ha degradierter Flächen ausgegangen (KUMAR u. a., 2009). Unklar ist welcher Anteil dieser Flächen von Teilen der ärmeren Bevölkerungsschichten landwirtschaftlich genutzt wird, da darüber keine verlässlichen Daten vorliegen (KUMAR BISWAS u. a., 2009).

Besteuerung bzw. Steuererleichterungen für Biodiesel sind in den Bundesstaaten unterschiedlich geregelt. Für Investitionen in Biodieselanlagen gibt es keine staatlichen Beihilfen. Es gibt jedoch steuerliche Anreize für *Jatropha*plantagen und den Anbau anderer nicht genussfähiger Ölpflanzen (SINGH, 2009).

Ein weiteres Ziel der indischen Biokraftstoffpolitik ist die Nutzung von Bioethanol. Die Nutzung einer Bioethanolbeimischung von 5 % wurde 2002 freigegeben und die Einführung einer Quote ab 2003 beschlossen. Mit Einführung der Quote sollten durch die Bioethanolproduktion zyklische Preisschwankungen der Zuckerrohrproduktion ausgeglichen werden. Eine kommerzielle Produktion und Nutzung von Bioethanol startete 2003 allerdings zunächst nur in einem Teil der indischen Bundesstaaten (6 von 29) und kam 2004 aufgrund eines Rückgangs der Zuckerproduktion zum Erliegen (POHIT u. a., 2009). Die Abgabepreise für Bioethanol werden staatlich festgesetzt. Ab 2005 gab es eine Neuauflage des Programms mit einer Beimischung von 5% Bioethanol. In 2006 wurde der Markt auf 20 der 29 Bundesstaaten ausgedehnt. Per Vertrag mit der Regierung sollten Bioethanolproduzenten ab 2006 für 3 Jahre insgesamt 1,1 Mio. t zu festgelegten Abnahmepreisen liefern. Ab 2008 sollte eine dritte Stufe des Bioethanolprogramms aufgelegt werden, der Bioethanolanteil auf 10% steigen und eine landesweite Nutzung erfolgen. Aufgrund des mangelnden Angebots von Zuckerrohr und Molasse und schlechter Ernteprognosen wurde die 3. Stufe jedoch nicht in Kraft gesetzt. Die Einfuhr von Bioethanol zur Erfüllung des Bioethanolprogramms ist nicht gestattet, da einheimische Produktionskapazitäten aufgebaut werden sollen. Zur Erhöhung der Rohstoffverfügbarkeit zur Bioethanolproduktion gibt es Forschungsansätze für Sorghum, Zuckerrüben und Süßkartoffeln (POHIT u. a., 2009).

Im Zuge der Debatte um die Gefährdung der Nahrungsmittelsicherheit durch Biokraftstoffproduktion und um den Aufbau einer einheimischen Biokraftstoffproduktion zu forcieren wurde, vom Ministerium für Erneuerbare Energien, die zukünftige nationale Biokraftstoffpolitik festgelegt:

- 20% Beimischung für Benzin und Diesel bis 2017
- Biodieselproduktion soll auf Basis nicht genussfähiger Pflanzenöle erfolgen
- Biomasseproduktion auf Öd- bzw. Marginalland oder degradierten Flächen, Verhinderung von Anbau auf guten landwirtschaftlichen Flächen
- Fokus liegt auf inländischer Erzeugung von Biomasse zur Biodieselproduktion, Ausschluss von importierter Biomasse zur Biodieselproduktion
- Export von Biokraftstoffen wird erst nach Erfüllung der Quote genehmigt

- Import von Biokraftstoffen wird nur nach Bedarf genehmigt, durch entsprechende Zölle wird Wettbewerbsfähigkeit inländisch produzierter Biokraftstoffe gewährleistet
- Mindestpreis für Bioethanol, basierend auf Produktionskosten und Importpreisen, Kopplung des Biodieselpreises an den Dieselpreis
- keine Steuern auf Biodiesel
- freier Handel von Biokraftstoffen innerhalb Indiens
- Errichtung eines nationalen Biokraftstoff Koordinations- Komitees zur Überwachung der Entwicklung der indischen Biokraftstoffproduktion und –Nutzung (GOVERNMENT OF INDIA, MINISTRY OF NEW RENEWABLE ENERGY, 2009; SINGH, 2009).

Produktionskapazitäten und Produktion

Die gegenwärtige Biodieselproduktion Indiens ist, aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von Ölpflanzen sehr gering. Der Fokus liegt auf Biokraftstoffproduktion auf Basis nicht zur Nahrungsmittelproduktion geeigneter Biomasse. Hauptsächlich werden nicht genussfähige Pflanzenöle sowie tierische Fette (z.B. Fischöl) eingesetzt. Es gibt bisher keine kommerzielle Biodieselproduktion, aber eine Reihe von Anlagen im Pilotmaßstab. In 2011 lag die Biodieselproduktion bei 0,04 Mio. t (Abbildung 46).

Um die Ziele der Beimischung von Biodiesel zu erreichen muss Indien vor allem seine Rohstoffbasis vergrößern. Die Anbaufläche für Jatropha müsste auf 13,4 Mio. ha ausgedehnt werden um das Beimischungsziel für Biodiesel zu erreichen. Es wird allerdings bezweifelt ob dieses Flächenpotential ausgenutzt werden kann. Zwar ist die Fläche theoretisch verfügbar, es wird aber davon ausgegangen, dass diese „ungenutzten“ Flächen zum großen Teil von den ärmsten Bevölkerungsschichten wirtschaftlich genutzt werden (KUMAR BISWAS u. a., 2009).

Die indische Bioethanolproduktion erfolgt auf Basis von Molasse oder Zuckerrohrsaft und ist damit direkt von der zyklischen Zuckerrohr- bzw. Zuckerproduktion abhängig. Einer Periode von 3 bis 4 Jahren mit guten Ernten folgt eine Periode von 2 bis 3 Jahren mit niedrigeren Ernten, in denen die Produktpreise entsprechend ansteigen. In Jahren mit schlechterer Ernte wird aufgrund der Preisbindung für Bioethanol als Treibstoff, der produzierte Bioethanol in den Bereich der industriellen Nutzung respektive in den Nahrungsmittelsektor verkauft. In 2009 gab es ca. 320 Destillieren mit einer Produktionskapazität von über 2,76 Mio. t/a. Davon sind 115 Destillieren in der Lage Bioethanol mit einer Produktionskapazität von 1,18 Mio. t/a zu produzieren. Die Produktionskapazitäten reichen aus um das derzeitige Beimischungsziel von 5% Bioethanol zu erreichen, jedoch nicht für die anvisierten 10 % (SINGH, 2009). In 2011 sind 330 Destillieren installiert und die Produktionskapazität wurde leicht ausgebaut. Von den in 2011 fast 2 Mio. l produzierten Bioethanol gingen etwa 50 % in den Bereich Trink-/ Genussalkohol, etwa 37 % wurden als Industrialkohol und 12 % als Kraftstoffbeimischung genutzt (AMIT, 2011).

Von den zwischen 2006-2009 vertraglich vereinbarten 1,1 Mio. t Bioethanol wurden bis April 2009 nur rund 0,42 Mio. t geliefert. Aus steuerlichen Gründen und mangelnder Verfügbarkeit von Molasse kam es in den meisten Bundesstaaten zum Erliegen des Bioethanolprogramms. Da durch gestiegene Molassepreise die Bioethanolproduzenten nicht mehr zu den festgesetzten Preisen liefern konnten (SINGH, 2009).

Gegenüber der Bioethanolproduktion in den USA und Brasilien ist die Produktion von Bioethanol in Indien nicht wettbewerbsfähig (POHIT u. a., 2009). Gründe sind neben den vergleichsweise hohen Bereitstellungskosten für Biomasse, Ineffizienz und schlechte Auslastung der Anlagen. Kostenvorteile

werden in der Biodieselproduktion auf der Basis von Jatropha gegenüber den USA und der EU gesehen (KUMAR BISWAS u. a., 2009).

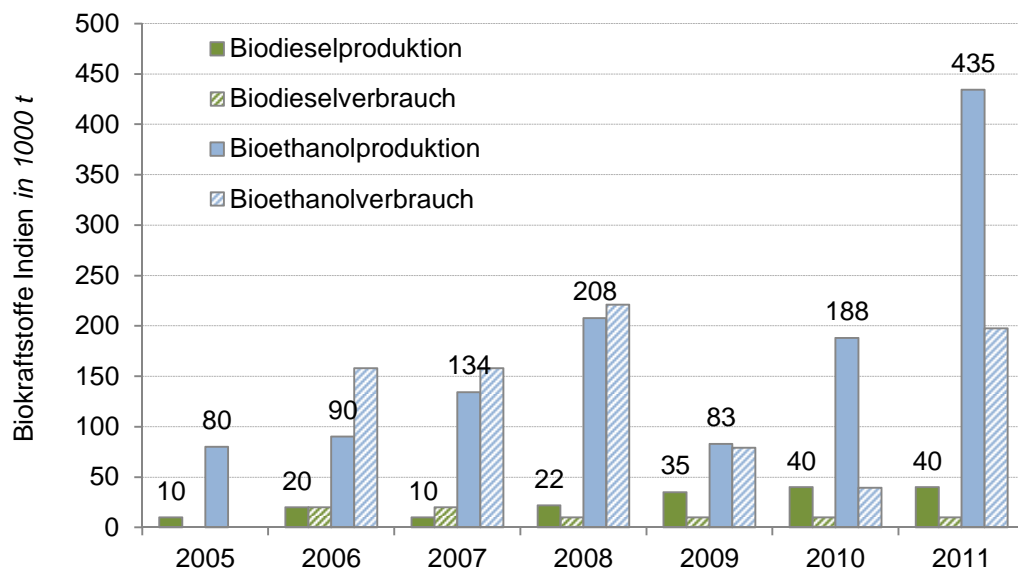


Abbildung 46 Biokraftstoffproduktion und -nutzung Indien (DBFZ auf Basis von (AMIT, 2011; F.O.LICHTS))

Wichtige Akteure

Die wichtigsten institutionellen Akteure für den indischen Biokraftstoffsektor sind nachfolgend aufgeführt:

- Ministerium für neue und erneuerbare Energien; politische Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Biokraftstoffen, Unterstützung für F&E-Vorhaben
- Ministerium für Erdöl und Gas, Vermarktung von Biokraftstoffen, Entwicklung in Implementierung der Preisbindung und Beschaffung von Biokraftstoffen
- Ministerium für Landwirtschaft, F&E-Vorhaben zur Rohstoffbereitstellung
- Ministerium für ländliche Entwicklung, Förderung von Jatrohaplantagen auf degradierten Flächen
- Ministerium für Wissenschaft und Technologie, Unterstützung F&E-Vorhaben zur Rohstoffbereitstellung, Biotechnologie.

5.7.6 Malaysia

Politische Rahmenbedingungen

Die malaysische Regierung versucht bereits seit den späten 1980ern den die genutzten Energieträger zu diversifizieren. Infolge dessen wurde auch Biomasse zunehmend als Energieträger eingesetzt und 2005 eine nationale Biokraftstoffpolitik beschlossen (LAU u. a., 2009). Durch diese Vorgaben wurde eine Beimischung von 5 % Biodiesel festgelegt. Außer der damit entstandenen heimischen Nachfrage wurde auch der europäische Biokraftstoffmarkt als stabiler Markt für Palmölbasierten Biodiesel betrachtet. Die Regierung unterstützt die Biodieselproduktion v.a. für den Export beispielsweise durch steuerliche Anreize für Investoren (HOH, 2010).

Die Umsetzung des Nationalen Biokraftstoffprogramms erfolgte in drei Schritten, i) Festlegen von Spezifikationen für Biodiesel, ii) ausgewählte staatliche Stellen sollten Versuche mit einer 3 % Beimischung von Biodiesel unternehmen während ausgewählte Tankstellen bereits B5 anbieten sollten, iii) freiwilligen Tests. Die weiteren freiwilligen Tests sollten durch den Malaysian Palm Oil Board (MPOB) überwacht werden. Gleichzeitig soll die Bevölkerung über den richtigen Einsatz von Biodiesel geschult werden. Langfristig sollen Autohersteller dazu bewegt werden ihre Garantien für den Einsatz von B5 auszuweiten. Eine allgemeine 5 % Quote für Biodiesel sollte 2009 in Kraft treten (ABDULLAH u. a., 2009; LAU u. a., 2009).

Produktionskapazitäten und Produktion

Derzeit gibt es in Malaysia 28 Anlagen zur Biodieselproduktion (HOH, 2011). Als Rohstoffbasis kommt ausschließlich Palmöl zum Einsatz. Die Verwendung von Jatropha wird in Betracht gezogen, jedoch aufgrund mangelnder Marktverfügbarkeit bisher nicht genutzt. Die Produktionskapazitäten für Biodiesel waren 2009 nur zu 10 % ausgelastet (F.O.LICHTS). Nach einem weiteren Kapazitätszubau standen in 2011 die Biodieselanlagen weitestgehend still. Aufgrund der in 2010 stark gestiegenen Weltmarktpreise für Pflanzenöle und der demnach hohen Rohstoffkosten arbeiteten lediglich wenige Anlagen sporadisch. Vor diesem Hintergrund werden auch die Bemühungen der Regierung Jatropha basierten Biodiesel zu implementieren wieder verstärkt, weshalb entsprechende nationale Gremien mit F&E Themen zu Züchtung, Kultivierung und Verarbeitung von Jatropha beauftragt sind (HOH, 2011).

Bei der Herstellung von Palmöl fallen große Mengen Biomasse an, die auf verschiedene Weise energetisch genutzt werden können. Eine mögliche Option ist die Herstellung von Bioethanol. Aufgrund technologischer Schwierigkeiten ist die Produktion von Bioethanol aus dieser Biomasse in Malaysia bisher nicht relevant (HOH, 2009). Es gibt allerdings Vorhaben zur Bioethanolproduktion auf Ölpalmenbasis durch die Firma Mitsui Engineering & Shipbuilding Co. Ltd. (MES) aus Japan (SHUIT u. a., 2009). Für dieses Vorhaben wurde 2010 ein Abkommen zum Bau mehrerer Anlagen mit der dänischen Firma Inbicon geschlossen, die sich mit Technologien zur Herstellung von Zellulose-Bioethanol beschäftigt, geschlossen (INBICON, 2010).

Wichtige Akteure

Auf institutioneller Ebene ist das Ministerium für Plantagenwirtschaft und Wirtschaftsgüter ein wichtiger Akteur, da die Vergabe von Lizenzen zur Biodieselproduktion über dieses Ministerium erfolgt. Auf Seite der Produzenten ist Wilmar International mit Produktionskapazitäten von 1 Mio. t/a Biodiesel einer der wichtigsten Akteure (HOH, 2009).

5.7.7 China

Politische Rahmenbedingungen

Die Entwicklung der Biokraftstoffproduktion in China erfolgte in 3 Phasen. Vor 2002 wurden die für China relevanten Technologien erforscht und entwickelt, gefolgt von Demonstrationsvorhaben. Im Jahr 2001 wurden Standards für die Nutzung von E10 verabschiedet. In der zweiten Phase wurden, entsprechend dem zehnten Fünfjahresplan der Nationalen Entwicklungs- und Reform Kommission, 4 Bioethanolanlagen errichtet. Mit Hilfe der Bioethanolproduktion sollten unter anderem alte Lagerbestände von Mais aus vergangenen Jahren mit Rekorderten abgebaut werden (YANG u. a., 2009). In China gibt es keine für das ganze Land gültige Biokraftstoffquote. Stattdessen soll Bioethanol in den (angrenzenden) Provinzen der

Produktionsstandorte genutzt werden. So erfolgt die Nutzung in 27 Städten in neun Provinzen als Beimischung zu Ottokraftstoff für Fahrzeuge des öffentlichen Nahverkehrs.

In der dritten Phase der Biokraftstoffentwicklung wurde, ab 2006, der Ausbau der Bioethanolproduktion auf Getreidebasis reglementiert. Zum einen ist seitdem die Genehmigung der staatlichen Investitionsverwaltung und der Finanzabteilung für die Errichtung weiterer Anlagen notwendig. Zum anderen wurde ein Stopp für alle neuen Bioethanolprojekte auf Getreidebasis verhängt. Grund war der starke Preisanstieg für Nahrungsmittel in 2007. Da China bezogen auf seine Bevölkerungszahl über relativ wenig landwirtschaftlich nutzbare Fläche verfügt und dazu in einigen Provinzen Wasserknappheit herrscht, ist die Nahrungsmittelsicherheit für die eigene Bevölkerung oberste Priorität der Regierung.

Im Jahr 2007 wurde der mittel- und langfristige Entwicklungsplan für Erneuerbare Energie in China mit Zielen für die Jahre 2010 und 2020 veröffentlicht. Nach den Zielvorgaben sollen in diesem Jahr (2010) bereits 2,0 Mio. t Bioethanol und 0,2 Mio. t Biodiesel und bis 2020 10,0 Mio. t Bioethanol und 2 Mio. t Biodiesel produziert und beigemischt werden (WU u. a.). Mit diesen Zielvorgaben werden im Jahr 2020 ca. 15 % des voraussichtlichen Verbrauchs von Kraftstoffen im Verkehrssektor substituiert (NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION, 2007),(YANG u. a., 2009). Die Zielvorgaben für 2020 folgen jedoch konservativen Annahmen, da sie zum Zeitpunkt hoher Agrarpreise festgelegt wurden. Weiterhin wurde in dieser Phase die Exportsubventionierung für Bioethanol abgeschafft (2007), seitdem wird Bioethanol nur noch im Nahrungsmittelbereich exportiert. Ein Import lohnt aufgrund der verhältnismäßig günstigen chinesischen Kostenstrukturen nicht (BECKMAN & JUNYANG, 2009).

Aufgrund der Debatten um den Einfluss der Bioenergie auf den Anstieg der Nahrungsmittelpreise in 2007 und 2008 und der relativ schlechten Verfügbarkeit von fruchtbaren Ackerflächen in China, sehen die politischen Vorgaben des Staates vor, keine guten landwirtschaftlichen Flächen zur Biomasseproduktion für Biokraftstoffe zu nutzen. Zukünftig soll die Biomasse vor allem auf marginalen und weniger fruchtbaren Standorten bereitgestellt werden. Bevorzugte Rohstoffe sind Maniok, Süßkartoffeln und Zuckerhirse. Die Nutzung von Maniok weist dabei in China mehrere Vorteile auf. Maniok lässt sich auch auf vergleichsweise schlechten Standorten kultivieren und wird in China nicht als Lebensmittel genutzt. Daher bestehen diesbezüglich keine ethischen Bedenken. Aufgrund geringer Erträge auf den zu nutzenden Flächen ist eine großtechnische Bioethanolproduktion auf dieser Basis jedoch schwierig, kann sich aber durch teilweise günstige (zollfreie) Importe lohnen.

Bis auf die Vorgaben des Mittel- und langfristigen Entwicklungsplans für Erneuerbare Energien in China bestehen für Biodiesel keine weiteren staatlichen Förderprogramme auf nationaler- oder Provinzebene. Da China der größte Nettoimporteur für pflanzliche Öle ist, wird in naher Zukunft keine politische Unterstützung von größeren Produktionsanlagen für Biodiesel erwartet. Außerdem ist Biodiesel zusätzlich gegenüber Bioethanol mit Verbrauchssteuer von 5 % belegt (BECKMAN & JUNYANG, 2009).

Besondere Herausforderungen für die Nutzung von Biokraftstoffen sind die vom Weltmarkt entkoppelten staatlich festgelegten und subventionierten Kraftstoffpreise. Eine Wettbewerbsfähigkeit für Biokraftstoffe ist somit nur mit staatlicher Unterstützung zu gewährleisten. Um die Verluste der Bioethanolproduzenten unter diesen Bedingungen zu begrenzen wird die Produktion in China subventioniert.

Produktionskapazitäten und Produktion

Die chinesische Biokraftstoffindustrie hat eine starke Ausrichtung auf Bioethanol. Die Bioethanolproduktion auf kommerziellem Niveau begann 2004 und wurde anschließend schnell ausgebaut. In 2009 wurden 1,62 Mio. t Bioethanol und ca. 0,17 Mio. t Biodiesel produziert (Abbildung 47).

Bisher bestehen fünf großtechnische Anlagen zur Bioethanolproduktion in China, von denen 4 Anlagen Lagergetreide als Rohstoff einsetzen. Rohstoffbasis dieser Bioethanolanlagen ist schätzungsweise zu 80 % maisbasiert und zu 20 % Weizen bzw. Reis. Mit Abbau der Lagerbestände wird in den Anlagen Mais aus neueren Ernten verwendet. Eine weitere Großanlage mit einer Produktionskapazität von 120.000 t/a produziert Bioethanol ausschließlich auf Basis von Cassava (Maniok) (YANG u. a., 2009). Bei der Bioethanolproduktion kann in China grundsätzlich auf ein weit diversifiziertes Rohstoffportfolio zurückgegriffen werden. Da China aufgrund seiner Fläche mehrere Klimazonen umfasst können hier Mais, Maniok, Zuckerrohr, Zuckerrüben und Süßkartoffeln zum Einsatz kommen. Bisher wird Maniok jedoch nicht in größerem Umfang angebaut, kann aber zu teilweise günstigen Preisen importiert werden. Die Bioethanolanlagen gehören alle zu staatlichen Unternehmen. Dazu kommen noch mehrere kleinere Anlagen im privaten Besitz.

Eine Produktion von Biodiesel erfolgt schon länger, allerdings ist die durchschnittliche Anlagengröße geringer. Für den chinesischen Biodieselsektor ist die Datenverfügbarkeit schlecht, Schätzungen gehen von weniger als 10 Biodieselanlagen aus (YANG u. a., 2009). Bekannt sind 4 größere Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 0,84 Mio. t/a (BECKMAN & JUNYANG, 2009). Da China Nettoimporteur von pflanzlichen Ölen ist, besteht eine Knappheit für Rohstoffe zur Biodieselproduktion. Hauptsächlich kommen hier Altspeiseöle zum Einsatz. Die Sammlung der Altspeiseöle erschwert die Biodieselproduktion im industriellen Maßstab. Aufgrund der schlechten Rohstoffverfügbarkeit laufen die Produktionsanlagen meist nur wenige Monate im Jahr. Die potentielle Biodieselproduktion auf Basis von Altspeiseölen beläuft maximal 2 Mio. t/a (WU u. a.). Ein nationaler Standard zur einheitlichen Normung von Biodiesel besteht bisher nicht. Aufgrund unzureichender Standards und schwankender Qualität, bedingt durch die Verwendung von Altspeiseöl, konnte sich eine Breite Verwendung von Biodiesel bisher nicht etablieren.

Für die Erforschung zukünftiger Biokraftstoffoptionen besteht eine Anzahl von Versuchs- und Demonstrationsanlagen. So sind mehrere Demonstrationsanlagen für Biodiesel auf Jatrophabasis im Bau. Außerdem gibt es von Universitäten betriebene Versuchsanlagen für Bioethanol auf Zellulosebasis mit einer Kapazität von 3.000 t/a respektive 600 t/a und eine Versuchsanlage für Bioethanol auf Zuckerhirsebasis mit einer Kapazität von 5.000 t/a. In der Anhui-Provinz wird eine Forschungsanlage zur Produktion von Pyrolyseöl mit einer Kapazität von 2000 t/a gebaut. Weitere Forschungsanlagen mit einer Kapazität von ca. 1000 t/a bestehen für Dimethylether (DME). Der Einsatz von DME wird aufgrund einer bereits etablierten Nutzung von Flüssiggas (LPG) als zukünftig viel versprechende Biokraftstoffoption für China angesehen. Ein weiterer Vorteil der Nutzung von DME ist die Möglichkeit das in China breit gefächerte Rohstoffportfolio für einen Biokraftstoffpfad zu nutzen (WU u. a.).

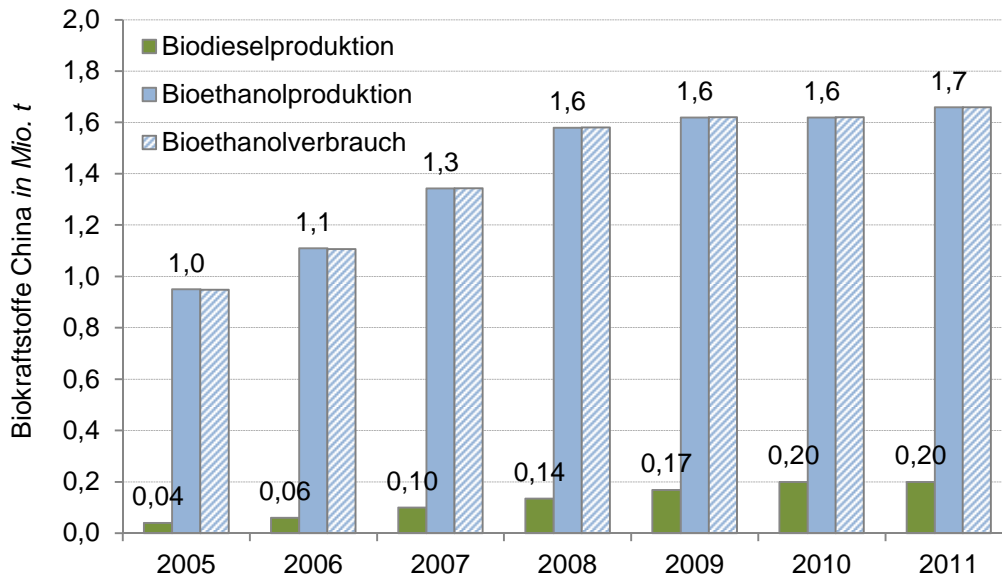


Abbildung 47 Biokraftstoffproduktion und -nutzung China (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

Wichtige Akteure

Die National Development and Reform Commission (NDRC) reguliert die Produktion und den Konsum von Biokraftstoffen und entscheidet über industrielle Zusammenarbeit im Biokraftstoffsektor. Die 5 größeren Bioethanolproduzenten befinden sich alle im staatlichen Besitz. Die zwei großen chinesischen Ölfirmen China National Petroleum Corporation (CNPC) und China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) werden als wichtige Partner der Bioethanolproduzenten angesehen um Biokraftstoffe zu etablieren. Allerdings hat Sinopec aufgrund einer Partnerschaft mit der Kohleindustrie auch starkes Interesse an der Nutzung von CTL (coal to liquid) (CHEW CHONG SIANG, 2007).

5.7.8 Südafrika

Rechtliche Rahmenbedingungen

Das südafrikanische Kabinett beschloss 2007 eine Biokraftstoffstrategie. Vorrangig sollten mit dieser Strategie Armutsbekämpfung, ländliche Entwicklung und Arbeitsbeschaffung für die Bevölkerung gefördert werden. Ziel war in einer Pilotphase im Zeitraum von 2008 bis 2013 gut 2 % der Kraftstoffe durch Biokraftstoffe zu ersetzen. Dies hätte einer Menge von ca. 400 Mio. l/a entsprochen. Vor 2011 wird jedoch, aufgrund fehlender Produktionskapazitäten, keine Beimischung von Biokraftstoffen erwartet (DEPARTMENT MINERALS AND ENERGY REPUBLIC OF SOUTH AFRICA, 2007; ESTERHUIZEN, 2009; PRIOR, BERNARD A., ZYL, EMILE VAN, 2009).

Produktionskapazitäten und Produktion

Als Rohstoffbasis für die Bioethanolproduktion sollen in Südafrika Zuckerrohr und Zuckerrüben dienen. Mais ist aufgrund von Befürchtungen um die Nahrungsmittelsicherheit ausgeschlossen (ESTERHUIZEN, 2009). Der Ausschluss von Mais als Rohstoffbasis wurde seitens der Agrarwirtschaft kritisiert, da die bisherige Nachfrage im Nahrungsmittelsektor gedeckt werden kann und die Produktionsmengen theoretisch ausgeweitet werden könnten. Anlagen zur Produktion von Bioethanol auf Zuckerrohrbasis bestehen derzeit nicht. Ein großflächiger Anbau von Zuckerrüben zur Bioethanolproduktion ist aufgrund ökonomischer

Risiken für die Farmer zurzeit ebenfalls noch nicht abzusehen. Zur Biodieselproduktion soll Soja-, Raps- und Sonnenblumenöl verwendet werden. Bisher gibt es in Südafrika keine großtechnische Biokraftstoffproduktion. In kleinem Maßstab produzieren ca. 200 Hersteller Biodiesel aus Altspeiseölen. Statistiken über die Höhe der Produktionsmengen sind derzeit nicht verfügbar (DEPARTMENT MINERALS AND ENERGY REPUBLIC OF SOUTH AFRICA, 2007; ESTERHUIZEN, 2009; PRIOR, BERNARD A., ZYL, EMILE VAN, 2009).

5.7.9 Thailand

Rechtliche Rahmenbedingungen

Ziel der thailändischen Regierung ist ein Biokraftstoffanteil von 3 % bis 2011. Aufbauend auf dem ersten Plan zur Entwicklung alternativer Energien (2004-2011) und dem zweiten Plan zur Entwicklung alternativer Energien (2008-2022) wurden die politischen Rahmenbedingungen zur Förderung der Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen gesetzt.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biodiesel wurden 2005 durch die Strategie zur Entwicklung und Förderung von Biodiesel und die *National Energy Policy Council Resolution* (2007) gesetzt. Diese sehen vor:

- Beimischungsverpflichtung von 2 % Biodiesel bis 2011
- Ab 2011 Substitution von 5 % des gesamten Dieserverbrauchs durch Biodiesel bis 2012, Anstieg des Bedarfs durch Quote: ca. 0,97 Mio. t/a
- Ab 2012 Einführung von B10

Die Nutzung von Bioethanol wurde durch den *Gasohol Strategic Plan* (2007) festgelegt. Erweitert wurden die Bestimmungen durch den Plan zur Entwicklung alternativer Energien (2009). Wesentliche Punkte waren:

- Erhöhung der Versorgungssicherheit
- Ersatz von MTBE in Ottokraftstoffen durch Beimischung von Bioethanol
- Erhöhung der Bioethanolproduktion auf 0,69 Mio t/a bis 2011 und auf 2,59 Mio. t/a bis 2022
- Festlegung der Normen für Gasohol 95

Mit dem Plan zur Entwicklung alternativer Energien sollen außerdem Technologien für Biokraftstoffe der 2. Generation und die Wertschöpfung von Nebenprodukten der bereits etablierten Biokraftstoffproduktion gefördert werden. Langfristig (2017-2022) soll die Produktion von lignozellulosebasiertem Bioethanol gefördert werden. Eine weitere Förderung der Biokraftstoffziele erfolgt durch das Ministerium für Energy und der Bank für Landwirtschaft und Kooperation durch finanzielle Anreize für Investitionen in Plantagen zur Rohstoffbereitstellung für die Biokraftstoffproduktion. Darüber hinaus werden Investitionen in die Biokraftstoffproduktion gefördert. Für die Erarbeitung von Gesetzen, Monitoring, Förderung von Biokraftstoffen und die Festlegung von Zielen für die Biokraftstoffproduktion ist das nationale Komitee für Biokraftstoffentwicklung und Förderung zuständig (CHANTANAKOME, WEERAWAT ET AL., 2009; MINISTRY OF ENERGY THAILAND, 2009; PREECHAJARN & PRASERTSI, 2010; PREECHAJARN & PRASERTSRI, 2009).

Der zweite Plan zur Entwicklung alternativer Energien wurde 2012 von einem neuen Zehnjahresplan (2012-2022) abgelöst. Demnach sollen in 2021 unverändert 9 Mio. l/Tag Bioethanol sowie 5,97 Mio. l/Tag Biodiesel (vorher 4,5) eingesetzt werden. (PREECHAJARN & PRASERTSRI, 2012)

Produktionskapazitäten und Produktion

Als Rohstoffbasis für die Bioethanolproduktion dient bisher vor allem Melasse aus der Zuckerproduktion auf Basis von Zuckerrohr. Durch hohe Verfügbarkeit und verhältnismäßig günstige Kosten wird zunehmend Cassava/Maniok zur Bioethanolproduktion verwendet. Bis 2011 wird für Cassava ein Anteil von 50 % an der Bioethanolproduktion erwartet (ASIAN DEVELOPMENT BANK, 2009; PREECHAJARN & PRASERTSI, 2010)

Für die thailändische Biodieselproduktion wird hauptsächlich Palmöl und in kleinem Maßstab Jatropaöl als Rohstoff genutzt. Die geplante Ausweitung von Palmölplantagen wurde durch höhere ökonomische Attraktivität der Kautschukproduktion verlangsamt (PREECHAJARN & PRASERTSRI, 2009). Die Rohstoffversorgung der thailändischen Biokraftstoffindustrie wird insgesamt als stabil angesehen.

Bioethanol wird derzeit in ca. 11 Anlagen produziert. Außerdem wurden 36 weitere Bioethanolanlagen genehmigt. Die Anlagenanzahl erhöht sich bis 2011 voraussichtlich nur auf 23 Anlagen. Die Produktionskapazität für Bioethanol liegt bei ca. 0,49 Mio. t/a und wird bis 2011 auf ca. 1,3 Mio. t/a ansteigen. Biodiesel wird in 14 Anlagen mit einer maximalen Produktionskapazität von ca. 1,74 Mio. t/a hergestellt (PREECHAJARN & PRASERTSI, 2010). Im Jahr 2011 betrug die Biodieselproduktion in Thailand 0,55 Mio. t und die Bioethanolproduktion 0,41 Mio. t (siehe Abbildung 48).

Den Zehnjahreszielen stehen in 2012 ein Verbrauch von 1,1 Mio. l Bioethanol pro Tag sowie eine Produktionskapazität von etwa 3 Mio. l/Tag Bioethanol bzw. 1,62 Mio. l/Tag Biodiesel gegenüber. Die Kapazitäten der Biodieselproduktion wurden in 2008 zu etwa 50 %, in 2010 und 2011 nur noch zu etwa einem Drittel ausgenutzt. Die Bioethanolanlagen sind im Schnitt besser ausgelastet und liegen in 2011 bei etwa 50 %. Seit 2009 werden die Produktionskapazitäten für Biodiesel nicht weiter ausgebaut. (PREECHAJARN & PRASERTSRI, 2012)

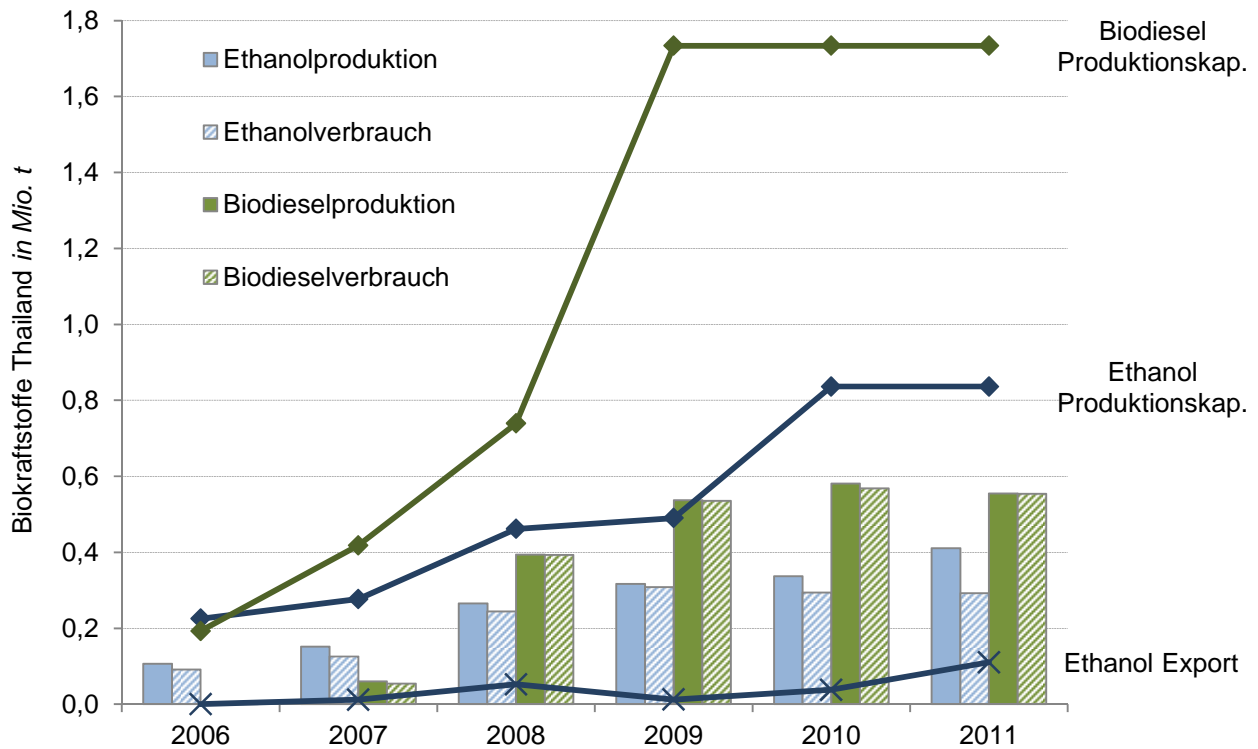


Abbildung 48 Biokraftstoffsektor Thailand (DBFZ auf Basis von (PREEHAJARN & PRASERTSRI, 2012))

5.7.10 Kolumbien

Rechtliche Rahmenbedingungen

Durch das Gesetz Nr. 693 aus dem Jahr 2001 gab es bereits seit 2005 in Kolumbien eine Beimischungsverpflichtung von 10 % Bioethanol in Städten mit mehr als 500.000 Einwohnern. Im Jahr 2004 wurde durch das Gesetz 939 das Ministerium für Energie ermächtigt weitere Rahmenbedingungen zur Etablierung von Biokraftstoffen zu schaffen. Dem Ministerium für Landwirtschaft wurde die Verantwortung übertragen die Bereitstellung von Agrarrohstoffen zur Biokraftstoffproduktion zu fördern. In Kolumbien gilt seit 2010 eine Beimischungsverpflichtung von 10 % Bioethanol und 5 % Biodiesel. In 2010 soll die Quote für Biodiesel auf 10 % steigen. Ab 2012 werden außerdem, durch die Anordnung 1135, Fahrzeuge mit weniger als 2000 cm³ nur noch als Flex-Fuel-Vehicles zugelassen. Mit dieser Maßnahme soll der Absatz von Bioethanol als Kraftstoff gefördert werden. Weiterhin werden Steuernachlässe für die Bereitstellung von Agrarrohstoffen gewährt (PINZON, 2009).

Produktionskapazitäten und Produktion

In Kolumbien gab es in 2011 6 Anlagen zur Biodieselproduktion mit einer Gesamtkapazität von ca. 0,5 Mio. t/a, die mit einer Jahresproduktion von etwa 0,47 Mio. t in 2011 gut ausgelastet sind. Mit einer siebenten Anlage wird die Kapazität 2012 auf 0,6 Mio. t erhöht. In weiteren 6 Anlagen wird Bioethanol mit einer jährlichen Produktionskapazität von 0,36 Mio. t/a hergestellt. Mit einer Jahresproduktion von 0,24 Mio. t im Jahr 2011 liegt die Auslastung bei etwa 65 %. (PINZON, 2011)

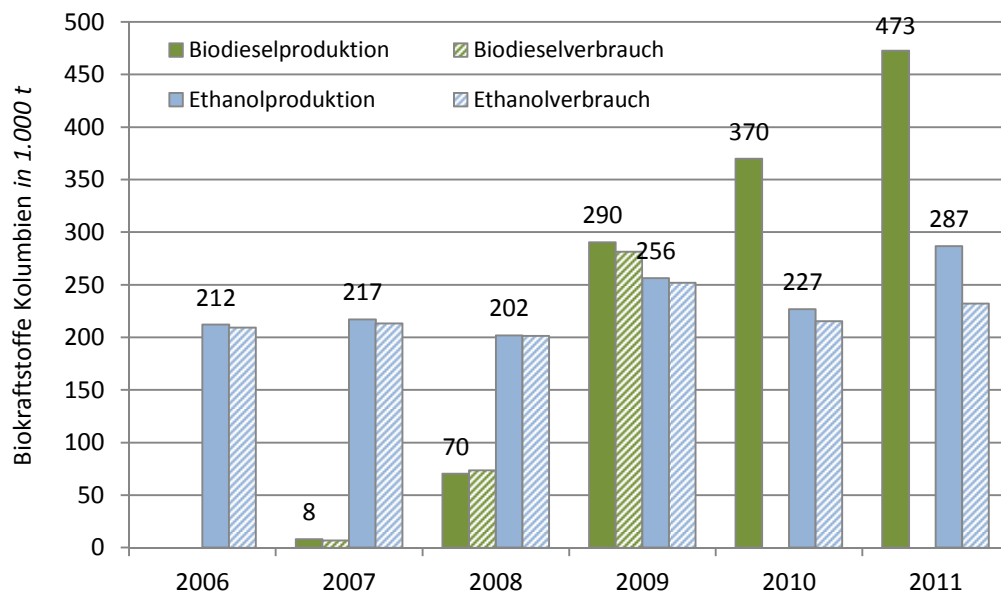


Abbildung 49 Biokraftstoffsektor Kolumbien (DBFZ auf Basis (F.O.LICHTS; PINZON, 2011))

Die angestrebte Quote von 10 % Biodieselbeimischung in 2010 wird aufgrund der geringen Jahresproduktion nicht erreicht und liegt derzeit bei etwa 6 %, Bioethanol erreicht einen Anteil von 9 %. Derzeit werden Biokraftstoffe von Kolumbien weder importiert noch exportiert, mittelfristig soll eventuell Palmöl basierter Biodiesel exportiert werden. Rohstoffbasis für kolumbianischen Biodiesel ist Palmöl. Bioethanol wird hauptsächlich aus Melasse aus der Zuckerproduktion auf Zuckerrohrbasis hergestellt. Alternative Ansätze für die Rohstoffbasis konnten sich bisher nicht durchsetzen, lediglich Maniok wird seit 2010 in äußerst geringen Mengen eingesetzt (PINZON, 2011).

5.7.11 Indonesien

Rechtliche Rahmenbedingungen

Durch die *Presidential Regulation No. 5/2006* und die *Regulation No. 32/2008* des indonesischen Ministeriums für Energie und mineralische Ressourcen wurde eine ansteigende Biokraftstoffquote für Biodiesel und Bioethanol festgelegt. Bei der Quotenverpflichtung wird nach Sektoren öffentlicher-, privater Verkehr und Wirtschaftsunternehmen unterschieden. Die Quoten für Biodiesel und Bioethanol und reines Pflanzenöl sind nachfolgend in Tabelle 12, Tabelle 13 und Tabelle 14 aufgeführt.

Tabelle 12 Mindestbeimischungsverpflichtung für Biodiesel in Indonesien (BROMOKUSUMO, 2009)

Sektor	2009	2010	2015	2020	2025
Öffentlicher Verkehr	1 %	2,5 %	5 %	10 %	20 %
Privater Verkehr	1 %	3 %	7 %	10 %	20 %
Industrie	2,5 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Kraftwerke	0,25 %	1 %	10 %	15 %	20 %

Tabelle 13 Mindestbeimischungsverpflichtung für Bioethanol in Indonesien (Bromokusumo, 2009)

Sektor	2009	2010	2015	2020	2025
Öffentlicher Verkehr	1 %	3 %	5 %	10 %	15 %
Privater Verkehr	5 %	7 %	10 %	12 %	15 %
Industrie	5 %	7 %	10 %	12 %	15 %
Kraftwerke	-	-	-	-	-

Tabelle 14 Mindestbeimischungsverpflichtung für Pflanzenöl in Indonesien (Bromokusumo, 2009)

Sektor	2009	2010	2015	2020	2025
Industrie und Verkehr ¹	-	1 %	3 %	5 %	10 %
Kraftwerke	0,25 %	1 %	5 %	7 %	10 %

In Indonesien beziehen sich die Biokraftstoffziele bis auf den Flugsektor auf alle Sektoren, in denen flüssige Energieträger eingesetzt werden.

Produktionskapazitäten und Produktion

Die Rohstoffbasis für die Produktion von Biodiesel in Indonesien ist ausschließlich Palmöl, für die Produktion von Bioethanol ist es Melasse aus der Zuckerproduktion auf Zuckerrohrbasis. Die Produktionskapazitäten für Biodiesel liegen bei ca. 3,5 Mio. t/a in 22 Anlagen und für Bioethanol bei 0,21 Mio. t/a in 5 Anlagen. In beiden Fällen werden die Produktionskapazitäten nur zu einem Bruchteil ausgelastet. Dies verdeutlichen die in Abbildung 50 dargestellten Produktions- und Verbrauchsmengen. Zwar ist eine Steigerung erkennbar, so wurden in 2011 etwa 570.000 t Biodiesel produziert, dennoch liegt die derzeitige Auslastung bei lediglich 17 %. Grund hierfür ist unter anderem der hohe Weltmarktpreis für Palmöl. Seit 2010 ist die ohnehin niedrige Bioethanolproduktion bei null, da sich das Ministerium für Energie und Bodenschätze und die Bioethanolproduzenten uneinig sind bei der Formulierung eines Preisindex. (SLETTE & WIYONO, 2011)

¹ Inkl. Schifffahrt

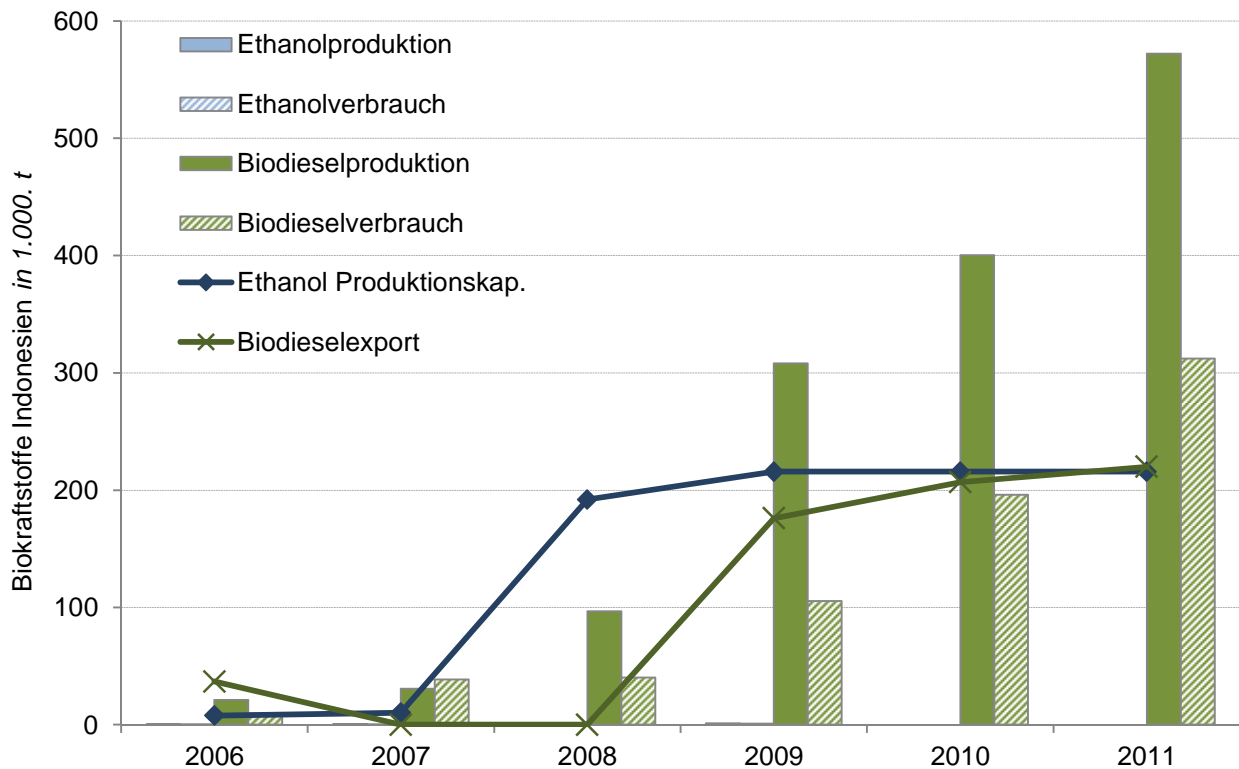


Abbildung 50 Biokraftstoffsektor Indonesien (DBFZ auf Basis (SLETTE & WIYONO, 2011))

6 Innovative Rohstoffe und Technologien entlang der Biokraftstoffbereitstellungskette

6.1 Biokraftstoffe auf Basis innovativer Rohstoffe

Die Nutzung fruchtbarer Flächen für die Bereitstellung von Agrarrohstoffen für die Biokraftstoffproduktion hat Diskussionen zur Folge, da infolge von Landnutzungsänderungen Konkurrenzen zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion auftreten können. Um diesen Auswirkungen der weltweit verstärkten Biokraftstoffnutzung entgegen zu wirken, werden alternative Wege der Biomassebereitstellung untersucht.

Lignocellulose

Vor dem Hintergrund einer wachsenden Nachfrage nach Biomasse als Nahrungs- und Futtermittel sowie als Rohstoff für die stoffliche und energetische Nutzung, werden Verfahren und Produkte zunehmend interessant, die Rohstoffe ohne oder mit bisher verminderter Nutzungskonkurrenz einsetzen. Zu diesen zählen vor allem Lignocellulosebasierte Biokraftstoffe. Beim Einsatz von Stroh sind v.a. Konzepte zur Produktion von Lignocelluloseethanol (siehe 1.4 Bioethanol bzw. 5.7.1 Länderanalyse USA) und Biomethan via Biogas (siehe 1.5 Biomethan) vergleichsweise nah an der Marktreife. Die Bereitstellung von z.B. Biomethan durch die Vergasung von Holz und die anschließende Kraftstoffsynthese ist ebenfalls ein Konzept, das in Form von Pilot- und Demonstrationsanlagen weiterentwickelt wird.

Algen

Ein vielversprechender Ansatz ist die Nutzung von aquatischer Biomasse in Form von Algen. Die Wachstumsrate von Algen ist bis zu 10-mal höher als die auf dem Land wachsender Pflanzen (CHRISTI, 2007). Einige Algenarten enthalten bis zu 55 % Lipide. Diese bestehen bei vielen Algenarten zu einem Teil aus Triglyceriden und weisen damit ähnliche Eigenschaften wie Pflanzenöle auf. Die in den Algen enthaltenen Öle können mit bereits etablierter und weltweit verfügbarer Technologie zu Biodiesel verarbeitet werden. Bio-chemische oder thermo-chemische Konversionsrouten zur Biokraftstoffgewinnung sind ebenso möglich (KRÖGER & MÜLLER-LANGER, 2009). Forschungsbedarf besteht sowohl bei der eigentlichen Produktion von Algen, bisher ist es nicht gelungen Algen effizient und kostengünstig in relevanten Mengen für den Biokraftstoffmarkt zu produzieren, als auch bei der Ernte bzw. Extraktion der Algen aus dem Algenmedium respektive der relevanten Stoffe (z. B. Öl) aus den Algen. Sowohl international als auch in Deutschland werden derzeit in vielen Forschungsprojekten die Produktion von Algen und die stoffliche als auch energetische Nutzung weiterentwickelt.

Aufgrund der aktuell niedrigen Produktionskapazitäten von ca. 5.000 t/a (Trockenmasse) Algen weltweit (WIJFFELS & BARBOSA, 2010) und damit einhergehenden hohen Biomassepreisen von 15 bis über 500 €/kg ist ein Durchbruch bei der Nutzung von Algen als Energieträger erst langfristig zu erwarten.

6.2 Biokraftstoffe auf Basis innovativer Technologien

Neben den schon aufgeführten thermo-chemischen Verfahren gibt es noch die Verfahrensgruppe der hydrothermalen Biomasseaufbereitung. Abhängig von Reaktionstemperatur und verwendeter Art des Katalysators ist ein festes, flüssiges oder gasförmiges Produkt erzielbar. Vorteil der Verfahrensgruppe allgemein ist die Tatsache, dass Wasser das Reaktionsmedium ist. Dies ermöglicht den Einsatz von feuchter Biomasse ohne eine vorherige Trocknung. Der Einsatz von bisher nicht genutzten Biomassen wie z.B. Grünschnitt, Makroalgen etc. wird damit ermöglicht.

Die hydrothermale Karbonisierung (HTC) führt zu einem meist Braunkohle ähnlichem Produkt und kann über einen BtL-Prozess zu Kraftstoffen synthetisiert werden. Die Karbonisierung findet bei Temperaturen bis 220 °C und Drücken bis 10 MPa statt (Glasner u. a.). Die hydrothermale Carbonisierung (HTC) eröffnet eine verfahrenstechnisch praktikable Möglichkeit, um aus einer Vielzahl von organischen Rest- und Abfallstoffen wertvollere Produkte zu erzeugen. Diese können Humus oder eine Art Biokohle sein, die als lagerfähiger und leicht zu transportierender Brennstoff oder evtl. als Bodenverbesserer genutzt werden kann. Darüber hinaus können spezialisierte, nanostrukturierte Materialien hergestellt werden. Im Gegensatz zu anderen Prozessen der Biomasseumwandlung sind die Anforderungen an den Rohstoff relativ gering. Besonders für feuchte Biomasse mit geringen Anteilen an reinen Wertstoffen wie Pflanzenöl, Stärke oder Zucker bietet sich die HTC an. (Glasner u. a.). Im Vergleich dazu erfolgt die hydrothermale Verflüssigung (HTL) bei Temperaturen bis 370 °C und 25 MPa (Toor u. a., 2011), also noch unterhalb des kritischen Punktes von Wasser. Als Produkt entstehen flüssige Kohlenwasserstoffe, welche durch eine weiterführende Aufbereitung, wie z. B. eine Hydrierung, zu kraftstoffartigen Flüssigkeiten veredelt werden können. Daneben besteht noch die Möglichkeit der hydrothermalen Vergasung, welche sowohl katalytisch im unterkritischen Bereich als auch nicht katalytisch im überkritischen Bereich, bei bis zu 700 °C erfolgen kann (Kruse, 2009). Das Produkt ist ein Synthesegas, hauptsächlich bestehend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Dieses Synthesegas wäre damit wiederum für den Einsatz in einem Kraftstoffsyntheseprozess (z. B. Fischer-Tropsch-Verfahren) geeignet.

Im Vergleich zu den in den Steckbriefen aufgeführten thermo-chemischen Verfahren ist der Entwicklungsstand vor allem der Verflüssigung und der Vergasung noch nicht weit fortgeschritten.

7 Kosten und Wirtschaftlichkeit 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 Gesteungskosten untersucht. Diese auf realen Anlagendaten basierende Querschnittsanalyse marktrelevanter Biokraftstoffe deckt dabei sowohl dezentrale als auch zentrale Konzepte auf Basis unterschiedlicher Roh- und Reststoffe ab.

7.1 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 sechs Konzepte auf Basis realistischer Rahmenbedingungen, die jedoch standortspezifisch stark variieren können, analysiert. Die untersuchten Konzepte der verschiedenen Biokraftstoffpfade sind in Tabelle 15 kurz charakterisiert.

Tabelle 15 Parameter ausgewählter modellhafter Anlagenkonzepte zur Biokraftstoffbereitstellung (DBFZ Datenbank unter Einbindung von (NIKANDER, 2008; SENN & LUCÀ, 2002; SPRENGER, 2009; THRÄN u. a., 2010))

Konzept	Anlagenleistung/ -kapazität	Rohstoff	Rohstoffbedarf (t/a)	Koppelprodukte	Koppelprodukt- menge
Biodiesel (Raps)	322 MW _{KS} 255.000 t _{KS} /a	Rapssaat	625.000	Rohglycerin Rapspresskuchen	25.000 t/a 377.750 t/a
HVO/HEFA (Palm)	297 MW _{KS} 207.000 t _{KS} /a	zertifiziertes Palmöl	236.238	Biopropan Biobenzin	7.4 Mio. m ³ /a 5.000 t/a
HVO/HEFA (Raps)	297 MW _{KS} 207.000 t _{KS} /a	zertifiziertes Rapsöl	238.200	Biopropan Biobenzin	7.4 Mio. m ³ /a 5.000 t/a
Bioethanol (Weizen)	110 MW _{KS} 119.000 t _{KS} /a	Weizenkörner	411.116	DDGS	108.486 t/a

Konzept	Anlagenleistung/ -kapazität	Rohstoff	Rohstoffbedarf (t/a)	Koppelprodukte	Koppelprodukt- menge
Bioethanol (Triticale)	1,3 MW _{KS} 1.450 t _{KS} /a	Triticalekörner Triticalestroh	4.640 1.541	Strom (Wärme)	2,7 GWh/a 3,2 GWh/a
Biomethan (Bioabfall)	2,9 MW _{KS} 2.314.000 m ³ _{KS} /a	Speiseabfall Bioabfall	12.593 12.593	Gärreste	19.227 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 Futtermittleignung 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 fossilem Diesel, sondern auch aufgrund frei konfigurierbarer Produkteigenschaften als Flugzeugkraftstoff eingesetzt werden. Beim Hydrotreating von Pflanzenölen (i. d. R. 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 Rohpflanzöls 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 Teilsupstitut von Ottokraftstoff oder als Reinkraftstoff (E100) in den Verkehr gebracht werden. Die Kapazität des untersuchten Anlagenkonzepts beträgt 119.000 t/a Bioethanol und benötigt dafür ca. 410.000 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 (Triticale). Im Bioethanol (Triticale) Konzept wird eine dezentrale Anlage mit anschließender Schlempe-Stroh-Vergärung unter der Verwendung von Triticalekorn und -stroh untersucht. Die Kapazität des untersuchten theoretischen Anlagenkonzepts beträgt 1.450 t/a Bioethanol, wofür ca. 4.600 t/a Triticalekörner benötigt werden. Zudem ist eine Biogaserzeugung und Nutzung aus der nachgeschalteten Schlempevergärung vorgesehen, die auf den Wärmebedarf des Anlagenkonzepts ausgelegt ist – die Wärme wird dabei in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt. Eine zusätzliche Beimischung von Triticalestroh zur Schlempevergärung ist notwendig, da nur so genügend Biogas bzw. Prozesswärme für die Fermentation und Destillation bereitgestellt werden kann. Neben der internen Wärmeversorgung und internen Hilfsenergiebereitstellung über ein BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 350 kW, ist die Einspeisung überschüssiger elektrischer Energie (ca. 2.000 MWh/a) in das Netz vorgesehen. Da theoretisch ca. 50% des Biogases aus der Vergärung der Schlempe und der Rest aus der Co-Fermentation von Triticalestroh entsteht, kann für die eingespeiste elektrische Energie der Nawaro-Bonus nur anteilig gewährt werden. Dennoch beträgt die durchschnittliche Vergütung 17 €/t/kWh und die Kosten der externen Energieversorgung entfallen nahezu gänzlich. Jedoch führen die zusätzlichen Anlagenkomponenten zu sehr hohen spezifischen Investitionssummen und zu einer Verringerung der Anlagenverfügbarkeit.

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 m³/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.

7.2 Gestehungskosten für Biokraftstoffe

Die Gestehungskosten von Biokraftstoffen können nur als Indikator für die Wirtschaftlichkeit einer Produktion sein. 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 legen das Biokraftstoffquotengesetz und das Immissionsschutzgesetz die verbindlichen Beimischungsquoten sowie die

Höhe der Strafzahlungen („Pönale“), die bei Nichterfüllung drohen, fest. Die Strafabgaben in Höhe von 19 €/GJ (0,60 €/l Biodiesel-Fehlmenge) für entsprechende Fehlmengen zur Quotenerfüllung beim Dieselmotorkraftstoff und 43 €/GJ (0,90 €/l Bioethanol-Fehlmenge) beim Ottomotorkraftstoff. (BIMSCHG, 2011)

7.2.1 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 finanzmathematischen Durchschnittskosten überführt (Abbildung 18). Für alle Berechnungen der Gestehungskosten sind der untere Heizwert (H_i) und das Basisjahr 2010 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.

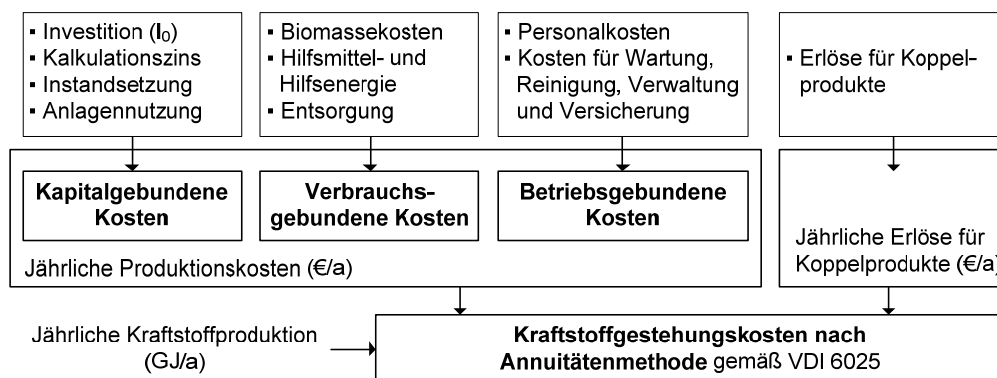


Abbildung 51 Kalkulationsmodell zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ auf Basis von (VDI6025, 1996))

Aufbauend auf den Biokraftstoffgestehungskosten erfolgt die Berechnung der spezifischen THG-Vermeidungskosten. Dies basierend auf einem vereinfachten Ansatz (siehe Gl. 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)

$$k_{THGV} = \frac{k_{BK} - k_{Ref}}{e_{Ref} - e_{BK}} \tag{Gl. 1}$$

- k_{THGV} = THG-Vermeidungskosten der Biokraftstoffe [€/kgCO₂-Äq.]
- k_{BK} = Bereitstellungskosten des Biokraftstoffs (frei Konversionsanlage) [€/GJ]
- k_{Ref} = Bereitstellungskosten der fossilen Referenz (frei Konversionsanlage) [€/GJ]
- e_{BK} = THG-Emissionen der Biowasserstoffbereitstellung [kgCO₂-Äq./GJ]
- e_{Ref} = THG-Emissionen der fossilen Referenz nach EU-RED [83,8 kgCO₂-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.

7.2.2 Gestehungskosten der Biokraftstoffkonzepte

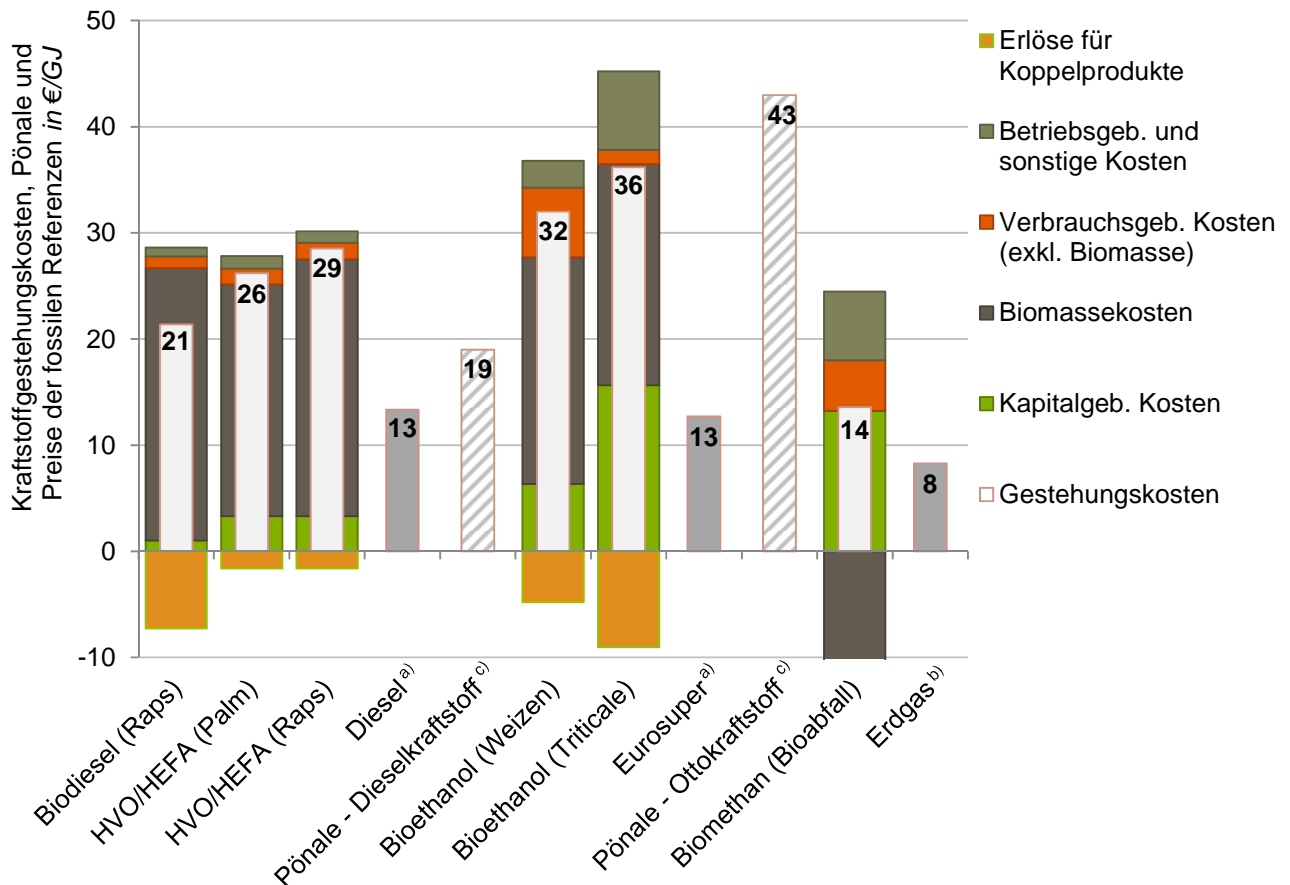
Für die Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten sind die Annahmen der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Tabelle 16 zusammengefasst. Die Investitionssummen inklusive aller direkten Kosten (Mess-, Steuerung- und Regelungstechnik, Elektrik, Rohrleitungen, Installation) und indirekten Kosten (Engineering, Risikozuschlag, Generalunternehmer, Inbetriebnahme) basieren auf Angaben realisierter Anlagen, kombiniert mit Literaturwerten. Des Weiteren spiegeln die Jahresvolllaststunden die durchschnittliche technische Verfügbarkeit der Anlagenkonzepte wider. Eine besonders stark integrierte Anlagentechnik, wie die Schlempevergärung zur internen Wärmebereitstellung des Bioethanol-Konzepts (Triticale) oder die inhomogene Substratbasis des Biomethan-Konzepts, führen daher zu einer geringeren technischen Verfügbarkeit.

Tabelle 16 Annahmen zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ unter Einbindung von (EUROSTAT, 2012a, 2012b; THRÄN, 2011))

Parameter	Biodiesel (Raps)	HVO (Palm)	HVO (Raps)	Bioethanol (Weizen)	Bioethanol (Triticale)	Biomethan (Bioabfall)
Investitionssumme I_0 (Mio.€)	77	221	221	163	4,5	8,5
Jahresvolllaststunden (h/a)	8.200	8.200	8.200	8.200	8.000	7.800
Instandsetzungskosten ((%· I_0)/a)	2,5	3,0	3,0	2,5	3,0	2,5
Rohstoffkosten (€/t)	371	811 (Öl)	892 (Öl)	165	155 (Korn) 40	-35

					(Stroh)	
Strompreis (€/kWh)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12	0,12
Mitarbeiteranzahl (MA)	81	35	35	28	2	2
Personalkosten (€/MA·a)	60.000	60.000	60.000	60.000	50.000	50.000
Kosten für Wartung und Reinigung ((%·I ₀)/a)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,0
Versicherung ((%·I ₀)/a)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Verwaltung ((%·I ₀)/a)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Unerwartete Kosten ((%·I ₀)/a)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

In Abbildung 52 sind die Kraftstoffgestehungskosten der Konzepte, die anfallenden Strafgebühren (Pönale) bei Nicht-Erfüllung der Quote sowie die Preise der fossilen Referenzen frei Anlage dargestellt. Während die biogenen Kraftstoffe Produktionskosten zwischen 14 und 36 €/GJ aufweisen, liegen die der fossilen Referenz zwischen 9 und 17 €/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 (H_i). Unter den gewählten Annahmen ist somit Biodiesel aus Raps als etablierter flüssiger Biokraftstoff mit 21 €/GJ deutlich günstiger als dezentral hergestelltes Bioethanol aus Triticale, das Gestehungskosten frei Anlage von 35 €/GJ aufweist. Biomethan aus der Vergärung von Bioabfällen mit Gestehungskosten von 14 €/GJ ist in der Betrachtung besonders ökonomisch vorteilhaft, da durch die hohen Erlöse aus der Bioabfallverwertung eine starke Kostensenkung erzielt wird.



a) MWV. Notierung Rotterdam (Jahresmittel 2010)

b) BAFA. Grenzübergangspreis (H₂) (Jahresmittel 2010), zzz. vermiedener Netznutzungsentgelte (1,9 €/GJ)

c) Bundes-Immissionsschutzgesetz (Strafgebühren für entsprechende Fehlmengen zur Quotenerfüllung)

Abbildung 52 Biokraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen (eigene Berechnungen)

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 54 % 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 €/t/GJ (4,9 €/t/kWh) erzielt werden. Diese sind auch geringer als die von der Bundesnetzagentur für Biomethan ermittelten Gestehungskosten, die für das Jahr 2010 im Durchschnitt bezogen auf den unteren Heizwert bei 19,1 €/GJ (6,8 €/t/kWh) lagen (BUNDESNETZAGENTUR, 2011). Der Grund dafür ist der Erlös, der für die Verwertung von Bioabfällen (35 €/t_{FM}) 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.

Als kostengünstigstes aller betrachteten Konzepte für flüssige Kraftstoffe stellt sich die großtechnische Biodieselproduktion mit Gestehungskosten von 21 €/GJ (0,70 €/l) dar, wobei die HVO-Konzepte (26 (0,78) bzw. 29 €/GJ (0,85 €/l)) nur unwesentlich schlechter abschneiden. Die Unterschiede zwischen den beiden HVO-Konzepten ergeben sich dabei hauptsächlich aus der Preisdifferenz der Ausgangsrohstoffe. 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 der Bioethanolkonzepte liegen in einem engen Bereich zwischen 32 (0,68) und 36 €/GJ (0,76 €/l). Das großtechnische Bioethanol-Konzept (Weizen) weist aufgrund von Skaleneffekten eine relativ geringe spezifische Investitionssumme auf. Hingegen sind die Kosten für die Energieversorgung (siehe verbrauchsgebundene Kosten exkl. Biomasse) deutlich höher als bei dem integrierten Bioethanol-Konzept (Triticale), da die Wärmeversorgung über Erdgas erfolgt und nicht über Abwärme eines BHKW bereitgestellt wird. Zudem sind die spezifischen Erlöse über DDGS deutlich geringer. Durch die Biogasverstromung bei der Schlempevergärung kann überschüssiger Strom in das Netz eingespeist und gemäß EEG vergütet werden. Da eine nahezu ganzjährige Abwärmenutzung erfolgt, liegt der Vergütungssatz für eingespeiste elektrische Energie bei ca. 17 €/t/kWh und ein zusätzlicher Bedarf an Erdgas entfällt. Dies führt dazu, dass beide Bioethanolkonzepte ähnliche Gestehungskosten aufweisen, die mit derzeitigen Bioethanolpreisen in Höhe von 30 €/GJ (0,64 €/l) durchaus konkurrieren können.

7.2.3 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 Konzept Biomethan (Bioabfälle) sind Abbildung 53 die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse dargestellt. Aufgrund der hohen kapitalgebundenen Kosten sind zum einen die Auslastung und zum anderen die Erlöse für die eingesetzte Biomasse die sensibelsten Faktoren dieses Konzepts. Würde sich die Auslastung um 50 % reduzieren, stiegen die Gestehungskosten um 140 %, da aus der Bioabfallentsorgung ein zusätzlicher Erlös generiert wird. Unter den getroffenen Annahmen wäre jedoch auch Biomethan aus Bioabfällen gegenüber fossilem Erdgas nicht konkurrenzfähig, sondern wegen des geringen Erdgaspreises 35 % teurer. Die Investitionssumme an sich gehört auch zu einem sehr sensiblen Faktor, die jedoch wegen der vorsichtigen Kalkulation als sicher einzustufen ist.

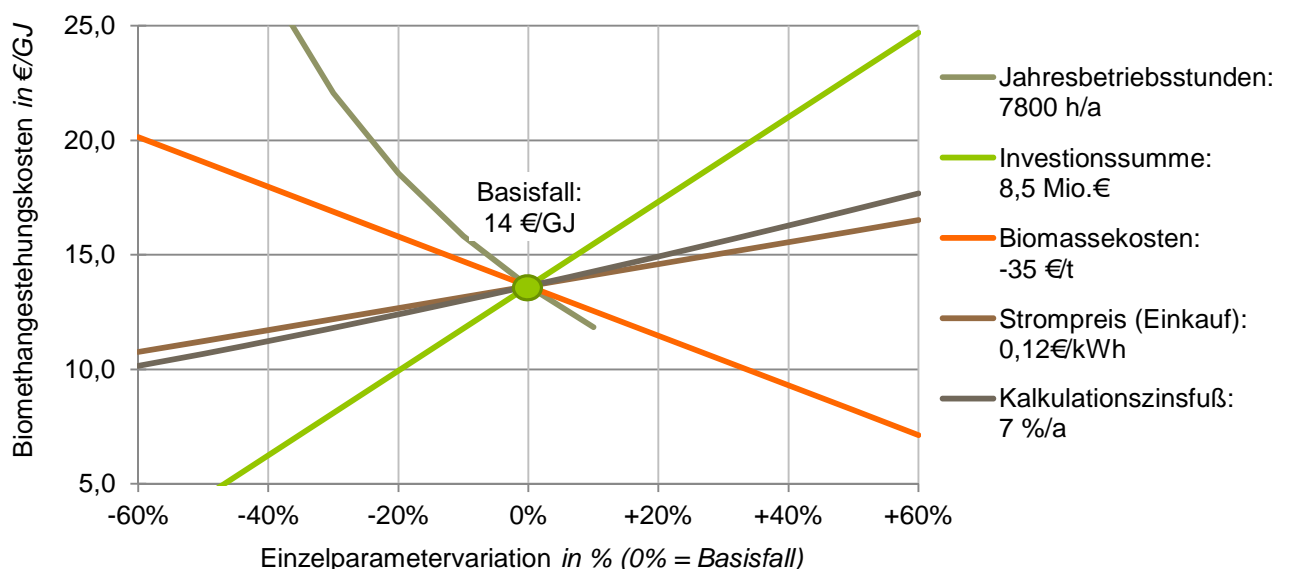


Abbildung 53 Sensitivitätsbetrachtung der Biomethangestehungskosten aus Bioabfällen mit Angabe der Basisannahmen

Exemplarisch für dieselähnliche Biokraftstoffe sind in Abbildung 54 die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung von HVO/HEFA (Palm) 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, eine Reduktion der Jahresvolllaststunden beim Konzept HVO/HEFA (Palm) um 50 % nur eine Teuerung von 30 % nach sich ziehen würde. Demzufolge hat die Auslastung nur einen geringen Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten. Als dominanter Kostentreiber sind die hohen Biomassekosten zu nennen, da diese 80 bis 90 % der Gesamtkosten verursachen und somit den sensibelsten Faktor dieser Kraftstoffkonzepte darstellen. Die Konzepte Biodiesel (RME), HVO/HEFA (Palm) und HVO/HEFA (Raps) sind gegenüber der fossilen Referenz – hier Diesel – 60 bis 110 % teurer.

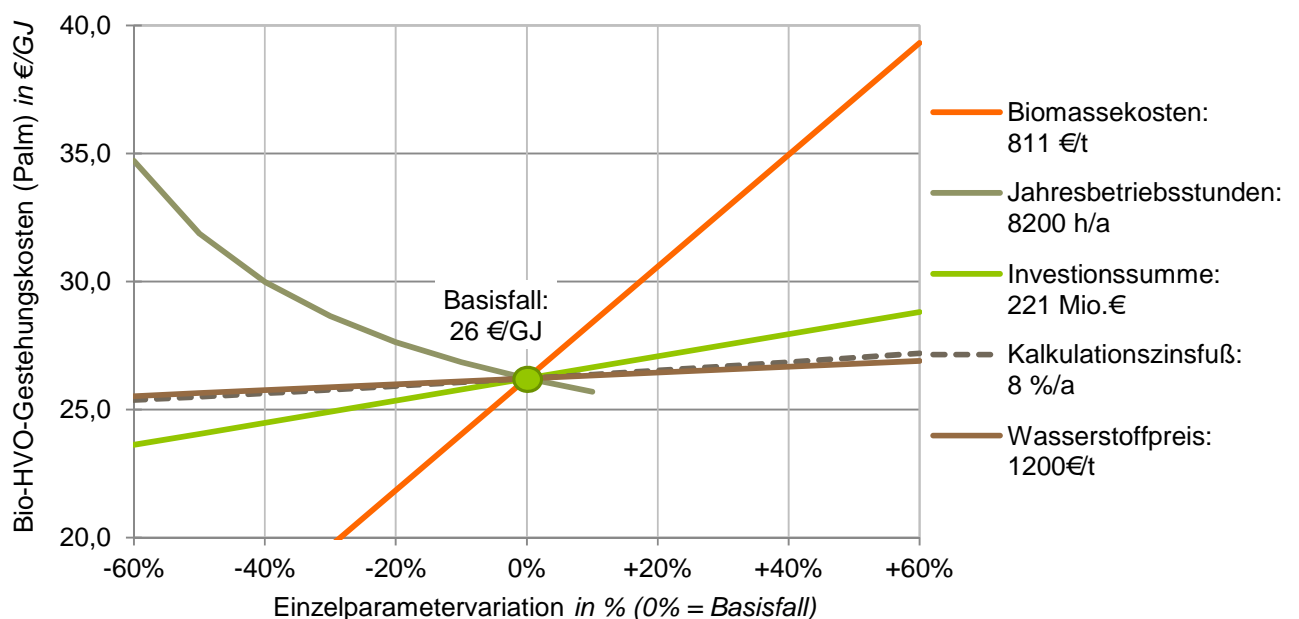


Abbildung 54 Sensitivitätsbetrachtung der HVO/HEFA-Gestehungskosten (Palm) mit Angabe der Basisannahmen

Eine Verringerung der Auslastung der Bioethanolanlagen würde die Gestehungskosten deutlicher erhöhen, als das bei der Biodieselproduktion der Fall wäre, da die kapitalgebundenen Kosten einen deutlich 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 55 ist zu erkennen, dass bei einer Verringerung der Jahresvolllaststunden um 60 %, die Gestehungskosten um 35 % steigen würden. Eine ähnliche Teuerung würde sich ergeben, falls sich der Weizenpreis um 60 % erhöhen würde. Die Investitionssumme, deren Finanzierung (Kapitalzinsfuß) und die Hilfsenergieträger (Erdgas) spielen bei diesem Anlagenkonzept hinsichtlich ihrer Sensibilität und Unsicherheit eher eine untergeordnete Rolle. Generell entstehen jedoch deutliche Mehrkosten dem fossilen Substitut Eurosuper gegenüber, die bei 150 % für Bioethanol (Weizen) und 180 % für Bioethanol (Triticale) liegen. Zwar besteht, besonders für das großtechnische Bioethanolkonzept (Weizen), durch eine optimierte Prozessenergiebereitstellung ein Kostensenkungspotenzial von 15 bis 20 %, aber auch bei vollständiger Umsetzung müssten die fossilen Kraftstoffpreise um ca. 90 % steigen, um europäisches Bioethanol vollständig konkurrenzfähig zu machen.

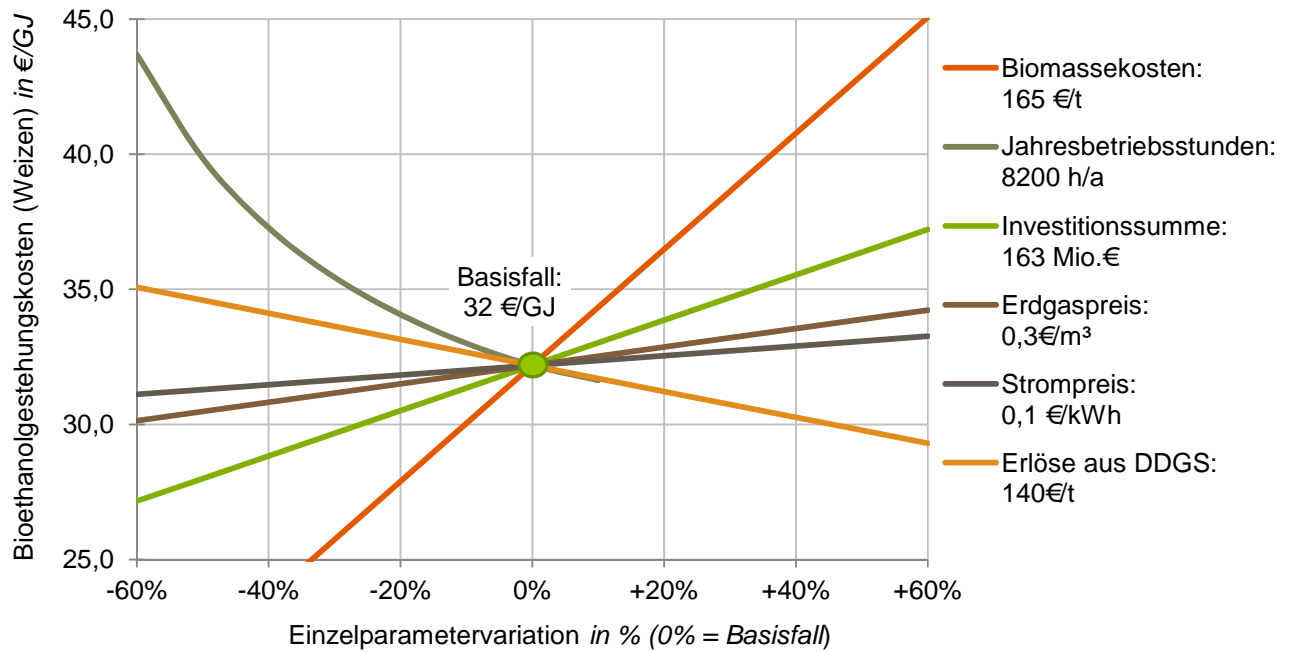


Abbildung 55 Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanolgestehungskosten (Weizen) mit Angabe der Basisannahmen

In Abbildung 56 wird die Sensitivitätsbetrachtung des Bioethanolkonzepts auf Triticalebasis dargestellt. Aufgrund der kleinen Anlagengröße und des hoch integrierten Anlagenkonzepts (Schlempevergärung zur Prozessenergiebereitstellung) wird die Investitionssumme zu einem deutlich sensiblen Faktor in der Kostenbetrachtung - zum einen durch eine mögliche Teuerung der Anlagenkomponenten, zum anderen über einen hohen Fixkostenanteil, der über einen möglichst hohe Anlagengenverfügbarkeit aufgefangen werden muss. Sowohl eine Reduzierung der Jahresbetriebsstunden um 20 % oder eine Erhöhung der Investitionssumme, würde eine Steigerung der Gestehungskosten um 10 % zur Folge haben. Zudem ist das Anlagenkonzept stark auf die EEG-Vergütung angewiesen, die jedoch aufgrund der Garantie über 20 Jahre unter derzeitigen Rahmenbedingungen als eher unkritisch einzuschätzen ist.

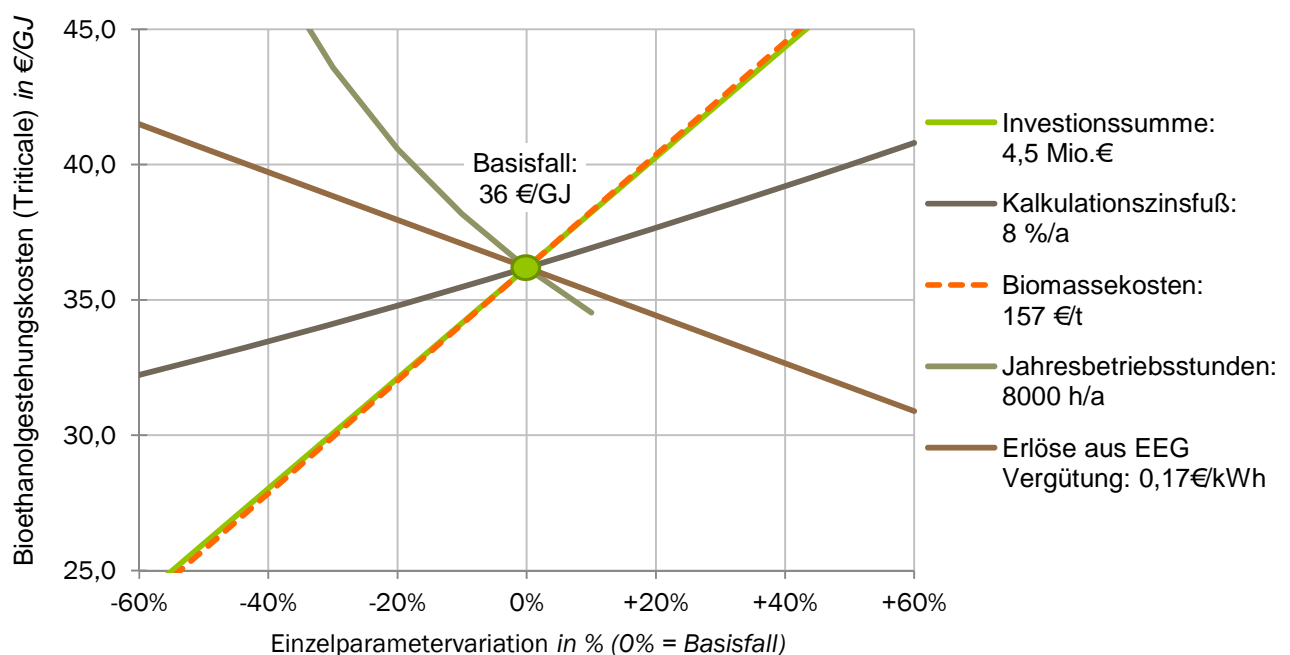


Abbildung 56 Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanolgestehungskosten (Triticale) mit Angabe der Basisannahmen

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 begrenzten Zeitraum vorgenommen werden. In Abbildung 57 ist die Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe bzw. Energieträger sowie elektrischer Energie (Industrie) dargestellt. Im Vergleich mit Abbildung 58 und Abbildung 59 zeigt sich die relativ parallele Preisentwicklung bei fossilen und biogenen Energieträgern. Diese parallele Preisentwicklung führt bei zukünftig zu erwartenden Preissteigerungen jedoch zu einer Verringerung der relativen Preisunterschiede, die die Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffe verbessert.

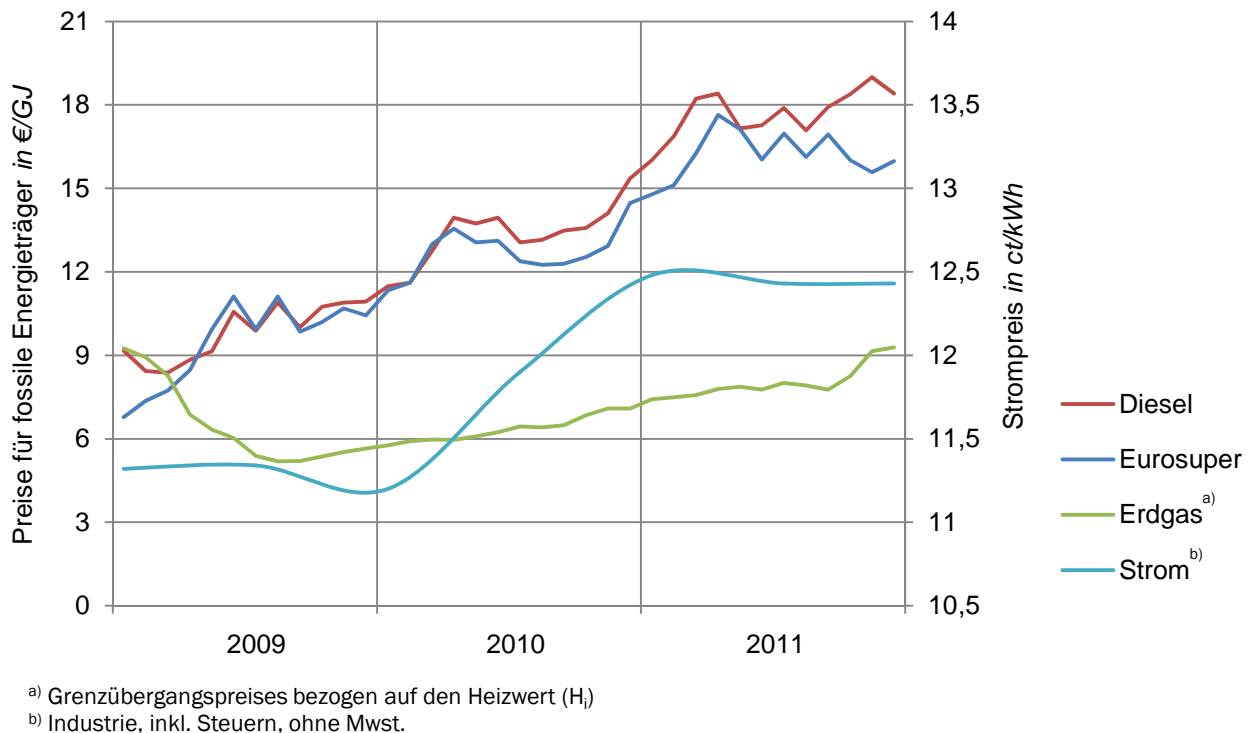


Abbildung 57 Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe und Strom (DBFZ auf Basis von (BAFA, 2012; EUROSTAT, 2012a; MWV, 2012a, 2012b))

Die Preisentwicklungen der für die zur Biodieselproduktion, hier exemplarisch Rapsbiodiesel, eingesetzten Rohstoffe und wesentlichen Hilfsstoffe sowie der jeweiligen Absatzpreise für Biokraftstoffe und deren Nebenprodukten sind in Abbildung 58 zusammenfassend dargestellt.

Deutlich erkennbar ist die nahezu parallele Preisentwicklung nicht nur des biogenen Hauptrohstoffs (Raps/Rapsöl) und des Hauptproduktes Biodiesel sondern auch Methanol als weiterer wesentlicher Einsatzstoff vollzieht eine sehr ähnliche Preisentwicklung. Bis Ende 2011 ist dies auch für Rapsschrot der Fall, allerdings entwickelt sich dieser Preis in 2012 stärker ansteigend.

Der Preis für Argentinischen Biodiesel ist hier vergleichsweise mit aufgeführt. Hier wird allerdings im wesentlichen Soja als Hauptrohstoff eingesetzt. Sojaöl hat einen niedrigeren Weltmarktpreis was neben den geringeren Produktionskosten ein wesentlicher Grund ist für den wesentlichen niedrigeren Preis für argentinischen Biodiesel im Vergleich zu deutschem.

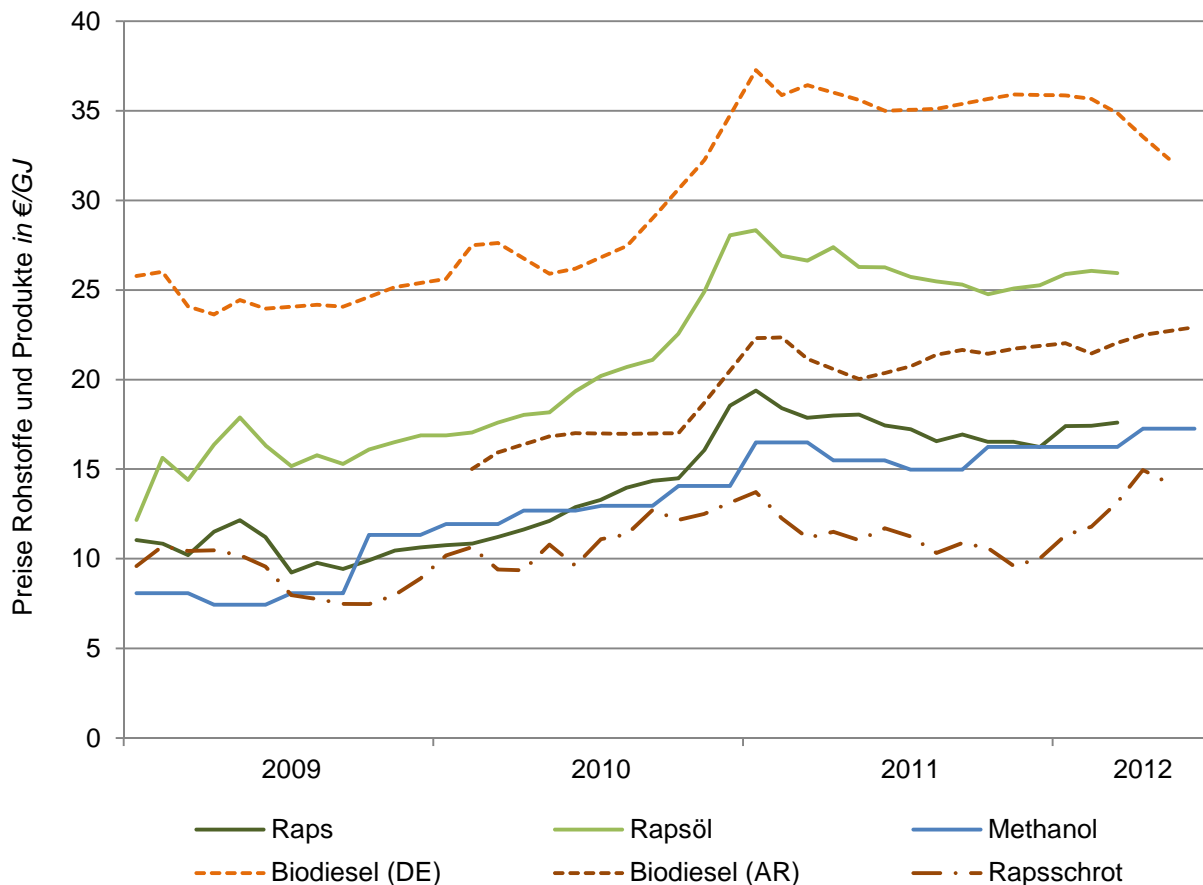


Abbildung 58 Preisentwicklungen für Rohstoffe und Produkte der Biodieselproduktion seit 2009 (DBFZ auf Basis von (AMI; F.O.LICHTS; METHANEX, 2012; UFOP)

In Abbildung 59 sind die Preisentwicklungen für Rohstoffe sowie Haupt- und Nebenprodukte der Bioethanolproduktion zusammenfassend dargestellt. Auch ist eindeutig erkennbar, dass sich die Bioethanolpreise und die der Nebenprodukte an den Preisen der Hauptrohstoffe orientieren. Aktuell ist v.a. der stark steigende Preis für argentinisches auffällig.

Der extreme Preissprung für brasilianisches Bioethanol im ersten Halbjahr 2011 resultiert aus mehreren Rahmenbedingungen. Wesentlich war hier zunächst die Verknappung des Bioethanols. Der hohe Zuckerpreis im 1. Quartal 2011 verschob die Weiterverarbeitung des Zuckerrohrs in Richtung Zucker. Zudem sind in diesem Zeitraum die verfügbaren Rohstoffmengen begrenzt, da Januar bis März Zwischenernte Saison ist. Nach dem Maximum von etwa 1.200 €/m³ Mitte April minimierte sich der Preis innerhalb von 3 Wochen wieder um 50 %. Infolgedessen reduzierte die Brasilianische Regierung die Beimischungsquote in diesem Zeitraum der Zwischenernte von 20-25 % auf 18-25 %. (F.O.LICHTS)

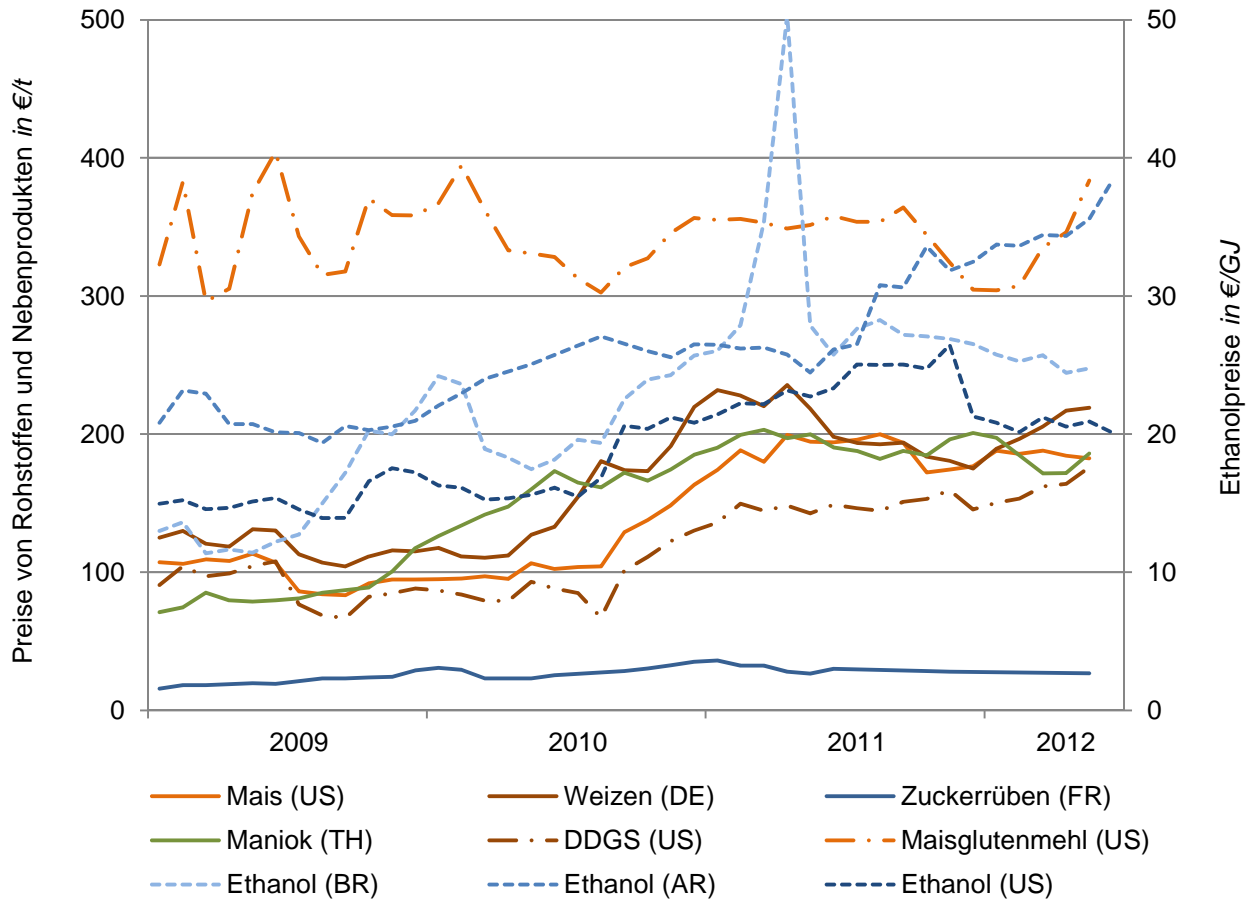


Abbildung 59 Preisentwicklungen für Rohstoffe und Produkte der Bioethanolproduktion seit 2009, Wechselkurs tagesgenau (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))

7.3 Treibhausgasvermeidungskosten

Eine Übersicht der ermittelten THG-Vermeidungskosten und THG-Einsparungen der untersuchten Biokraftstoffe enthält Abbildung 60. Dabei liegen die THG-Vermeidungskosten in einem Bereich von 113 €_{t_{CO₂-Äq.}} für Biomethan aus Bioabfällen bis 456 €_{t_{CO₂-Äq.}} für Bioethanol aus Weizen.

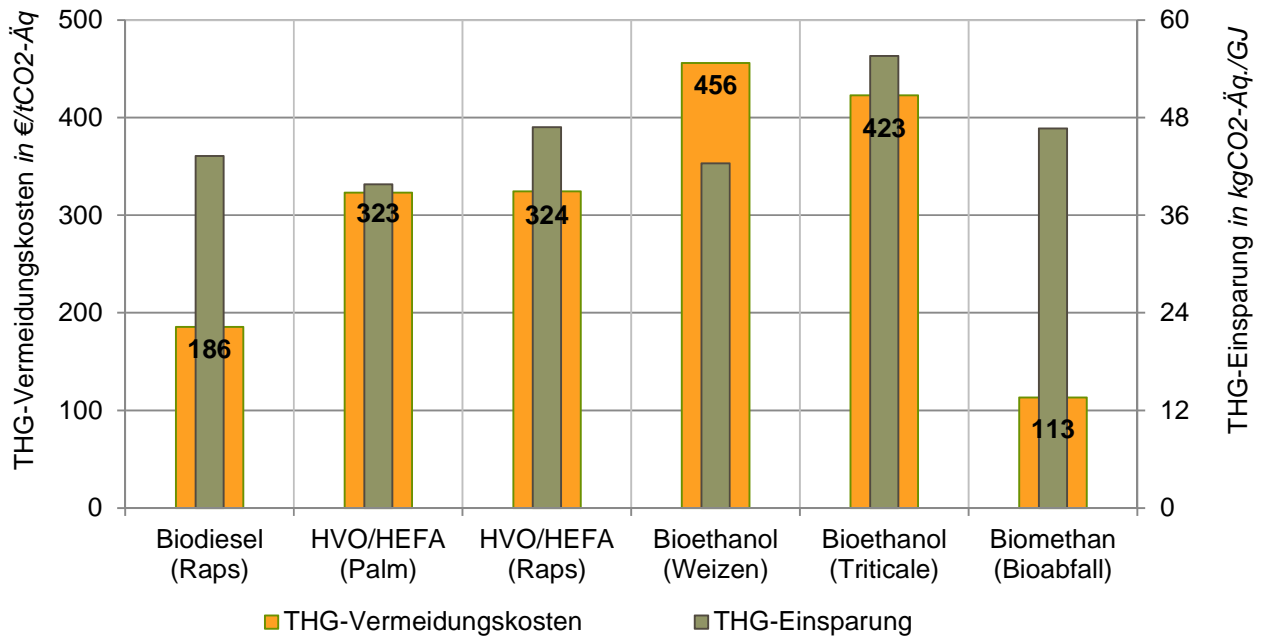


Abbildung 60 Treibhausgasvermeidungskosten und THG-Einsparungen von Biokraftstoffen (eigene Berechnungen)

Es ist zu erkennen, dass die großen Unterschiede jedoch nicht aus dem THG-Einsparpotential der Biokraftstoffe, sondern aus den stark divergierenden Gestehungskosten resultieren (siehe THG-Einsparungen). Besonders deutlich ist der Zielkonflikt zwischen ökonomischer und ökologischer Nachhaltigkeit am Konzept Bioethanol (Triticale) zuerkennen. Die hohe Prozessintegration und dezentrale Anlage führen zu einer effizienten Bereitstellung und somit zu hohen THG-Einsparungen. Die hohe Anlagenkomplexität ist jedoch mit einer teuren Anlagentechnik verbunden und wirkt sich damit negativ auf die Gestehungskosten und folglich auch auf die Treibhausgasvermeidungskosten aus.

Bei einer Umstellung der Biokraftstoffquote auf eine THG-Minderungsquote ist eine erhöhte Nachfrage nach Biokraftstoffen mit geringen Treibhausgasvermeidungskosten zu erwarten, unter derzeitigen Rahmenbedingungen also vornehmlich Biokraftstoffe aus Reststoffen (z. B. Biomethan aus Bioabfällen) und Biodiesel aus Raps. 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. Ausgehend davon, dass die Reststoffaktionen (z. B. Bioabfälle) stark limitiert sind, das Anbauvolumen von einheimischem Raps annähernd ausgeschöpft und mit keinem Technologiesprung sowie Preisverfall von Biomasse zu rechnen ist, sind zukünftige THG-Vermeidungskosten im Bereich von 250-400 €/t_{CO₂-Äq} zu erwarten. Unter der Annahme, dass ein Teil der Preissteigerungen fossiler Kraftstoffe an die Biokraftstoffe weitergegeben werden, liegen darin langfristig wohlmöglich die größten Kostensenkungspotenziale der THG-Vermeidungskosten.

7.4 Fazit

Die ökonomische Analyse der ausgewählten Kraftstoffkonzepte zeigt, dass im Allgemeinen großtechnische Konversionsanlagen aufgrund der „economies of scale“ zu einem geringeren spezifischen Kapitalbedarf und somit zu geringeren Produktionskosten als dezentrale Anlagen neigen, aber auch stark von der Substratpreisentwicklung abhängig sind. Dagegen kann eine innovative Prozessführung, wie am Beispiel der Bioethanol-Anlage (Triticale) mit nachgeschalteter Schlempevergärung gezeigt, auch für dezentrale Anlagen

zu ähnlichen Gestehungskosten führen. Des Weiteren können mit dem Einsatz günstiger Rohstofffraktionen wie im Fall Biomethan aus Bioabfällen niedrige Gestehungskosten erzielt werden, jedoch ist das Potenzial dieser Rohstoffe stark limitiert. Zudem wird aber 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 vom Gesetzgeber eingeführte Biokraftstoffquote und die festgesetzten Strafzahlungen bei Nicht-Erfüllung, bieten Biokraftstoffen im Rahmen der abgesetzten Mengen einen klaren Wettbewerbsvorteil gegenüber fossilen Kraftstoffen. Die Konkurrenz der verschiedenen Biokraftstoffoptionen und Anlagenbetreiber schaffen trotz der staatlichen Regelungen einen Wettbewerb.

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 CO₂-Emissionen aufweisen und dadurch die Vermeidungskosten deutlich sinken. Jedoch beschränkt das begrenzte Potential 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. Mit der Umstellung der Biokraftstoffquote von dem energetischen Ansatz auf die Treibhausgasminderung ist für eine möglichst preiswerte Erfüllung der Biokraftstoff mit dem geringsten THG-Minderungskosten zu wählen. 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 250 – 400 €/t_{CO₂-Äq} anzusiedeln

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 werden, was zu methodisch bedingten Erhöhung der THG-Vermeidungskosten führen würde. 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.

8 Treibhausgasminderungspotenziale im Biokraftstoffsektor

8.1 Treibhausgasbilanzierung von Biokraftstoffen

Mit der Verabschiedung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (RED) (RICHTLINIE 2009/28/EG, 2009) und deren nationalen Umsetzung in Form der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BIOKRAFTNACHV, 2009) wurden neben verschiedenen Nachhaltigkeitskriterien auch verbindliche Vorgaben bezüglich der Treibhausgasminderung für Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzkraftstoff eingeführt. Demnach können Biokraftstoffanteile innerhalb des Biokraftstoffquotengesetzes (BIOKRAFTQUG, 2006) nur dann angerechnet werden, wenn sie diese Vorgaben einhalten. Vor diesem Hintergrund wurden für die vorhergehend beschriebenen Modellanlagen unterschiedlicher Biokraftstoffoptionen (vgl. Tabelle 15) die Treibhausgasemissionen (d. h. CO₂-

Äquivalente) bilanziert, die Ergebnisse den in der EU RED enthaltenen Standardwerten gegenübergestellt und Minderungspotenziale gegenüber der fossilen Referenz ermittelt.

8.1.1 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 (ISO 14040) und 14044 (ISO 14044) geregelten Bilanzierungsmethodik, schränkt deren Freiheitsgrade jedoch stark ein. Die wesentlichen Aspekte der in EU RED vorgegebenen Berechnungsmethodik sind in Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 17 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 2017 (60% für Neuinstallationen ab 2018)
Fossiles Referenzsystem	Benzin/Diesel: 83,8 g CO ₂ -Äq./MJ
Umgang mit Koppelprodukten	Allokation nach unterem Heizwert
CO ₂ -Charakterisierungsfaktoren	IPCC (IPCC, 2001) (z. B. CH ₄ : 23, N ₂ O: 296)

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

Bei der Bilanzierung der hier betrachteten Modellanlagen werden für alle zu bewertenden Prozessschritte die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) erfasst und mittels Konversionsfaktoren des IPCC (IPCC, 2001) in CO₂-Äquivalente je funktionelle Einheit (1 MJ Kraftstoff) umgerechnet. Nachfolgend werden die berechneten THG-Emissionen der untersuchten Produktionsketten dargestellt und diskutiert.

8.1.2 Ergebnisse

Die entsprechend der erläuterten Methodik berechneten THG-Emissionen für die Bereitstellung von 1 MJ Kraftstoff aus den Modellanlagen sind nachfolgend zusammengefasst.

Abbildung 61 gibt einen Überblick über die THG-Emissionen der betrachteten Biokraftstoffkonzepte. Entlang der Produktionsketten lassen sich zwei wesentliche Treiber der Gesamtreibhausgasemissionen identifizieren. Zum einen die Emissionen aus dem Anbau der Biomasse und zum anderen die Emissionen aus der Verarbeitung der Biomasse zu Biokraftstoffen.

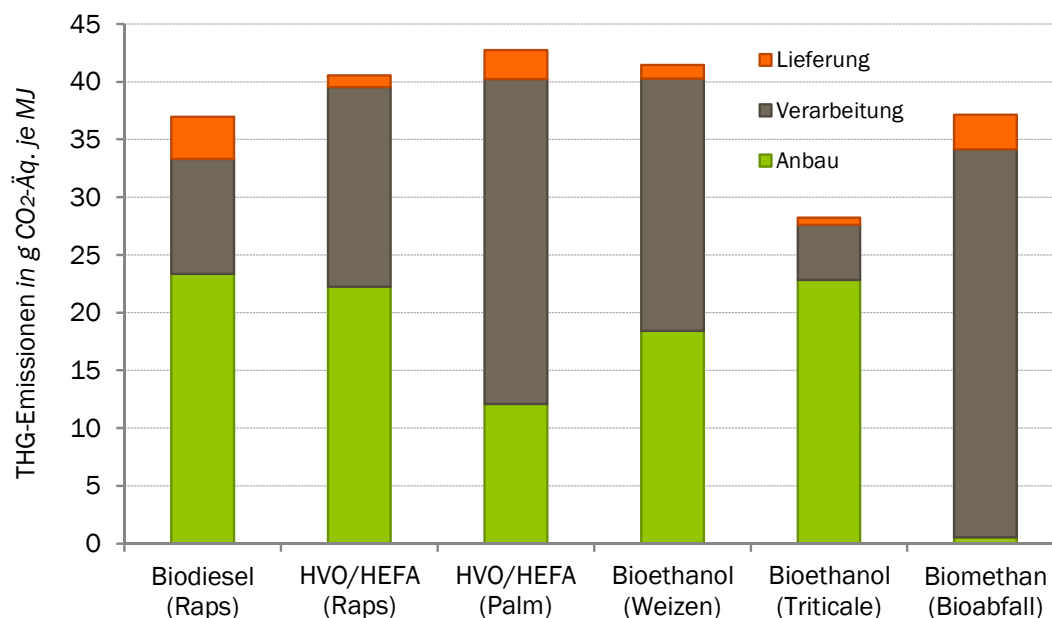


Abbildung 61 THG-Emissionen in g CO₂-Äquivalent je MJ Kraftstoff

Die THG-Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Anbau (grün 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 weist innerhalb der betrachteten Biokraftstoffoptionen Biomethan auf der Basis von Abfallstoffen die geringsten, mit der Rohstoffbereitstellung verbundenen, Emissionen auf. Während die durch die Verarbeitung verursachten Emissionen (grau 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. Ähnlich

variabel wie bei diesen drei pflanzenölbasierten Kraftstoffen sind die Emissionen aus der Verarbeitung der Biomasse zu Bioethanol. Das liegt primär an der Prozessenergiebereitstellung. Während beim Konzept Bioethanol (Weizen) fossile Energieträger zum Einsatz kommen, wird für die Bioethanolherstellung (Triticale-Konzept) das durch Schlempevergärung erzeugte Biogas zur Bereitstellung der Prozessenergie verwendet. 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.

8.2 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 37 g CO₂-Äq./MJ deutlich unter dem Standardwert der EU RED für Rapsbiodiesel mit 52 g CO₂-Äq./MJ (Abbildung 62). 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 1,4 fache 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.

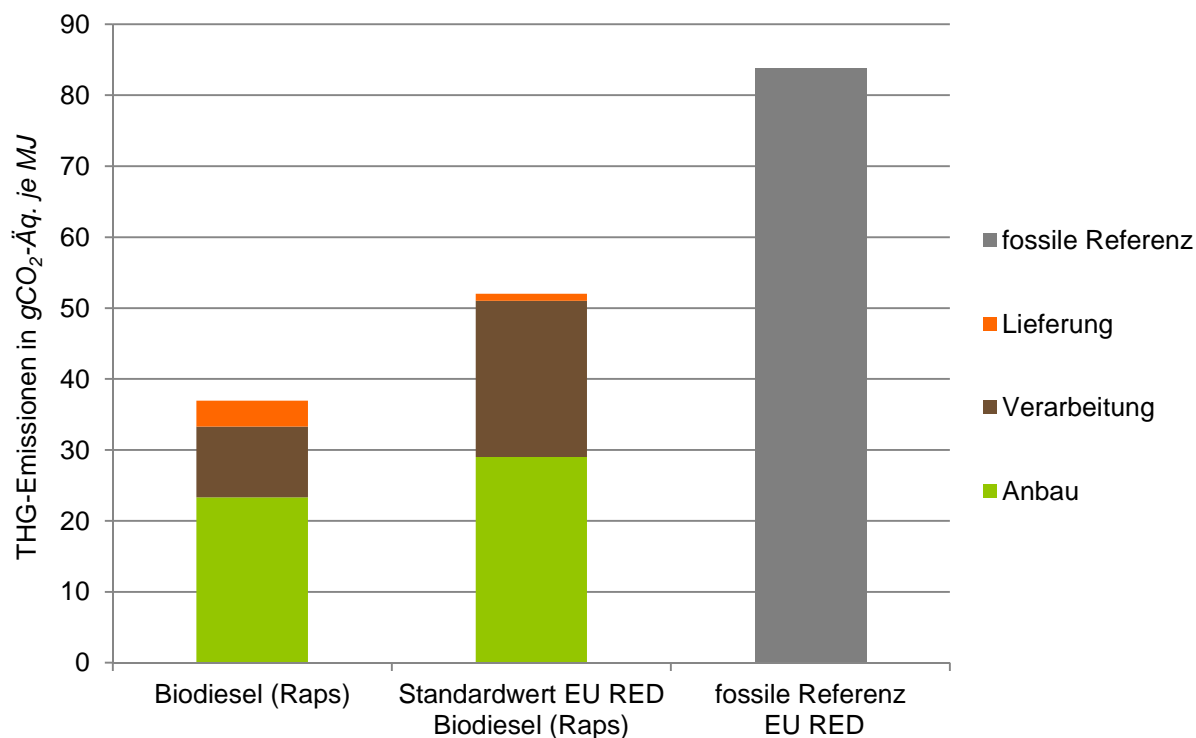


Abbildung 62 THG-Emissionen der Bereitstellung von Biodiesel aus Raps in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED

HVO/HEFA (Raps). Stellt man die berechneten Gesamt THG-Emissionen der Modellanlage für die Bereitstellung hydrierten Rapsöls in Höhe von 41 g CO₂-Äq./MJ dem entsprechenden Standardwert der EU RED vergleichend gegenüber, so zeigen sich wie in Abbildung 63 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 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.

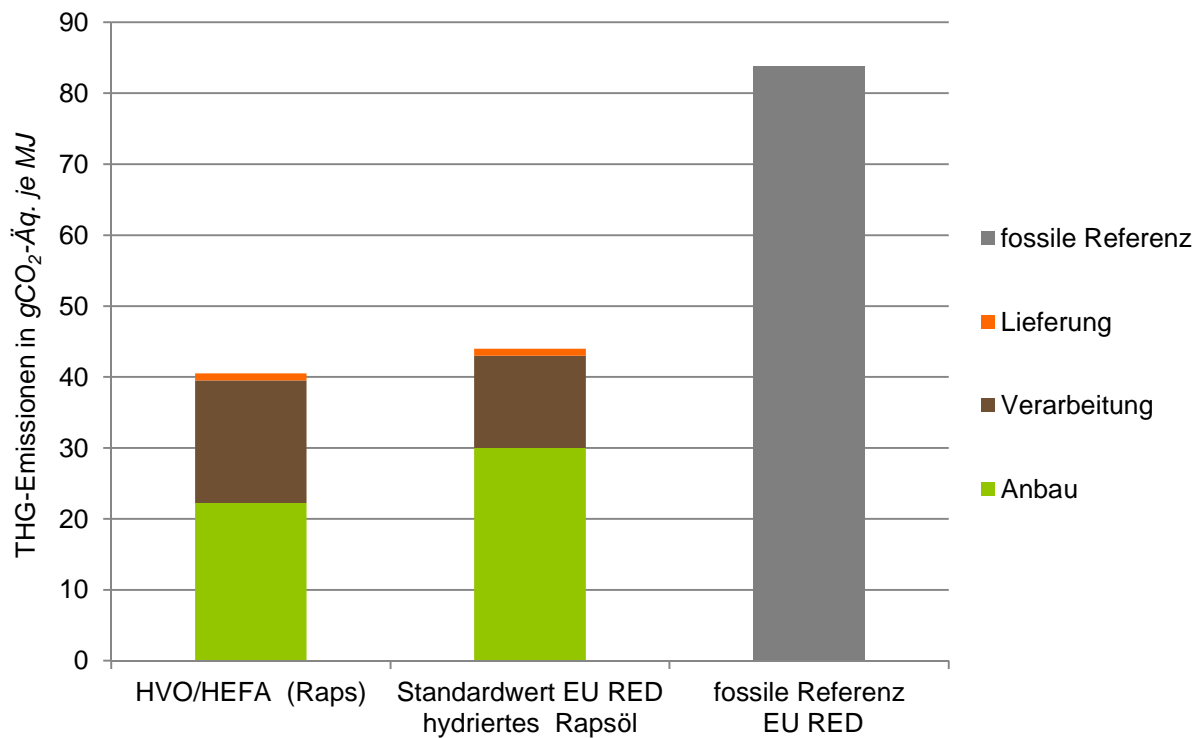


Abbildung 63 THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Raps) in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED

HVO/HEFA (Palm). Im Gegensatz zu Biodiesel und HVO/HEFA (Raps) sind die berechneten THG-Emissionen des Konzeptes für hydroprocessed Palmöl mit einem Wert von 43 g CO₂-Äq./MJ (Abbildung 64) deutlich höher als die des in der EU RED enthaltenen entsprechenden Standardwertes von 29 g CO₂-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.

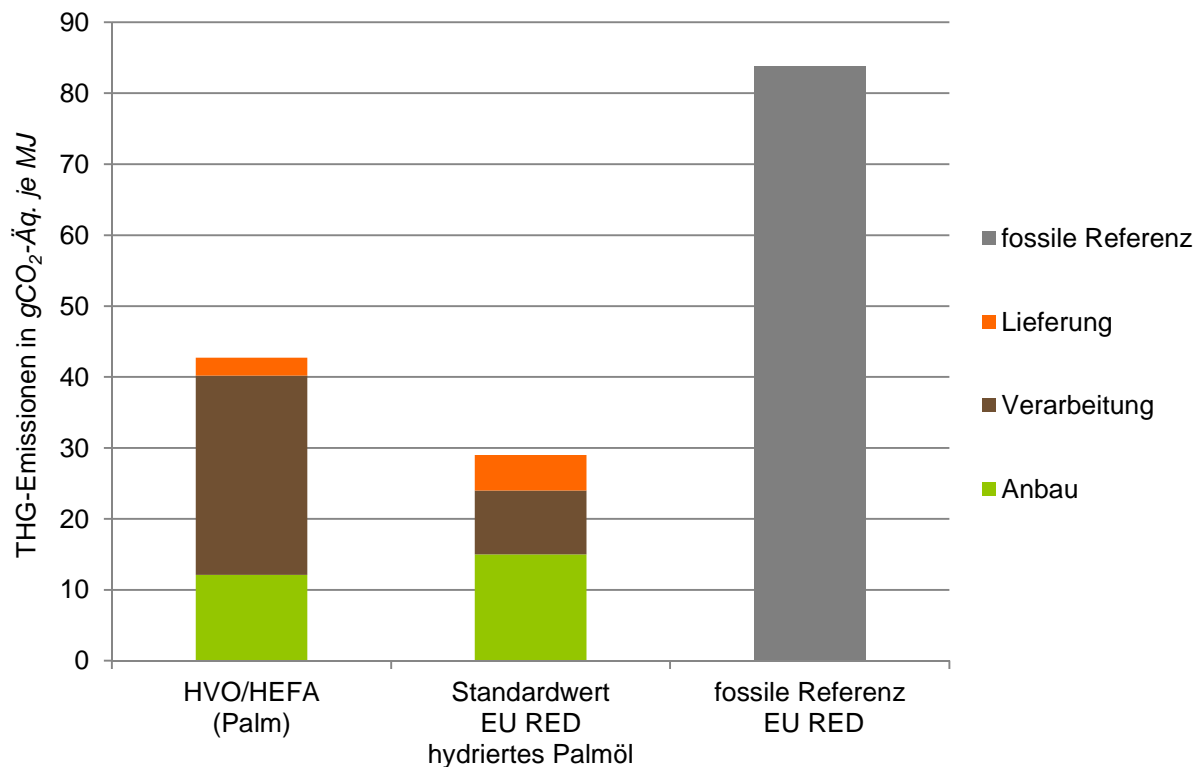


Abbildung 64 THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Palm) in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED

Bioethanol (Weizen). Entsprechend der vorgestellten Methodik wurden für das gewählte Referenzkonzept (vgl. Tabelle 15) für die Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen innerhalb der definierten Systemgrenzen die Treibhausgasemissionen ermittelt. Die Berechnung ergab einen Wert von 41 g CO₂-Äquivalente je MJ Bioethanol. Das Ergebnis der THG-Bilanzierung wurde dem Standardwert der EU RED für Bioethanol aus Weizen² gegenübergestellt. Wie Abbildung 65 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 1,4 fache 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 Düngemiteleinsetz geprägt. Sowohl in der Modifizierung des Düngemiteleinsetzes als auch der Bereitstellung der benötigten Prozesswärme für die Konversion besteht bezüglich der THG-Emissionen Optimierungsbedarf und –potenzial

² Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)

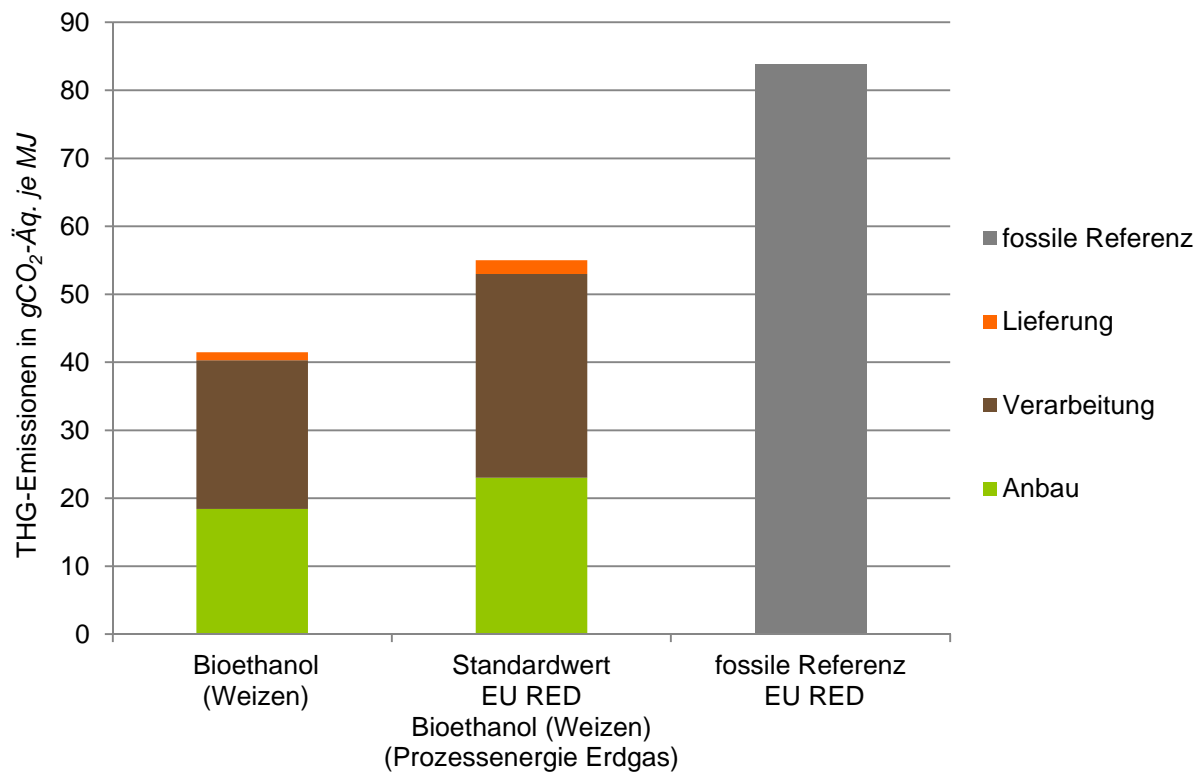


Abbildung 65 THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED

Bioethanol (Triticale). Die Bilanzierung der THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Triticale ergab einen Wert von 28 g CO₂-Äq./MJ (Abbildung 66). Dem Ergebnis der THG-Bilanzierung wurde der Standardwert von 26 g CO₂-Äq./MJ für Bioethanol aus Weizen vergleichend gegenüber gestellt, dessen Energieversorgung auf der Verbrennung von Stroh basiert. Die Werte unterscheiden sich nur geringfügig in der Höhe der Gesamtemissionen. Der signifikanteste Unterschied liegt im Bereich der Verarbeitung. Die etwas höheren Emissionen der praxisnahen Anlagen zur Schlempevergärung sind auf die angenommenen diffusen Methanemissionen des Fermenterbetriebs und die im Abgasstrom des BHKWs enthaltenen Methanemissionen zurückzuführen. Die geringeren THG-Emissionen im Vergleich zu den bereits diskutierten THG-Bilanzen der konventionellen Bioethanolkonzepten (Bioethanol Weizen und der entsprechende EU RED Standardwert) zeigen deutlich den Einfluss des Prozessbrennstoffs auf die Höhe der Gesamtemissionen. Die Substitution fossiler Energieträger wie Erdgas durch biogene Energieträger wie Stroh oder Biogas zur Prozessenergiebereitstellung stellen somit ein mögliches Optimierungspotenzial für die konventionellen Bioethanol Konzepte dar.

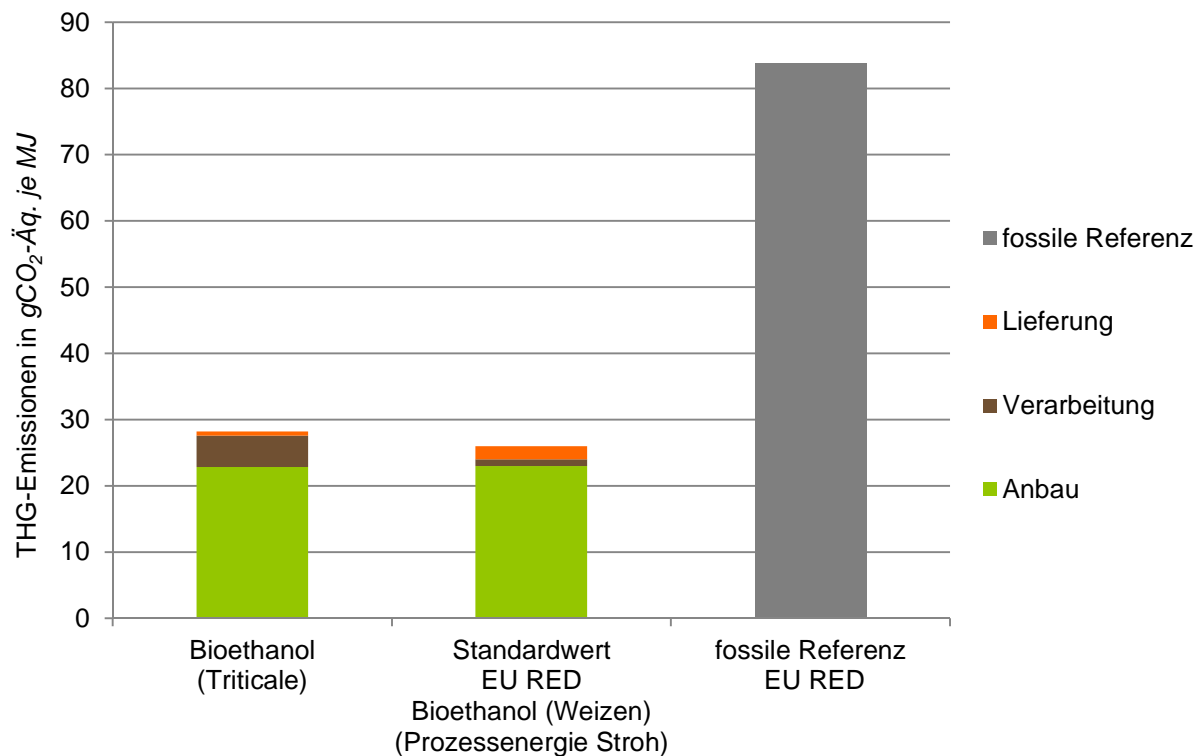


Abbildung 66 THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Triticale in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED für Bioethanol aus Weizen

Biomethan (Bioabfall). Die Gesamt THG-Emissionen aus der Bereitstellung von abfallbasiertem Biomethan der Modellanlage liegen mit 37 g CO₂-Äq./MJ (Abbildung 67) deutlich über dem Standardwert der EU RED mit 23 g CO₂-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, 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).

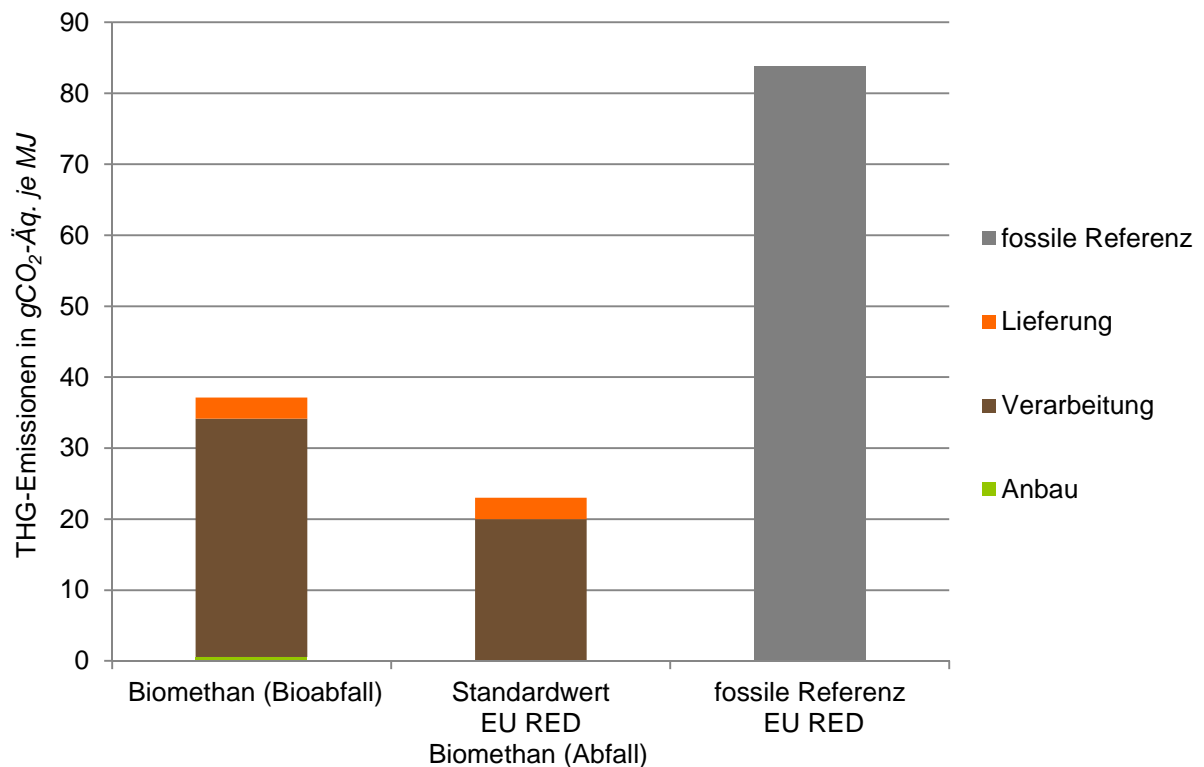


Abbildung 67 THG-Emissionen der Bereitstellung von Biomethan aus Bioabfall in g CO₂-Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED

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 y-Ordinate in Abbildung 68 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.

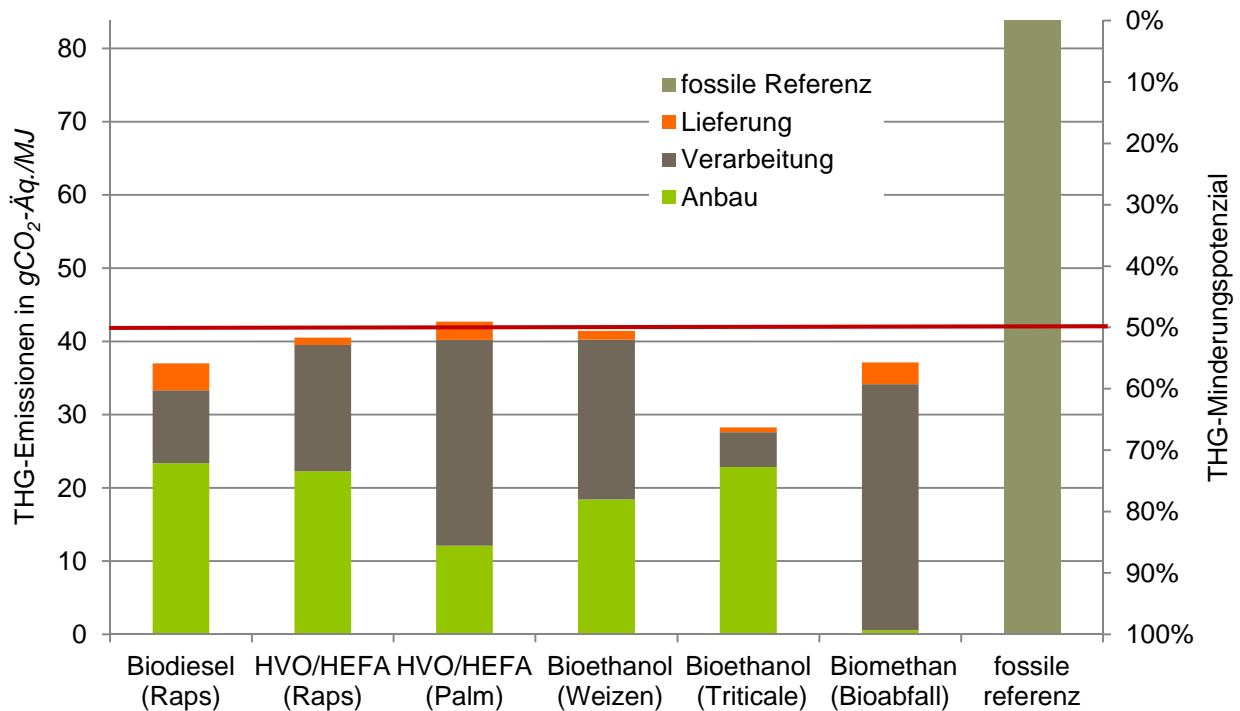


Abbildung 68 THG-Minderungspotenziale der betrachteten Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzwert 83,8 g CO₂-Äq je MJ der EU RED

Die in Abbildung 68 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.

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.

8.3 Fazit

Die Treibhausgasminderungspotenziale der ausgewählten Biokraftstoffkonzepte (vgl. Tabelle 15) wurden gemäß der Methode der EU Richtlinie 2009/28/EC (EU RED) berechnet. Die Ergebnisse zeigen je nach Annahmen ein Minderungspotenzial zwischen 47 % und 62 % gegenüber dem in der EU RED definierten

fossilen Referenzwert (83,8 g CO₂-Äq./MJ) und können so mit Ausnahme von HVO/HEFA (Palm) das für 2017 vorgegebene Einsparziel von 50 % gegenüber dem Referenzwert erreichen. Entlang der Produktionsketten lassen sich zwei wesentliche Treiber der Gesamtreibhausgasemissionen 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 (Biomethan 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 Triticale).

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)
- Methoden nicht konform (z. B. Umgang mit Nebenprodukten bei Biomethan)

sind und auf deren Basis die Standardwerte ermittelt wurden.

9 Treibhausgasemissionen in der Kraftstoffproduktion

9.1 Treibhausgasbilanzierung ausgewählter fossiler Kraftstoffe

9.1.1 Fossiler Referenzwert

Gemäß der 2009 in Kraft getretenen EU-Richtlinie 2009/28/EC (EU RED) (RICHTLINIE 2009/28/EG, 2009) müssen eingesetzte Biokraftstoffe im Vergleich zu ihrer fossilen Vergleichsgröße ein THG-Minderungspotential von mindestens 35 % aufweisen. Wird zusätzlich eine nachhaltige Landwirtschaft eingehalten und der Schutz von Lebensräumen gewahrt, können die Biokraftstoffe auf die Quote nach BioKraftQuG (BIOKRAFTQUG, 2006) angerechnet werden und die Steuerentlastung nach Energiesteuergesetz (ENSTG, 2009) erhalten. Als fossile Referenz für die Biokraftstoffe soll der gemäß Richtlinie 98/70/EG (RICHTLINIE 98/70/EG, 1998) letzte gemeldete verfügbare tatsächliche Durchschnitt der Emissionen aus dem Otto- und Dieselmotorkraftstoffverbrauch verwendet werden. Liegt der Wert aber nicht vor, so gilt der Wert von 83,8 g CO₂-Äquivalente/MJ als Standard. Dieser Wert umfasst den gesamten Lebensweg von der Erkundung, Förderung und Bereitstellung des Rohöls, die Erzeugung und die Nutzung von Otto- und Dieselmotorkraftstoff. In der EU RED wird dieser Wert allerdings nicht für die einzelnen Prozessschritte aufgeschlüsselt. Darüber hinaus erfolgt auch keine Unterscheidung in Otto- und Dieselmotorkraftstoff. Da auf Grundlage dieses Standardwertes die Einsparpotenziale ermittelt werden, ist die Höhe des Referenzwertes von Bedeutung. In einer vom Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. in Auftrag

gegebenen Studie (ERA, 2009) wird angemerkt, dass der in der EU RED angegebene fossile Referenzwert zu niedrig angesetzt ist. In der von Edwards et al. erstellten Studie (R. EDWARDS u. a., 2007) wird für Ottokraftstoff ein Wert von 87,66 g CO₂-Äquivalente/MJ und für Diesellokraftstoff ein Wert von 89,48 g CO₂-Äquivalente/MJ ermittelt. Das Ökoinstitut (ÖKO-INSTITUT, 2007), das mit Hilfe der Datenbank Gemis 4.4 die THG-Emissionen entlang der Lebenswege von Otto- und Diesellokraftstoff bilanziert hat, gibt für Ottokraftstoff einen Wert von 87,11 g CO₂-Äquivalente/MJ und für Diesellokraftstoff von 91,69 g CO₂-Äquivalente/MJ an. Das amerikanische Institut NETL (NETL, 2009) hat für Benzin THG-Emissionen in Höhe von 91,18 g CO₂-Äquivalente/MJ und für Diesellokraftstoff in Höhe von 90,05 g CO₂-Äquivalente/MJ angegeben. Diese Studien deuten ebenfalls auf einen zu geringen fossilen Referenzwert hin. Daraus könnte gefolgert werden, dass der fossile Referenzwert angepasst werden müsste. Ein höherer Wert der fossilen Vergleichsgröße würde aber zu höheren THG-Minderungen der Biokraftstoffe führen. Somit wäre es für Biokraftstoffherzeuger einfacher das geforderte THG-Minderungspotenzial von 35 % zu erreichen. Das bedeutet, dass mit der Anpassung des fossilen Referenzwertes auch die geforderte THG-Einsparung angepasst werden müssten.

Im Folgenden sollen die THG-Emissionen des gesamten Lebensweges von Otto- und Diesellokraftstoff auf Grundlage der Datenbank des DBFZ und der Ökobilanzdatenbank ecoinvent 2.1 (ECOINVENT V2.1, 2009) bilanziert werden und mit dem fossilen Referenzwert und den Werten der Literatur verglichen werden. Anschließend wird mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen untersucht, an welcher Stelle der Prozesskette Optimierungspotenzial besteht. Zuletzt soll ermittelt werden, wie sich die Menge an THG-Emissionen verändert, wenn zukünftige Entwicklungen berücksichtigt werden. Dabei stehen immer die Höhe des Referenzwertes und eine mögliche Anforderung der Anpassung im Vordergrund. Für die THG-Bilanzierung werden für alle zu bewertenden Prozessschritte die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) erfasst und mittels Konversionsfaktoren des IPCC (IPCC, 2001) in CO₂-Äquivalente je funktionelle Einheit (1 MJ Kraftstoff) umgerechnet.

9.1.2 Systemgrenzen

Für die Bilanzierung der THG-Emissionen von Otto- und Diesellokraftstoffen wird deren gesamter Lebensweg von der Exploration über die Förderung, den Ferntransport, die Raffination, die Distribution bis zur mobilen Nutzung (motorischen Verbrennung) betrachtet. Die Prozessschritte Exploration, Förderung und Ferntransport werden bei der Bilanzierung unter die Rohölbereitstellung subsumiert. Zur Raffination zählen der Prozess der Raffination und die Distribution. Innerhalb der motorischen Verbrennung wird der Einsatz des Otto- und Diesellokraftstoffes in Pkws bilanziert (Abbildung 69). Um das Ergebnis mit dem fossilen Referenzwert der EU-RED vergleichen zu können, werden bei der Bilanzierung alle Stoff- und Energieströme auf einen MJ Kraftstoff bezogen.

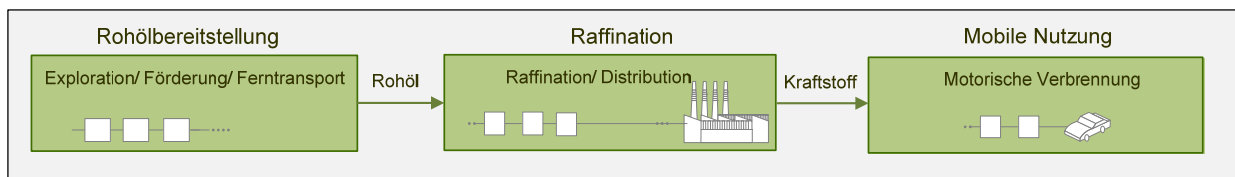


Abbildung 69 Prozesskette der ausgewählten fossilen Kraftstoffe

9.1.3 Rohölbereitstellung

Für die Rohölbereitstellung wurde die Herkunft des Rohöls sowohl für den europäischen als auch den deutschen Rohölmix ermittelt und Treibhausgasbilanzen für die betreffenden Förderregionen erstellt. Die Sachbilanzdaten für die Prozesse Exploration, Rohölförderung und Ferntransport wurden der Ökobilanzdatenbank ecoinvent 2.1 (ecoinvent v2.1, 2009) entnommen. Detailliertere Informationen zu den THG-Bilanzen der einzelnen Rohölimporte in Abbildung 70 zeigen, dass insbesondere die Treibhausgasbilanzen der Rohölimporte aus Nigeria, der Förderregion Afrika (umfasst die restlichen Förderregionen Afrikas außer Nigeria) und Russland stark durch Emissionen infolge von Abfackeln und Abblasen (hier wird Begleitgas unverbrannt in die Atmosphäre abgeblasen) belastet sind. Des Weiteren haben die Erzeugung von Prozesswärme zur Ölaufbereitung sowie die Energieerzeugung für Pumpen, Antriebe und Kompressoren mittels Diesel in Dieselgeneratoren und Heizöl in Industrieheizung einen maßgeblichen Einfluss auf die Treibhausgasemissionen bei der Rohölförderung. Innerhalb der Prozesskette der russischen Rohölförderung verursachen der Prozess der Exploration und infrastrukturelle Aufwendungen ein Großteil der klimarelevanten Emissionen. Ein weiterer Treiber beim Ausstoß von Treibhausgasen ist der Prozess des Ferntransports. Insbesondere lange Transportwege mittels Hochseetanker haben einen entscheidenden Anteil an den Treibhausgasemissionen. Davon betroffen sind speziell Rohölimporte aus dem Mittleren Osten, Nigeria und Lateinamerika.

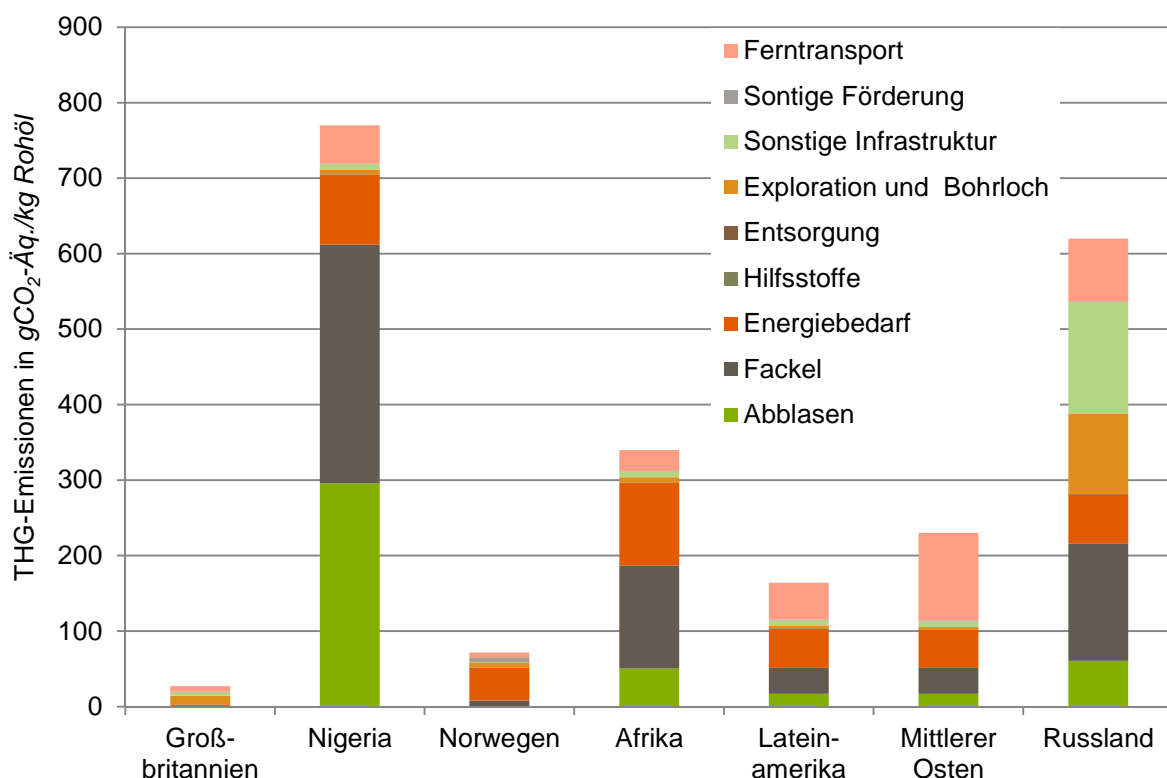


Abbildung 70 Spezifische THG-Emissionen der Rohölbereitstellung nach Herkunft in $\text{gCO}_2\text{-Äq. je kg Rohöl}$

Da sich die Emissionen, wie bereits dargestellt, aus der Förderung des Rohöls regional stark unterschiedlich darstellen, kann die Zusammensetzung des Rohölimportmixes einen deutlichen Einfluss auf die Treibhausgasbilanz des entsprechenden fossilen Kraftstoffes haben. Die Unterschiede in der regionalen

Herkunft des Rohöls zwischen dem europäischen und dem deutschen Rohölimportmix sind in der Abbildung 71 dargestellt.

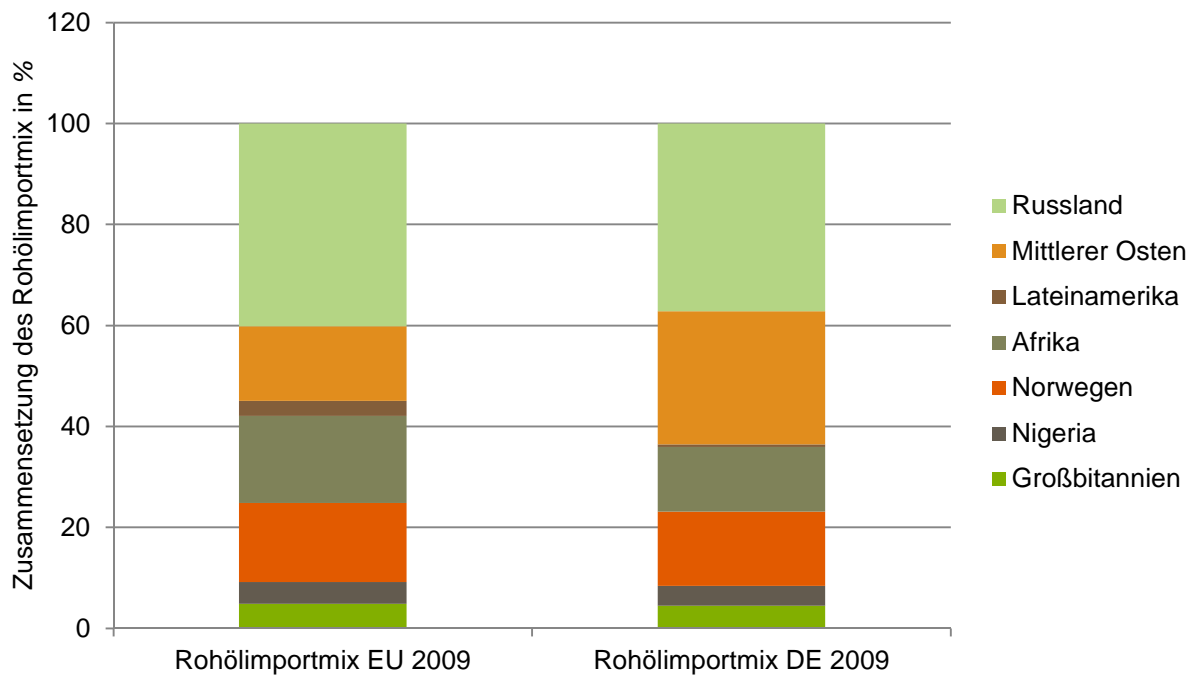


Abbildung 71 Anteile am Rohölimportmix für Europa und Deutschland in % (BIOKRAFTQUG, 2006; RICHTLINE 2009/28/EG, 2009)

Aus den spezifischen Treibhausgasemissionen der Rohölförderung und Bereitstellung in den jeweiligen Förderregionen und der Zusammensetzung der Rohölimporte lassen sich die Gesamtemissionen aus der Rohstoffbereitstellung pro MJ Benzin und MJ Diesel errechnen (Abbildung 72).

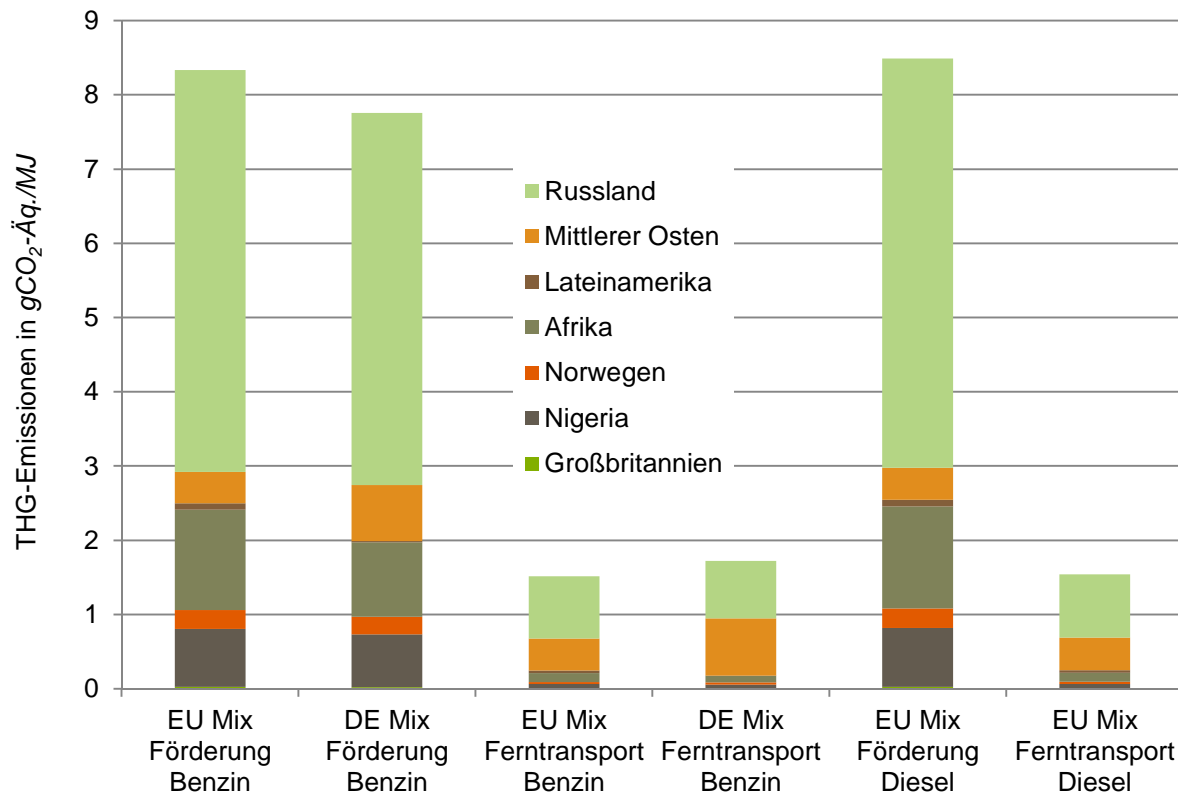


Abbildung 72 Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Rohölbereitstellung in g CO₂-Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel für den EU Rohölmix und g CO₂-Äq. je MJ Benzin für DE Rohölmix

Im Ergebnis der Rohölbereitstellung unterscheiden sich die betrachteten Produkte Benzin und Diesel kaum. Innerhalb der Importzusammensetzungen für den europäischen und den deutschen Rohölmix liegen die klimarelevanten Emissionen des deutschen Mix unter denen des europäischen. Dies ist in erster Linie der Tatsache geschuldet, dass der deutsche Mix weniger afrikanische und dafür mehr Importe aus dem mittleren Osten enthält und die Rohölförderung im mittleren Osten wesentlich geringere Treibhausgasemissionen verursacht. Erwartungsgemäß werden die genannten Werte für die Importzusammensetzung, aufgrund der großen Massenanteile und hohen spezifischen Emissionen, im Wesentlichen von der Bereitstellung des russischen Rohöls beeinflusst.

Einen Ausblick auf die zukünftige Erdölförderung und den daraus resultierenden möglichen Umweltwirkungen, insbesondere bei der Förderung schwer zugänglicher Ölvorkommen, gibt das Kapitel zur zukünftigen Entwicklung des fossilen Referenzwerts (9.4).

9.1.4 Raffination

Für die THG-Bilanzierung der Raffination des Rohöls und der Distribution der Otto- und Dieselmotorkraftstoffe wurde auf die Ökobilanzdatenbank Ecoinvent 2.1 zurückgegriffen. In dieser Datenbank werden mit Hilfe der Daten von über 100 Raffinerien Westeuropas die durchschnittlich in Europa raffinierten Erdölprodukte bilanziert. Bei der Bilanzierung der Distribution werden alle Transportvorgänge bei der Regionalverteilung von Otto- und Dieselmotorkraftstoff ab Raffinerie, aber auch die Importe nach Europa sowie die Lagerung in Regional- und Importlagern als auch die Energieaufwendungen bei den Tankstellen berücksichtigt.

Raffinerien haben die Funktion, Rohöl in verschiedene Fraktionen aufzuteilen, um so hochwertige Produkte mit bestimmten Eigenschaften zu erhalten. Die technischen Anlagen umfassen mehrere Stufen: die Aufbereitung, Reinigung des Erdöls, Trennen der Fraktionen und die Verbesserung und die Beseitigung gewisser Eigenschaften (NIELS JUNGBLUTH, 2007). Neben Benzin und Dieselkraftstoff werden bei der Modellierung der Raffinerie in der Ecoinvent-Datenbank auch Produkte wie bspw. schweres und leichtes Heizöl, Kerosin oder Raffineriegas bilanziert. Bei diesen Multioutputprozessen besteht immer die Schwierigkeit, die für den Raffinationsprozess notwendige Prozessenergie und Betriebsstoffe und die damit verbundenen Emissionen gerecht den einzelnen Produkten zuzuordnen. In Ecoinvent wurde versucht die Allokation verursacherorientiert durchzuführen. So bekommen z. B. jene Produkte, die an energieintensiven Veredlungsprozessen beteiligt sind, eine höhere Prozessenergie zugeteilt. Demnach hat Dieselkraftstoff einen spezifischen Energiebedarf von 1 MJ/kg Output und Benzin einen von 3,8 MJ/kg Output. Der Energiebedarf von den in Ecoinvent modellierten Raffinerien wird mit Schweröl und Raffineriegas aus der eigenen Raffination gedeckt (NIELS JUNGBLUTH, 2007). Da in Schweröl alle Fremdelemente wie S, N, V und Ni angereichert sind und diese bei der Verbrennung freigesetzt werden und darüber hinaus die Rauchgasreinigung aus gasbefeuerten Anlagen einfacher zu bewerkstelligen ist, wird auch Erdgas als Brennstoff eingesetzt (ERA, 2009). Der Energiebedarf ist stark von der Komplexität der Anlage und der Produktstruktur abhängig [9]. Die Produktstruktur ist durch das Verfahren der Destillation, bei dem die Produkte entsprechend ihrer Siedeverläufe getrennt werden, begrenzt. Die Mengenanteile der Raffinerieprodukte sind allerdings in diesem Rahmen in Abhängigkeit von der Art des Rohöleinsatzes und von den in der Raffinerie vorhandenen Verarbeitungsanlagen verschiebbar (ERA, 2009). Der zunehmende Bedarf nach leichtem Heizöl und Kraftstoffen führt zum Anstieg des Energieverbrauches, da hierfür vermehrt Reforming-, Cracking- und Entschwefelungsprozesse notwendig sind, um dem Rohöl einen höheren Anteil an leichteren Kohlenwasserstoffen abzugewinnen und dabei die Umweltbelastung zu senken. Mit diesen energieintensiven Veredlungsprozessen ist es möglich auch Rohöl mit größeren Anteilen an schweren Ölen zur vom Markt nachgefragten Produktpalette zu verarbeiten. Der Anteil des schweren Öls im Rohöl lässt sich nur über die Rohölauswahl beeinflussen (NIELS JUNGBLUTH, 2007).

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus der THG-Bilanzierung von Benzin und Diesel aus dem Raffinationsprozess vorgestellt (Abbildung 73). Bei der Bilanzierung wurden die in Ecoinvent angewandten Allokationsregeln übernommen. Schweröl und Raffineriegas dienen als Brennstoffe zur Erzeugung von Prozessenergie. Zur Deckung des Bedarfs an Elektrizität wurde der durchschnittliche europäische Strommix eingesetzt.

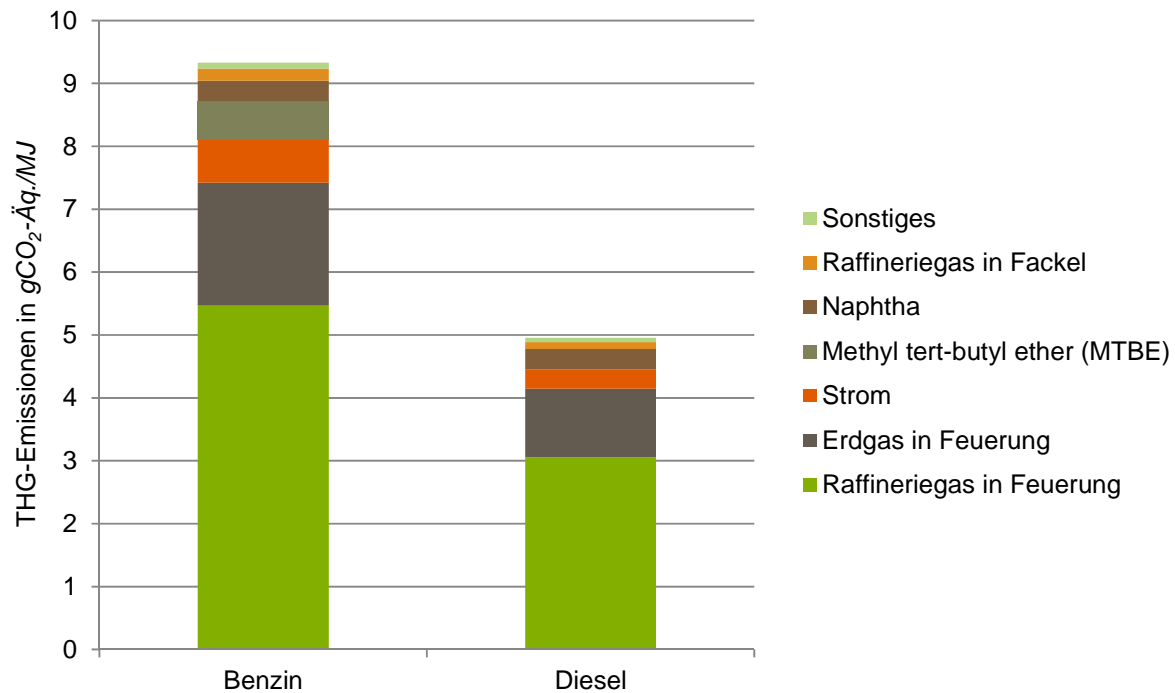


Abbildung 73 Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Raffination in CO₂-Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel

Aus Abbildung 73 wird ersichtlich, dass sowohl bei Benzin als auch bei Diesel der größte Anteil der THG-Emissionen (über 80 %) durch die Bereitstellung der Prozessenergie verursacht werden, wobei allein über die Hälfte der THG-Emissionen der Feuerung von Raffineriegas und ca. ein Viertel der Feuerung von Schweröl zuzuschreiben sind. Durch die Erzeugung und Nutzung des erforderlichen Stroms werden ca. 7 % (Benzin) und ca. 6 % (Diesel) der THG-Emissionen verursacht. Da, wie bereits erwähnt, der spezifische Energiebedarf für Benzin größer als der von Diesel ist, liegen die Gesamtemissionen des Raffinationsprozesses für Benzin mit 9,7 g CO₂-Äquivalente/MJ Benzin höher als für Diesel mit 5,2 g CO₂-Äquivalente/MJ Diesel.

Bei der Distribution von Benzin und Diesel werden je ca. 0,6 g CO₂-Äquivalente/MJ freigesetzt. Damit spielt die Distribution in der gesamten Prozesskette für den THG-Ausstoß eine untergeordnete Rolle.

9.1.5 Mobile Nutzung

Die THG-Emissionen aus der mobilen Nutzung wurden ebenfalls auf Grundlage der Ecoinvent-Datenbank bilanziert. Der motorischen Verbrennung sind dabei je ein Benzin- und ein Dieselfahrzeug der Schadstoffklasse Euronorm 3 hinterlegt. Die Euronormen regeln Grenzwerte für die Freisetzung von u. a. CO, NO_x, HC aus der motorischen Verbrennung. Da laut Angaben des Kraftfahrtbundesamtes von Januar 2010 42,5 % aller in Deutschland zugelassenen Personenkraftwagen nur die Abgasnorm Euro 4 erfüllen (KRAFTFAHRTBUNDESAMT, 2010), wurde mit der Entscheidung, der Modellierung der motorischen Verbrennung die Euronorm 3 zu hinterlegen, eine konservative Annahme getroffen.

Bei der motorischen Verbrennung werden bei der Reaktion des Gemisches aus Kohlenwasserstoffen mit den Bestandteilen der Luft die klimawirksame Gase CO_2 , CO und N_2O freigesetzt. Kohlendioxid hat dabei den größten Einfluss auf die THG-Bilanz³. In der Regel wird der Ausstoß an THG-Emissionen bei der motorischen Verbrennung in g CO_2 -Äquivalente/km angegeben.

Um die bilanzierten Treibhausgase in die dargestellten Prozesskette (Abbildung 69) zu integrieren und den Gesamtwert der THG-Emissionen mit dem in der EU-RED angegebenen fossilen Referenzwert zu vergleichen, erfolgt jedoch zunächst die Angabe in g CO_2 -Äquivalente/MJ. Demnach werden bei der motorischen Verbrennung von Benzin $74,19 \text{ g CO}_2$ -Äquivalente/MJ Benzin und von Diesel $74,56 \text{ g CO}_2$ -Äquivalente/MJ Diesel freigesetzt. Bei dem Bezug der THG-Emissionen auf einen MJ Kraftstoff werden mit einem Dieselfahrzeug geringfügig mehr Treibhausgase emittiert als mit einem Benzinfahrzeug. Die Ursache liegt in der Verbrennungsreaktion begründet. Der im Kraftstoff gebundene Kohlenstoff wird bei der Verbrennung mit der Umgebungsluft oxidiert und freigesetzt. Während in einem Liter Diesel $2,65 \text{ kg CO}_2$ enthalten sind, beinhaltet ein Liter Benzin $2,32 \text{ kg CO}_2$. (INNENMINISTERIUM BADEN-WÜRTENBERG, 2006). Demnach werden bei der Verbrennung von Diesel auch mehr Treibhausgase emittiert als bei der Verbrennung von Benzin. Da sich der Kohlenstoffgehalt des Kraftstoffes und die Verbrennungsreaktion nicht grundsätzlich ändern, scheint der Bezug der THG-Emissionen auf einen MJ Kraftstoff und dementsprechend die Angabe in g CO_2 -Äquivalente/MJ wenig sinnvoll. Da der größte Anteil der THG-Emissionen durch den Ausstoß von CO_2 verursacht wird und diese direkt vom Kraftstoffverbrauch abhängen, sollte die Angabe von THG-Emissionen in einer Einheit erfolgen, die diesen Kraftstoffverbrauch berücksichtigt, z. B. in g CO_2 -Äquivalente/ km.

Demnach werden bei der Nutzung eines Benzinfahrzeuges $192,5 \text{ g CO}_2$ -Äquivalente/ km und bei der Nutzung eines Dieselfahrzeuges $177,85 \text{ g CO}_2$ -Äquivalente/km freigesetzt (Abbildung 74). Das Dieselfahrzeug setzt zwar im Vergleich zu einem Benzinfahrzeug durch die Verbrennungsreaktion im Motor mehr CO_2 -Äquivalente frei, durch den geringeren Kraftstoffverbrauch werden aber weniger CO_2 -Äquivalente in Bezug auf einen Kilometer emittiert (DEUTSCHE AUTOMOBIL TREUHAND GMBH (DAT), 2010).

³ Aus der ecoinvent-Datenbank ersichtlich

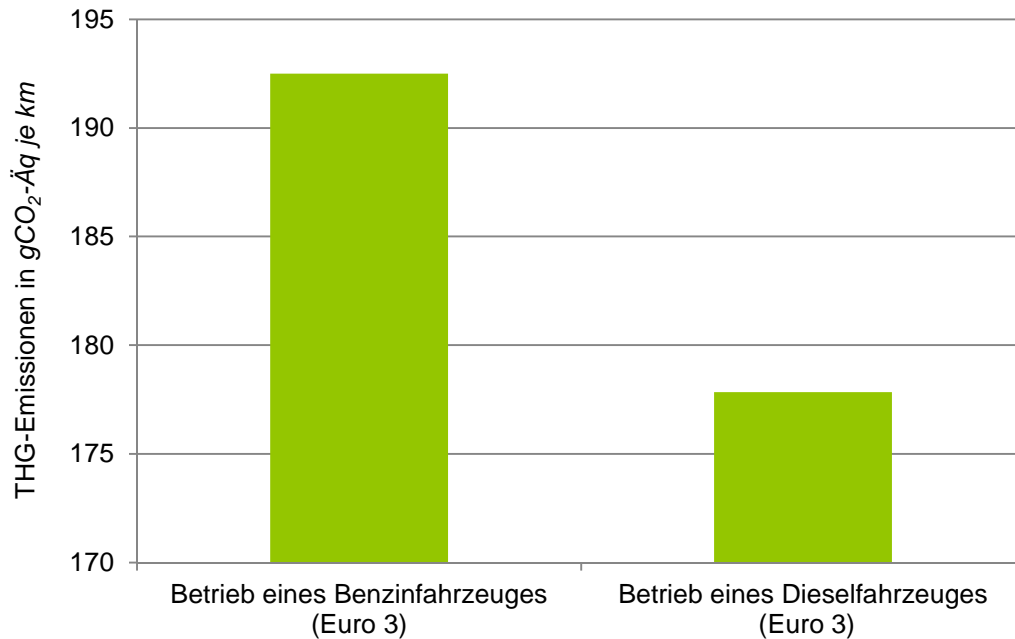


Abbildung 74 Treibhausgasemissionen aus dem Einsatz von Benzin und Diesel in einem Pkw der Euro-3-Norm in CO₂-Äq. je km

9.2 Gesamt-THG-Emissionen

In Abbildung 75 sind die THG-Emissionen, die auf dem gesamten Lebensweg von Benzin und Diesel freigesetzt werden, dargestellt. Es wird deutlich, dass bei der mobilen Nutzung in Pkws die meisten Treibhausgase emittiert werden. Sowohl beim Otto- als auch beim Dieselmotorkraftstoff werden dadurch ca. 80 % der Treibhausgase verursacht. Der Exploration und der Förderung des Rohöls sind innerhalb beider Prozessketten ca. 9 % der Treibhausgase zuzuschreiben. Ein deutlicher Unterschied in den THG-Emissionen zwischen den Lebenswegen von Benzin und Diesel ist nur im Prozessschritt der Raffination zu erkennen. Beim Benzin beträgt der Anteil der THG-Emissionen, der in der Raffination freigesetzt wird, ca. 10 %, beim Diesel sind es ca. 6 %. Es wird weiterhin deutlich, dass die Transport- und Distributionsprozesse nur für einen sehr geringen Anteil der THG-Emissionen verantwortlich sind. Insgesamt wird entlang des Lebensweges von Benzin mit 94,4 g CO₂-Äq. je MJ Benzin verglichen mit dem von Diesel (90,4 g CO₂-Äq. je MJ Diesel) eine um ca. 4 % höhere Menge an CO₂-Äquivalenten emittiert.

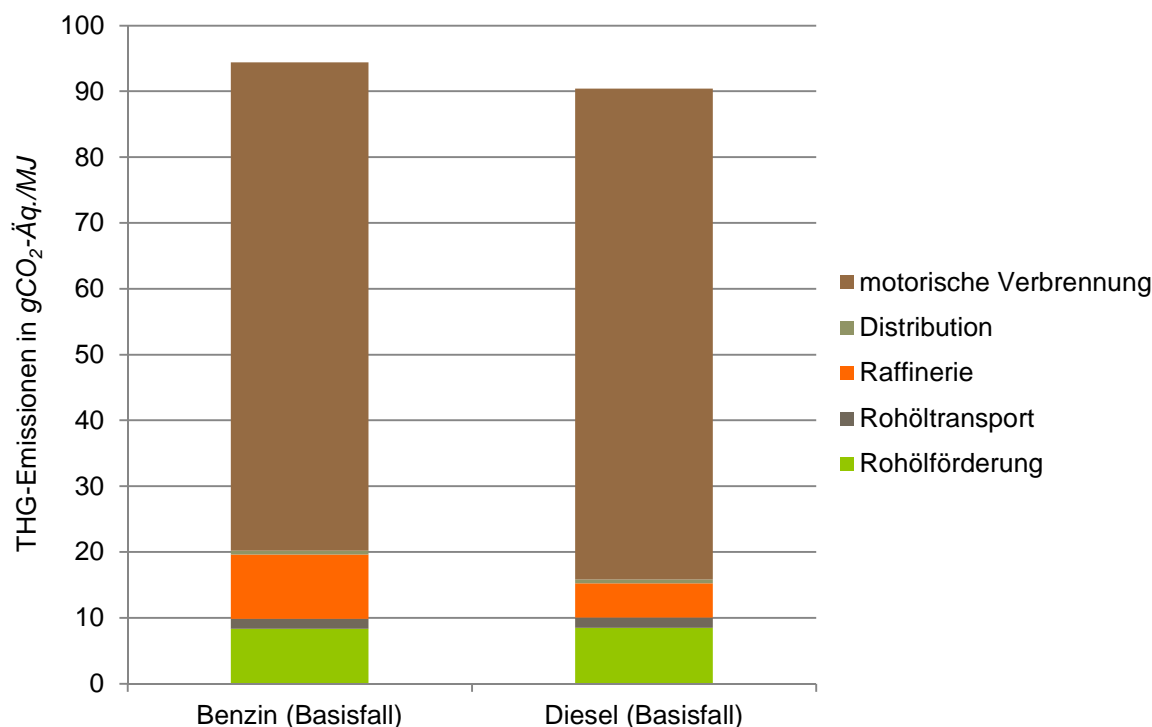


Abbildung 75 THG-Emissionen aus der gesamten Prozesskette für Benzin und Diesel in g CO₂-Äq. je MJ Kraftstoff

Mit den Gesamtemissionen von 94,40 g CO₂-Äq. je MJ Benzin und 90,38 g CO₂-Äq. je MJ Diesel können die bereits im Kapitel 9.1 erwähnten Autoren in ihrem Urteil, dass der fossile Referenzwert als zu niedrig angesetzt ist, bestätigt werden. Tabelle 18 verdeutlicht, dass sich je nach zugrunde gelegter Berechnungsmethodik die Werte für die fossile Referenz unterscheiden. Insgesamt führen jedoch alle Studien zu höheren Werten als der in EU RED angegebene von 83,8 40 g CO₂-Äq./MJ.

Tabelle 18 Vergleich der Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe verschiedener Autoren

Autor	Kraftstoff	THG-Emissionen in g CO ₂ -Äq./MJ
Eigene Berechnung 2010	Benzin	94,40
	Diesel	90,38
Edwards et al. 2007	Benzin	87,66
	Diesel	89,48
Ökoinstitut 2007	Benzin	87,11
	Diesel	91,69
NETL 2009	Benzin	91,18
	Diesel	90,05

9.3 Sensitivitätsanalysen

Wie bereits erwähnt, werden entlang der Prozesskette bei der Rohölförderung, der Raffination und der motorischen Verbrennung die meisten Treibhausgase emittiert. Aus diesem Grund werden für diese Prozessschritte in den nächsten Abschnitten Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

9.3.1 Rohölbereitstellung

Wie bereits beschrieben (vgl. 9.1.3), wird innerhalb der Rohölförderung durch den Umgang mit Erdölbegleitgas der größte Anteil an Treibhausgasen emittiert. Insbesondere das Abfackeln von Begleitgas und Abblasen von unverbranntem Gas verursachen wie im Fall der Rohölförderung in Nigeria hohe Treibhausgasemissionen. Während beim Verbrennen des Begleitgases in erster Linie Kohlenstoffdioxid emittiert wird, führt das Abblasen des unverbrannten Gases zu direkten Methanemissionen. Dies ist, ob der Tatsache, dass Methan im Vergleich zu CO₂ eine vielfach höhere Klimawirksamkeit (nach IPCC, 2006 entspricht die Klimawirksamkeit von einem kg Methan ca. der von 23 kg CO₂) aufweist, eine nicht unerhebliche Emissionsquelle. Das trifft insbesondere auf die Förderregionen Nigeria, Afrika und Russland zu. Für Nigeria und Russland wurde in einer Sensitivitätsanalyse untersucht wie sich die Treibhausgasemissionen darstellen, wenn man der Annahme folgt, dass das Begleitgas nicht abgeblasen sondern komplett verbrannt wird (siehe Abbildung 76).

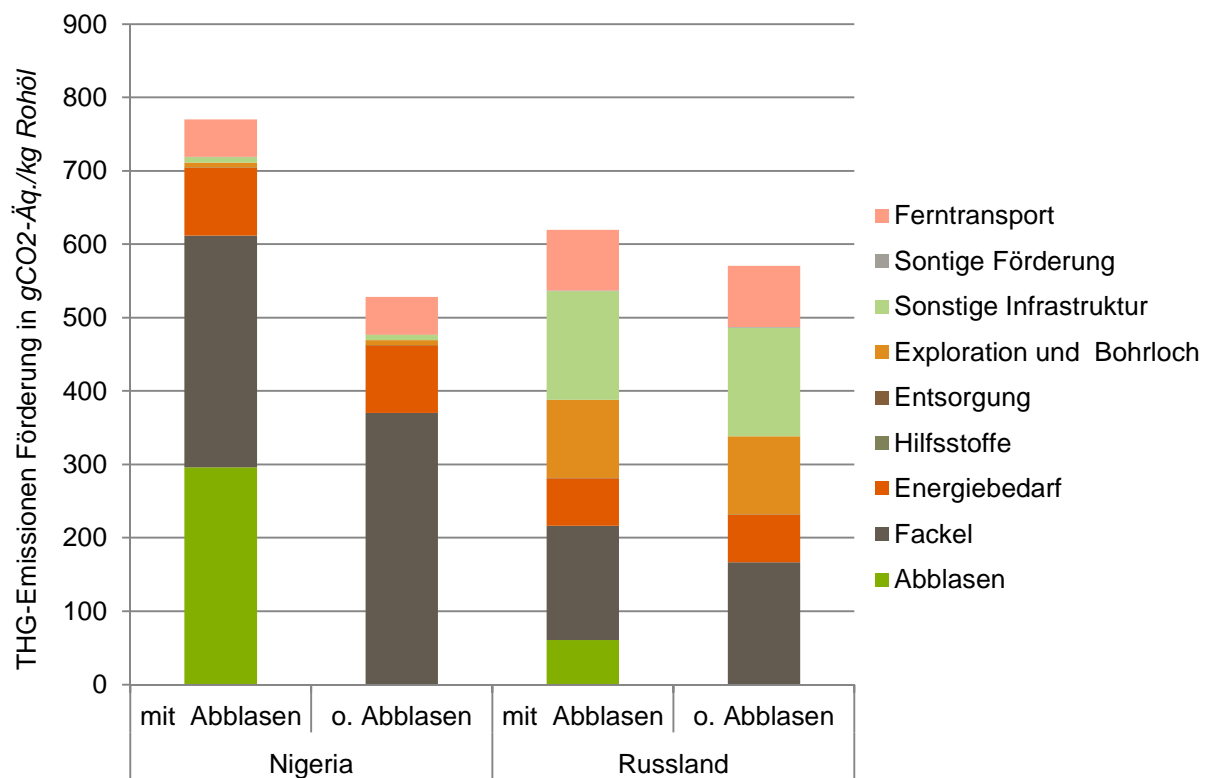


Abbildung 76 Einfluss des Abblasens von Erdölbegleitgas auf die THG-Emissionen der Rohölförderung in Nigeria und Russland in gCO₂-Äq. je kg Rohöl

Für Nigeria, der Region mit dem höchsten Anteil abgeblasenen Gases, ließen sich klimarelevante Emissionen von über 240 gCO₂-Äquivalente je kg Rohöl einsparen, dies entspricht einem prozentualen Anteil von 31 %. Die Treibhausgasemissionen für die russische Rohölförderung könnten um 8 % gemindert

werden, was sich vor dem Hintergrund, dass Russland mit 40 % (Abbildung 76) den größten Massenanteil am EU Rohölmix das Hauptfördergebiet ist, als nicht unerheblich darstellt. Der Einfluss des Nicht-Abblasens des Begleitgases auf die spezifischen Treibhausgasemissionen der Rohölbereitstellung im europäischen Durchschnittsmix zeigt folgende Abbildung 77.

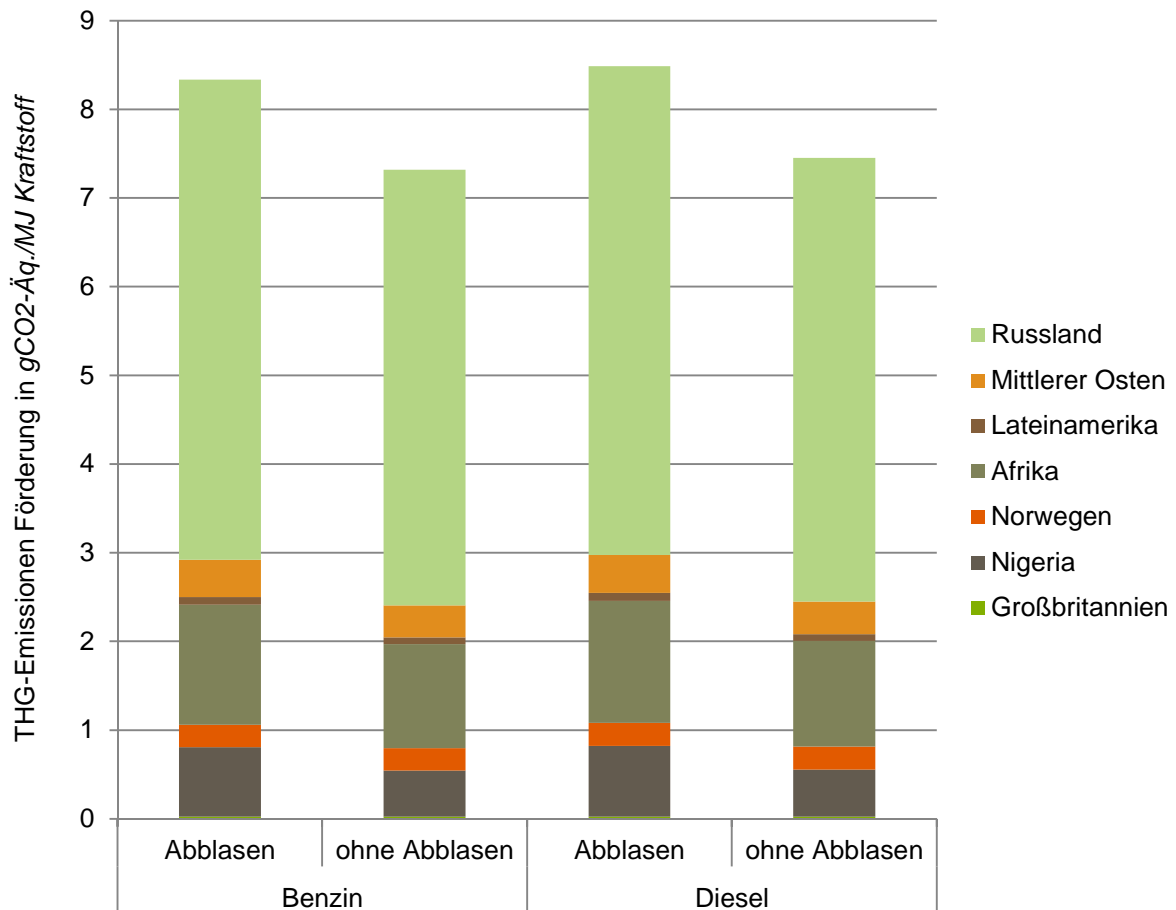


Abbildung 77 Einfluss des Abblasens auf die spezifischen Emissionen des europäischen Rohölmix in gCO₂-Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel

Die Treibhausgaseminderung von 10 % ist zum einen auf den hohen Anteil russischen Rohöls am EU Mix zurückzuführen und zum anderen auf das hohe Einsparpotential, wenn Begleitgas aus der nigerianischen Rohölförderung nicht abgeblasen sondern abgefackelt wird. Das Minderungspotential aus dem Umgang mit Begleitgas, ließe sich möglicherweise steigern, würde man das Begleitgas zur Energieerzeugung in einer Gasturbine einsetzen, und somit Diesel in Dieselgeneratoren und Heizöl in Industriefeuerung zur Erzeugung von Energie für Pumpen, Antriebe und Kompressoren substituieren. Da dies jedoch in hohem Maße von der Zusammensetzung des Begleitgases abhängig ist, soll an dieser Stelle nicht weiter darauf eingegangen werden.

9.3.2 Raffination

Im Kapitel Raffination (9.1.4) wird deutlich, dass bei der Bereitstellung der Prozessenergie die meisten Treibhausgase emittiert werden. Aus diesem Grund sollte in diesem Bereich mit dem Versuch THG-Emissionen einzusparen, angesetzt werden. Einige Raffineriebetreiber setzen bereits heute statt des schweren

Heizöls Erdgas ein. Da Erdgas kohlenstoff-, stickstoff- und schwefelärmer und wasserstoffreicher ist, können CO₂-, SO₂- und NO_x-Emissionen minimiert werden. Zudem ist, wie bereits erwähnt, die Rauchgasreinigung von gasbefeuerten Anlagen einfacher und mit geringerem Energieverbrauch verbunden (ERA, 2009). Die nachfolgende Abbildung 78 stellt die THG-Emissionen für Benzin und Diesel ab Raffination unter Einsatz von Raffineriegas und Erdgas als Brennstoffe dar.

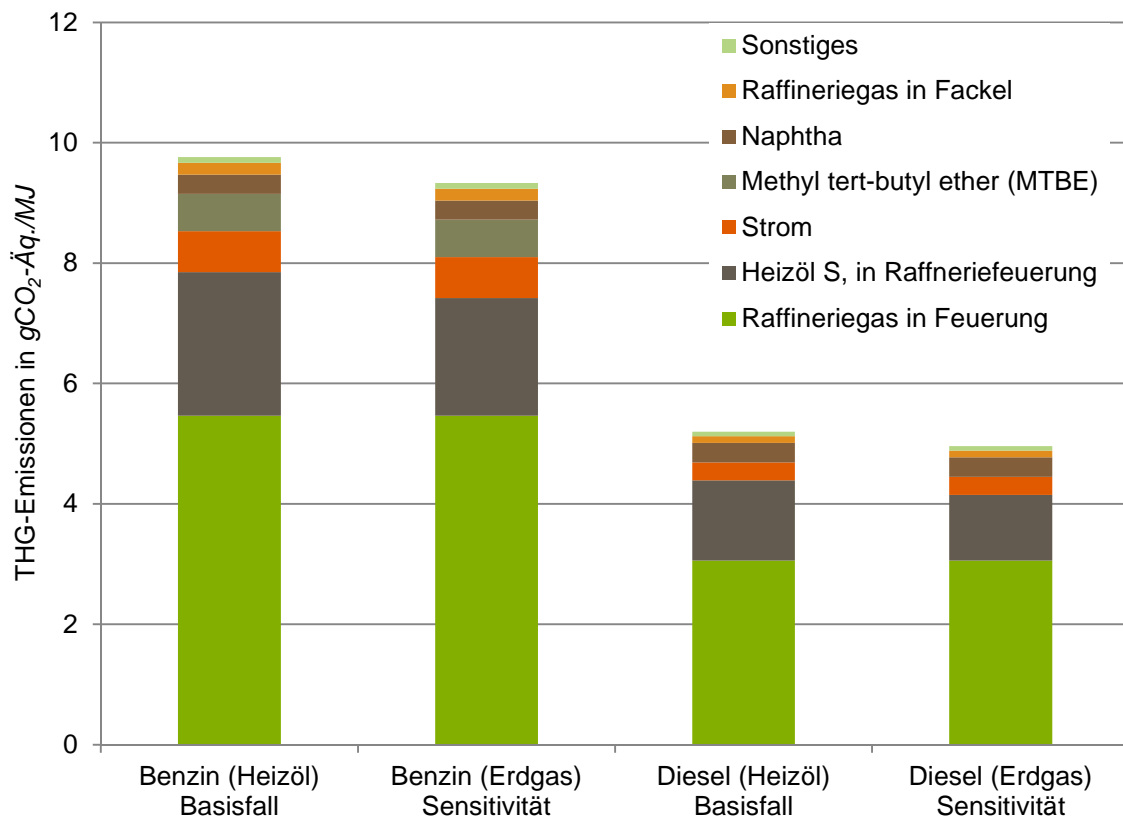


Abbildung 78 Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Raffination in CO₂-Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel unter Berücksichtigung des Einsatzes verschiedener Prozessenergieträger (schweres Heizöl und Erdgas)

Aus der Abbildung 78 wird deutlich, dass sich mit dem Ersatz des Brennstoffs Heizöl S durch Erdgas nur geringfügig THG-Emissionen einsparen lassen. Mit insgesamt 9,3 g CO₂-Äquivalente/MJ Benzin ist gegenüber dem Basisfall eine THG-Emissionsreduktion von ca. 4,1 % erreicht. Bei der Raffination von Diesel werden mit der Substitution ca. 4,6 % der THG-Emissionen eingespart. An der grundsätzlichen Verteilung der Anteile der THG-Emissionen ändert sich nichts. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass die ersetzten Schweröle auch verwertet werden müssen. Eine Umstellung auf Technologien mit höheren Konversionsgraden um die Schweröle in leichtere Destillate umzuwandeln ist aber mit einem höheren Energieverbrauch und das mit höheren THG-Emissionen verbunden (ERA, 2009).

9.3.3 Mobile Nutzung

Da entlang des Lebensweges von Benzin und Diesel die meisten THG-Emissionen bei der motorischen Verbrennung freigesetzt werden, sollte untersucht werden, welches Potenzial hier zur Einsparung von THG-Emissionen besteht. Im Vergleich zur konservativen Annahme bei der Basisbilanzierung wird nun angenommen, dass die durchschnittliche Fahrzeugflotte die Schadstoffklasse Euronorm 5 einhält. Die Euro-5-Norm gilt seit 01.09.2009 europaweit für neue Pkw. In dieser Norm werden wie auch in der Euro-3-Norm

keine Grenzwerte für CO₂-Emissionen vorgeschrieben. Die Grenzen gelten ausschließlich u. a. für CO, NO_x, HC.

Bezieht man die THG-Emissionen auf einen MJ Kraftstoff, so ist aufgrund der bereits beschriebenen feststehenden Verbrennungsreaktion keine Veränderungen zur Basisbilanzierung ersichtlich. Werden die THG-Emissionen auf einen Kilometer bezogen, so ergeben sich für einen Benziner 170,8 g CO₂-Äquivalente/km und für ein Dieselfahrzeug 169,2 g CO₂-Äquivalente/km. Im Vergleich zur Basisbilanzierung können bei der Nutzung eines Benzinfahrzeuges der Euro-5-Norm ca. 11 % und bei der Nutzung eines Dieselfahrzeuges der Euro-5-Norm 5 % der THG-Emissionen eingespart werden.

9.3.4 Gesamtemissionen unter Berücksichtigung der Optimierungsansätze

In Abbildung 79 werden die Gesamtemissionen des Basisfalls den Gesamtemissionen unter Berücksichtigung der Optimierungsansätze gegenübergestellt. Trotz der unterstellten Maßnahmen (Begleitgas innerhalb der Rohölförderung komplett verbrennen, Ersatz des schweren Heizöls durch Erdgas im Raffinationsprozess, Pkw der Euro-5-Norm) können in der Summe nur geringe Mengen an Treibhausgasen eingespart werden. Sowohl bei Benzin als auch bei Diesel können nur ca. 1,5 % der THG-Emissionen reduziert werden. Werden im Bereich der mobilen Nutzung die THG-Emissionen nicht auf einen MJ Kraftstoff bezogen, sondern auf einen km, so können bei der Nutzung des Benzins in einem Pkw der Euro-5-Norm 11 % und bei Nutzung des Diesels 5 % der THG-Emissionen eingespart werden.

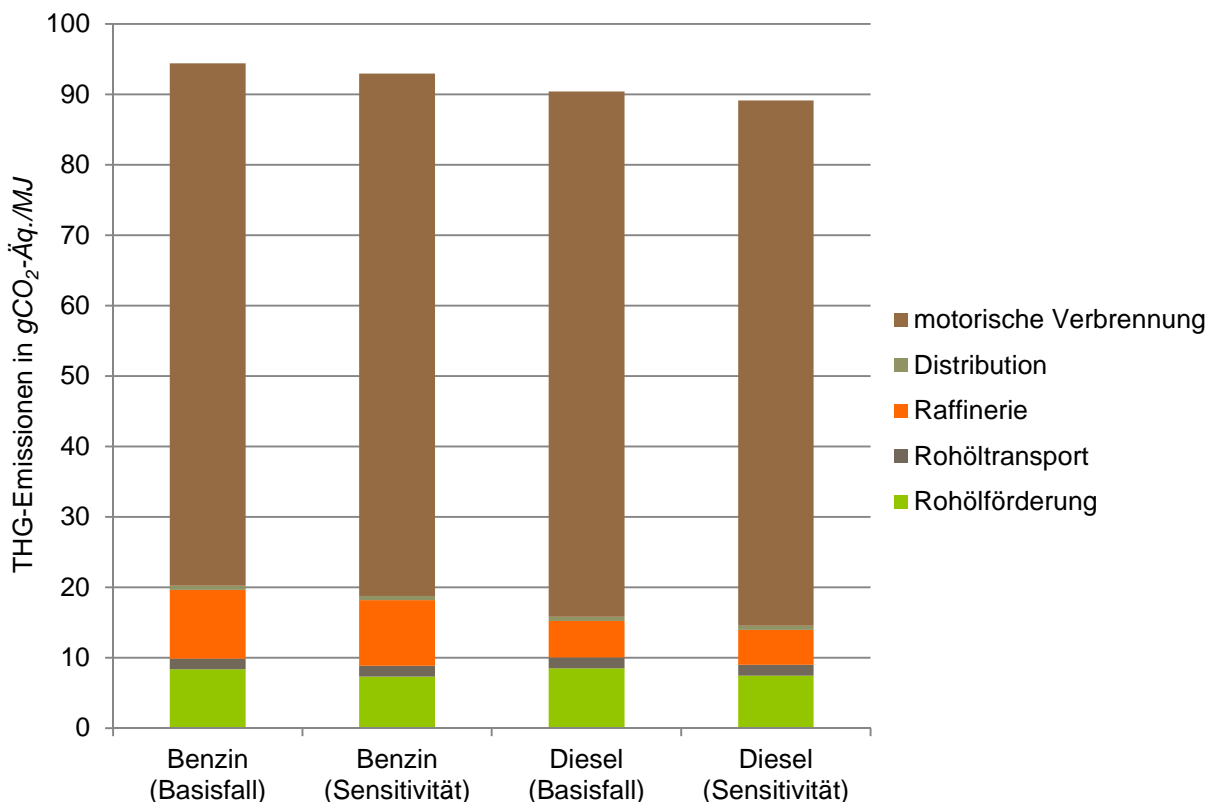


Abbildung 79

THG-Emissionen aus der gesamten Prozesskette für Benzin und Diesel in g CO₂-Äq. je MJ Kraftstoff, Vergleich zwischen Basisfall und Sensitivitätsanalyse

9.4 Bedeutung zukünftiger Entwicklungen für den fossilen Referenzwert

Aufgrund der Entwicklung der Förderrückgangsrate ist eine starke Abnahme der Produktion aller heutigen Erdölfelder zu erwarten (EUROPEAN COMMISSION ENERGY). Um den zukünftigen Produktionsrückgang auszugleichen, wird man vermehrt auf die sogenannten nicht konventionellen Erdöllager zugreifen müssen. Dabei bezeichnet man Öle als nicht-konventionelle Erdöle, wenn deren Förderung technisch aufwendiger und kostspieliger ist als die Förderung konventioneller Rohöle. Nicht-konventionelle Erdöle sind u. a.:

- Ölschiefer: ein mit Ölen und Bitumen gesättigtes Sedimentgestein, bei dem keine Umwandlung in Rohöl stattgefunden hat
- Ölsande (Teersande): Gemische aus Sand und Bitumen.
- Schwerstöl: Die Höhe der Produktion ist eher durch die technisch mögliche Förderrate als durch den Ressourcenumfang beschränkt.
- Tiefseeöl: Ölorkommen unter Wasser ab 500 m Wassertiefe. Die Förderung ist technisch sehr aufwändig und teuer (ERA, 2009).

Die von der era (ERA, 2009) ermittelten Treibhausgasemissionen für Kraftstoffe aus nicht-konventionellem Rohöl sind in nachfolgender Abbildung 80 dargestellt. Der Vergleich der Treibhausgasbilanzen zeigt, dass die Förderung und Verwendung nicht-konventioneller Rohöle zur Kraftstoffproduktion wesentlich höhere Treibhausgasemissionen verursacht als die Kraftstoffproduktion aus konventionelle Rohölen. Besonders die Produktion von Kraftstoffen aus Ölschiefer liegen im Vergleich zum fossilen Referenzwert der EU RED um bis zu 65 % höher. Bei technisch und damit energetisch aufwendigen Tiefenbohrungen (sowohl onshore als auch offshore) können bis zu ca. 50 % mehr Treibhausgase emittiert werden. Die Förderung und Bereitstellung von Teersanden und Schwerstölen führt zu einem ca. 40 % höheren Treibhausgasausstoß verglichen mit konventionellen Ölen. Daher ist zu erwarten, dass die Treibhausgasemissionen aus der Rohölförderung zukünftig enorm zunehmen und einen stärkeren Einfluss auf die THG-Emissionen der gesamten Prozesskette haben.

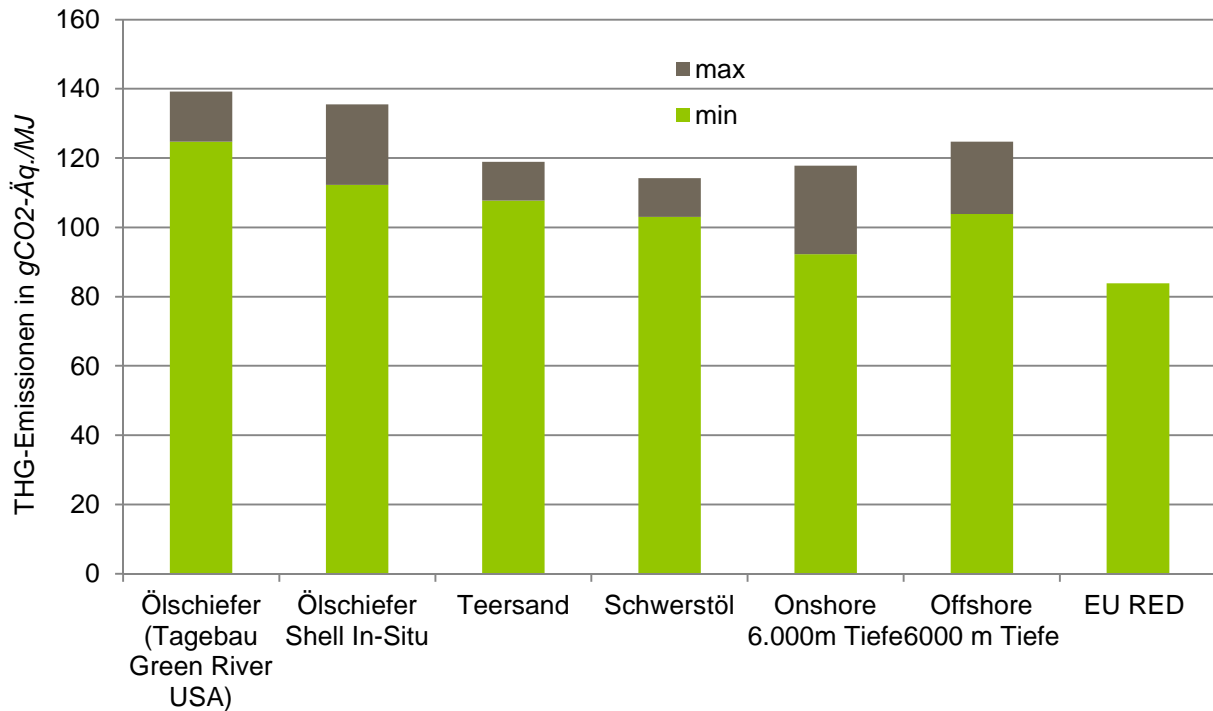


Abbildung 80 Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe (WTW) auf Basis (ERA, 2009)

9.4.1 Bedeutung zukünftiger Entwicklungen der Raffinerie

Der Anteil schwerer, schwefelhaltiger Rohöle an der Weltförderung wird weiterhin steigen (ERA, 2009). Um den weiter bestehenden Bedarf an leichtem Heizöl und Kraftstoffen zu decken, müssen die schweren Öle in der Raffinerie mit großem energetischem Aufwand in leichtere Fraktionen umgewandelt werden. Zudem benötigt die zunehmend erforderliche Entschwefelung zusätzlich Energie (NIELS JUNGBLUTH, 2007). Darüber hinaus lassen höhere Anforderungen an die Kraftstoffqualität ebenfalls den Energieaufwand steigen. EurActiv (EURACTIV, 2008) geht davon aus, dass der CO₂-Ausstoß bei Deckung des Dieselbedarfs um ca. 50 % steigen wird, um den Schwefelgehalt von Diesel zu reduzieren. Schlandt (ERA, 2009) nimmt an, dass sich der Treibhausgasausstoß der Raffinerien um ein Drittel erhöhen wird.

9.4.2 Bedeutung zukünftiger Entwicklungen der mobilen Nutzung

Van Basshysen und Schäfer (RICHARD VAN BASSHUYSEN & FRED SCHÄFER, 2007) sehen durch Maßnahmen wie Downsizing, bei dem das Motorgewicht und der Bauraumbedarf verringert werden, Reibleistungs-minderung oder Zylinderabschaltung ein hohes Potenzial den Kraftstoffverbrauch zu senken. Die Autoren nehmen an, dass sich der Kraftstoffverbrauch von Ottomotoren bis zum Jahr 2015⁴ um bis zu 50 % reduzieren lässt. Das Potenzial zur Verringerung des Kraftstoffverbrauches ist bei Dieselmotoren deutlich geringer. Da, wie bereits erwähnt, der CO₂-Ausstoß direkt vom Kraftstoffverbrauch abhängt, wären enorme THG-Emissionsminderungen zu erwarten. Unter der Annahme, dass der Kraftstoffverbrauch eines Benzinfahrzeuges um 40 % gesenkt wird, könnte mit ca. 115 g CO₂-Äquivalente je km auch die Vorgabe aus dem in 2012 in Kraft tretenden EU-Emissionsgesetz von 120 g CO₂-Äquivalente/km eingehalten werden.

⁴ Das Buch ist im Jahr 2007 erschienen.

Unter dem Aspekt, dass sich zukünftige Entwicklungen nicht in der Menge der THG-Emissionen niederschlagen, wenn sie auf 1 MJ Kraftstoff bezogen sind, sondern nur dann, wenn sie auf 1 km bezogen werden, sollte überlegt werden, den fossilen Referenzwert für den motorischen Bereich in einer anderen Einheit als in g CO₂-Äquivalente/MJ darzustellen.

9.4.3 Gesamtemissionen unter Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen

Für die Lebenswege von Benzin und Diesel ist künftig zu erwarten, dass verstärkt unkonventionelle Erdöle verbunden mit höheren THG-Emissionen gefördert werden (9.4), dass bei der Raffination von Rohöl zu Benzin und Diesel erheblich mehr Treibhausgase emittiert werden (9.4.1) und dass sich bei der motorischen Verbrennung aufgrund der Kraftstoffeinsparung THG-Emissionen einsparen lassen (9.4.2). Da es sich hier zum einen um große Spannbreiten der Entwicklungen von Treibhausgasen, zum anderen nur um in der Literatur getroffenen vage Annahmen handelt, können die THG-Emissionen entlang der beiden Prozessketten nicht genau quantifiziert werden.

9.5 Fazit

Wie bereits anfangs beschrieben, ist der fossile Referenzwert Grundlage für die Berechnung der in der EU RED geforderten THG-Einsparung von Biokraftstoffen. In der EU RED ist der fossile Referenzwert mit 83,8 g CO₂-Äquivalente/MJ angegeben. Treibhausgasberechnungen anderer Studien und die eigene Berechnung ergeben höhere Werte für die fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel. Es müsste daher überlegt werden, den fossilen Referenzwert anzupassen. Ein höherer Referenzwert würde dazu führen, dass es für Produzenten von Biokraftstoff einfacher ist, das geforderte THG-Minderungsziel von 35 % zu erreichen. Aus diesem Grund müsste analog zum Referenzwert auch das Minderungsziel angepasst werden.

Die Sensitivitätsanalysen haben ergeben, dass es entlang der Lebenswege von Benzin und Diesel kaum Einsparpotenziale gibt. Zwar können die THG-Emissionen bei der Rohölförderung reduziert werden, würde das Erdölbegleitgas, wie es z. B. in Nigeria getan wird, nicht abgeblasen, sondern vollständig verbrannt, aber in der Summe der THG-Emissionen entlang des gesamten Lebensweges ist dieser Anteil nur gering. Ebenso verhält es sich mit den THG-Einsparungen innerhalb des Raffinationsprozesses, wenn statt des schweren Heizöls Erdgas als Prozessenergie eingesetzt würde. Die möglichen THG-Minderungen bei der mobilen Nutzung der fossilen Kraftstoffe lässt sich beim Bezug der THG-Emissionen auf einen MJ Kraftstoff nicht abbilden. Hierbei sind Bezugseinheiten wie km, die den Kraftstoffverbrauch mit berücksichtigen geeigneter.

Zukünftige Entwicklungen können nur qualitativ beschrieben werden. So ist es unumgänglich, dass Rohöl in Zukunft aus nicht konventionellen Erdöllagerstätten gefördert wird. Diese Förderung ist energetisch aufwendiger und damit mit erheblich höheren THG-Emissionen verbunden. Auch im Raffinationsprozess ist mit einem Drittel höheren THG-Emissionen zu rechnen. Im Automobilbereich ist aufgrund von Kraftstoffeinsparungen mit einem geringeren Ausstoß von THG-Emissionen zu rechnen. Diese Entwicklungen in einem konkreten Wert festzuhalten, würde jedoch jeglicher wissenschaftlichen Arbeitsweise entbehren.

10 Exkurs: Landnutzungsänderungen

10.1 Direkte und indirekte Landnutzungsänderungen

Die steigende Nachfrage nach Rohstoffen für die Biokraftstoffproduktion führte in den letzten 10 Jahren zunehmend zu Nutzungskonkurrenzen und Veränderungen der Anbaustrukturen im Agrarsektor. Hinsichtlich Klimaschutz und Nachhaltigkeit sind in diesem Zusammenhang insbesondere direkte und indirekte Landnutzungsänderungen (dLUC und iLUC) sowie die mit diesen potentiell einhergehenden Emissionen relevant.

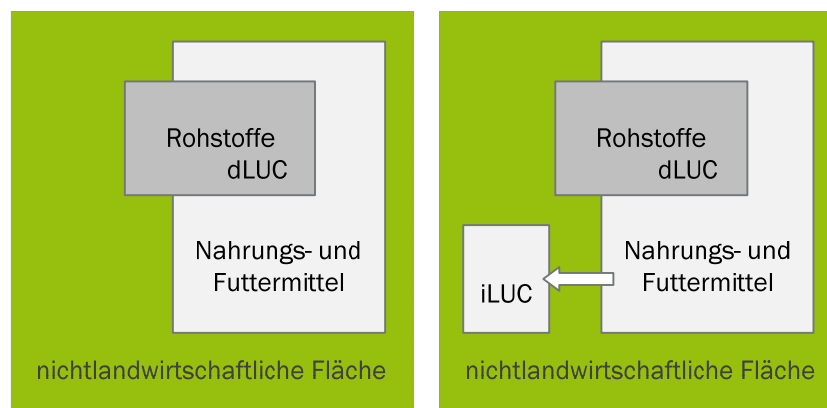


Abbildung 81 Schematische Darstellung direkter und indirekter Landnutzungsänderungen

Für direkte Landnutzungsänderungen gibt es bisher keine einheitliche Definition. Als direkte Landnutzungsänderungen (dLUC) kann ein Umnutzung gelten, wenn bisher zur Futter- und Nahrungsmittelproduktion genutzte Flächen zum Anbau von Bioenergiepflanzen genutzt werden (Beispiel: Anbau von Raps für die Biodieselproduktion auf Flächen, auf denen zuvor Futtermais oder Speisekartoffel angebaut wurde). Auch der Umbruch von nichtlandwirtschaftlicher Fläche in Ackerflächen für den Anbau von Energiepflanzen stellt eine direkte Landnutzungsänderung dar (Beispiel: Umbruch von Grünland oder Forst in Ackerflächen für den Weizenanbau zur Bioethanol-Gewinnung). Durch die direkte räumliche Verknüpfung solcher Effekte lassen sich THG-Emissionen relativ einfach bilanzieren (FARGIONE u. a.).

Wesentlich komplexer und schwieriger zu erfassen sind dagegen indirekte Landnutzungsänderungen (iLUC). Durch eine steigende Flächeninanspruchnahme durch den Rohstoffanbau, stehen tendenziell weniger Flächen für Futter- und Nahrungsmittelproduktion zu Verfügung. Kann dieser Nutzungsdruck nicht durch Intensivierung und Ertragssteigerung auf den vorhandenen Anbauflächen ausgeglichen werden, so ist mit der Erschließung neuer Anbauflächen zu rechnen. Im Idealfall werden dabei Brachen (Marginalstandorte, Brachland, degradierte Flächen etc.) in Nutzung genommen. Im wahrscheinlicheren Falle kommt es allerdings zum Umbruch von Grünland, zu Rodungen oder zur Entwässerung von Mooren und somit zur vermehrten Freisetzung von klimarelevanten Gasen (CO_2 , CH_4) aus diesen Flächen. Diese hier vereinfacht dargestellten Veränderungen können durch die globale Verkettung makroökonomischer Mechanismen räumlich getrennt voneinander und ohne einen direkt auf den Energiepflanzenanbau zurückführbaren Bezug auftreten (CORNELISSEN & DEHUE, 2009; FEHRENBACH u. a., 2009).

Die Berücksichtigung von THG-Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen auf der Basis von IPCC Inventartabellen ist im Rahmen der Ökobilanzierungen (*LCA: life cycle assessments*) bzw. Der THG-

Bilanzierung mittlerweile etabliert (z. B. PAS 2050, 2008; RED / Fuel Quality Directive (FQD) 2009). Dagegen stellen indirekte Landnutzungsänderungen und die mit ihnen verknüpften Treibhausgasemissionen aufgrund der komplexen globalen Zusammenhänge immer noch ein methodisches Problem für die Berechnung der THG-Bilanz eines Biokraftstoffes dar.

Wissenschaftlicher Konsens herrscht indes bezüglich der hohen Relevanz von iLUC für die Ökobilanzierung/ Ermittlung von Treibhausgasemissionen und somit auch für die Diskussion der Nachhaltigkeitskriterien von Biokraftstoffen (ÖKO-INSTITUT, 2009; SEARCHINGER, 2009; WORLDWATCH INSTITUTE, 2006).

Durch die hohe Komplexität indirekter Landnutzungsänderungen ist die Bilanzierung der aus diesen Effekten resultierenden THG-Emissionen nur in einem Modellkontext möglich. Die Bandbreite derzeitiger praktizierter und diskutierter Ansätze reicht dabei von relativ vereinfachenden „Risikofaktoren“ bis hin zu hochkomplexen globalökonomischen Modellkomplexen und Rahmenwerken.

Im Folgenden wird ein Resümee aktueller Ansätze zur Bilanzierung der durch Rohstoffanbau induzierten Landnutzungsänderungen und der resultierenden Treibhausgasemissionen gezogen

Grundlegend lassen sich zwei Ansätze unterscheiden:

- komplexe makroökonomische/ökonometrische Modellkomplexe. Durch die Kombination verschiedener Partial- und Gleichgewichtsmodelle werden wirtschaftliche und biophysikalische Aspekte auf einer globalen Betrachtungsebene integriert (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION; EPA, 2010a; SEARCHINGER, 2009).
- deterministische Modellansätze. vereinfachende Abschätzung (z. B. iLUC-Faktor nach (FRITSCHKE, & WIEGMANN:, 2008))

10.2 Modellansätze

10.2.1 Makroökonomische Modelle und Rahmenwerke

Ökonomische Modelle betrachten nachfrageseitige Treiber von Landnutzungsänderungen. Ausgangspunkte für die Erklärung von Veränderungen in flächenintensiven Sektoren sind bestimmte Präferenzen, Motivationen sowie Markt- und Bevölkerungsstrukturen. Die Allokation von Flächenbedarf erfolgt durch endogene Berechnung von Angebot und Nachfrage landintensiver Güter.

Allerdings sind globalökonomische Gleichgewichtsmodelle „von Hause aus“ nicht auf die Berechnung von potentiellen Treibhausgasemissionen ausgelegt, wozu beispielsweise veränderte Bewirtschaftungsformen und Flächenanteile einer bestimmten Kulturart einfließen müssen. Um alle für eine umfassende Bilanzierung von zu erwartenden Treibhausgasemissionen relevanten Aspekte einzubeziehen, müssen demzufolge unterschiedliche, auf die einzelnen Komponenten spezialisierte Module angewandt werden. Die Schaffung eines analytischen Rahmenwerkes in dem Modelle und Modellergebnisse gekoppelt und verlinkt eingesetzt werden, also die Integration mehrerer Modelle unter einem gemeinsamen Satz von Annahmen, ist somit eine Voraussetzung konsistenter Analysen und bestimmt folglich den derzeitigen Forschungsschwerpunkt.

GTAP

Das multiregionale CGE-Modell GTAP (Global Trade Analysis Project) ist Basis des Low Carbon Fuel Standard (LCFS) des Air Resources Boards, der kalifornischen Umweltschutzbehörde (CARB). Das globale Modell und die zugehörige Datenbank wurden ursprünglich an der Purdue University (USA) entwickelt. Mittlerweile existiert eine regelrechte GTAP-Modell-Familie, bestehend aus Modifikationen des von (HERTEL u. a., 1991) entwickelten „Kern-Modells“. Rund 6500 Menschen in mehr als in 120 Ländern sind an der Entwicklung von Modellkomponenten und der Datenbank beteiligt. Daneben gibt es hunderte GTAP-basierter Modelle und Applikationen (GTAP).

Durch die gut dokumentierte und öffentlich verfügbare GTAP-Datenbank werden mittlerweile Standards etabliert und in einer analytischen Datenbank zusammengeführt. Die aktuelle Version (GTAP 7, veröffentlicht Dezember 2008) umfasst weltweit für 113 Regionen und 57 Sektoren bilaterale Preise, Handels- und Transportmargen sowie CO₂- und nicht-CO₂-Emissionen. Basisdatum dieser Version ist das Jahr 2004.

GTAP bildet die globale Volkswirtschaft durch Simulation eines simultanen Gleichgewichts aller relevanten Märkte ab. So werden Beziehungen zwischen dem Agrar-, Ernährungs-, Industrie- und Dienstleistungssektor einbezogen. Grundannahme ist ein vollkommener Wettbewerb in allen Märkten: Produzenten und Konsumenten maximieren ihren Profit bzw. Nutzen. Um regionalen Aspekten gerecht zu werden und die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen zu ermöglichen wurde GTAP um agro-ökologische Zonen (AEZ) mit Kohlenstoffbeständen nach IPCC erweitert. Über die Berücksichtigung von agro-ökologischen Zonen (AEZ, agro-ecological zones) wird im GTAP-Verbund eine weitere Disaggregation der Faktorenausstattung. In aktuellen Anwendungen basiert die Definition von AEZ zunächst auf einem 0,5 Grad-Raster. Landwirtschaftlich genutzte Flächen können anhand von Satellitendaten identifiziert werden, die Unterscheidung von Feldfrüchten erfordert zusätzlich Vor-Ort erhobene Daten. Auf diese Weise wurde in einem Gemeinschaftsprojekt von FAO, IFPRI und SAGE die Weltanbaufläche in sogenannten AgroMaps kartiert. Die Rasterzellen werden dann auf Basis der Vegetationsperiodenlänge (LGP, Length of Growing Period, abhängig von Temperatur und Wasserhaushalt) zu AEZ aggregiert. Aus 6 LGP und 3 Klimazonen ergeben sich 18 mögliche, nicht notwendigerweise zusammenhängende AEZ. In diesen AEZ konkurrieren die verschiedenen dort vorkommenden Feldfrüchte um die vorhandenen Flächen.

Eine Stärke GTAP-basierter Modelle sind die zahlreichen Anwendungsbeispiele mit einem relativ hohen Grad an Nachvollziehbarkeit. So gibt es auch andere, auf der GTAP-Datenbank aufgebaute Modelle die der Unterstützung politischer Entscheidungsprozesse dienen (z. B. LEITAP in den Niederlanden, MIT-EPPA in den USA). Durch die globale Betrachtungsebene werden außerdem Auswirkungen in den berücksichtigten Sektoren und Regionen umfassend einbezogen. Die ständige Erweiterung und Validierung der Datenbank sichert dabei einen hohen qualitativen Standard.

Als Schwäche der „GTAP-Familie“ könnte die durch eine öffentliche Verfügbarkeit bedingte Vielfalt unabhängiger GTAP-basierter Modifikationen angesehen werden. Diese werden letztlich nur durch ein eventuelles peer-review zugehöriger Veröffentlichungen kontrolliert und nicht durch ein ursprüngliches Entwicklerteam. Durch die große Zahl an Parametern und Variablen sowie ständige Veränderungen im modellierten System (globale Ökonomie) sind jedoch auch gut dokumentierte Modelle nicht einfach zu validieren.

EPA-Rahmenwerk

Ein sehr weitentwickeltes Modell-Rahmenwerk zur Bilanzierung von Treibhausgasemissionen aus direkten und indirekten Landnutzungsänderungen durch den Anbau von Energiepflanzen zur Biokraftstoffproduktion wurde in den letzten Jahren von der EPA erarbeitet (Renewable Fuel Standard (RFS)). In dieser Modellkombination werden die makro-ökonomischen Modelle CARD/FAPRI und FASOM mit „Flächen- und Kohlenstoffdaten“ von IPCC und Winrock International. verknüpft. Weiterhin nutzt EPA das Modell GREET (Greenhouse gases, Regulated Emissions and Energy use in Transportation) zur Quantifizierung von Emissionen die durch Nutzung fossiler Kraftstoffe bei der Produktion und der letztendlichen Nutzung verschiedener Kraftstoffe entstehen (z. B.: Erdölförderung, Rohstofftransport, Erdgas in Bioethanolanlagen, Treibstoff für Landmaschinen, Elektrizität, Produktion und Transport von Herbiziden, Pestiziden, Düngemitteln etc.). Betrachtet wird also die gesamte Kette von der Förderung bis hin zur Verbrennung (extraction-trough-combustion). Der Modellansatz wird seit längerem durch Peer review und Updates evaluiert und verbessert, EPA zufolge stellt er derzeit den umfassendsten Ansatz zur Bilanzierung von Emissionen aus der Nutzung fossiler Kraftstoffe dar.

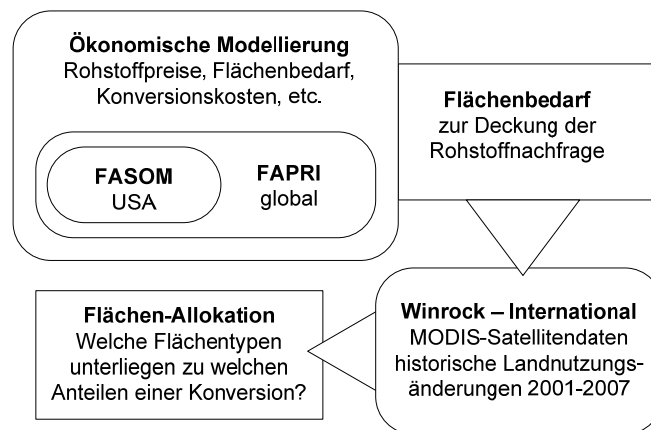


Abbildung 82 Funktionsweise des Modells der EPA

Den ökonomischen Teil des Rahmenwerks bilden die beiden ökonomischen Modelle FASOM (Forest and Agricultural Sector Optimization Model) und FAPRI (Food and Agricultural Policy Research Institute), wobei FAPRI ein ökonomisches Partialmodell des U.S. Agrar- und Forstsektors darstellt, FASOM einer globalökonomischen Erfassung dient.

FASOM bilanziert, in 63 Regionen aufgeteilt, Veränderungen im US Agrar- und Forstsektor und damit verbundene Emissionen (z. B. Veränderung des Verhältnisses von Anbauflächen bestimmter Feldfrüchten durch steigende Nachfrage von Bioenergiepflanzen, Veränderung der Viehbestände durch steigende Mais-Preise). Berücksichtigt werden verschiedene Produktionsmöglichkeiten für Feldfrüchte, Vieh und Biokraftstoffe, Koppel- und Nebenprodukte, privates Land (in den USA), Veränderungen von Methan-, CO₂-, N₂O-Emission unter gängigen landwirtschaftlichen Praktiken, Kohlenstoff Sequestrierung und Kohlenstoffausträge über die Zeit. Das Modell erfasst die wesentlichen Aspekte der Agrarproduktion, nicht nur die der Biokraftstoffproduktion. Weiterhin sind sekundäre Auswirkungen wie beispielsweise die Verlagerung von Anbaugebieten, die Verringerung von Nachfrage durch steigende Preise, etc.) erfassbar. Außerdem werden Veränderungen der Viehwirtschaft (z. B. kleinere Herden durch erhöhte Futterkosten) berücksichtigt. FASOM stellt damit den US-Markt in relativ hoher Detailgenauigkeit dar,

Landnutzungsänderungen und Veränderung im Export werden erfasst, nicht berücksichtigt werden allerdings die Reaktionen internationaler (Agrar-) Märkte auf Veränderungen des US-Marktes.

Das Modell FAPRI dient der Analyse von Auswirkungen der Produktion von Rohstoffen für die Biokraftstoffproduktion auf die internationalen Agrarmärkte.

FAPRI ermöglicht Abschätzung von Flächenveränderungen pro Land und Feldfrucht die durch eine Verminderung von US-Exporten zu erwarten sind. Diese Abschätzungen basieren auf historischen Empfindlichkeiten auf Preisveränderungen der „nicht-USA-Märkte“. In diesen Angebotskurven sind die Kosten für Flächenkonversion neuer Agrarflächen und die relative Konkurrenzfähigkeit jedes Landes (die Produktion zu erhöhen) basierend auf Produktionskosten, Erträgen, Transportkosten, und Währungsschwankungen enthalten.

Das Modell berücksichtigt einen Rückgang der Nachfrage durch höhere Preise und Veränderungen in der Agrar-Produktion und berücksichtigt somit, dass nicht alle (fehlenden) US-Exporte notwendigerweise durch internationale Produktionssteigerungen ausgeglichen werden müssen. Das FAPRI bietet allerdings nur Information darüber, wie stark sich unter bestimmten Annahmen international Anbauflächen verändern, bietet also Voraussagen zu Veränderungen der Flächenverhältnisse und Produktion pro Land und Feldfrucht/Tierart.

Die aus den Veränderungen am Markt resultierenden indirekten Landnutzungsänderungen (Welche Flächentypen werden in Ackerflächen umgewidmet?) werden also von FAPRI nicht bestimmt. Diese Bilanzierung wird wiederum innerhalb eines anderen Moduls vorgenommen:

Winrock International liefern Daten zur Beantwortung der Frage: „Welche Landflächen werden in den einzelnen Ländern in Ackerflächen konvertiert und welche Emissionen sind damit potentiell verbunden?“. Mittels Satelliten-Daten von 2001-2007 werden durch soziale, wirtschaftliche und politische Triebkräfte verursachte rezente Landnutzungsänderungen analysiert. Die rezenten Muster von Landnutzungsänderungen werden mit Schätzungen der Kohlenstoffvorräte der einzelnen, von Landnutzungsänderungen betroffenen Flächen-Typen kombiniert. Winrock International kann so Trends von Landnutzungsänderungen, Kohlenstoffgehalten von Wald, Biodiversität und die Auswirkungen von Infrastruktur-Entwicklung akkurat messen und beobachten. Im ersten Schritt werden durch Auswertung von MODIS-Satellitendaten solche Flächentypen bestimmt, die im Zeitraum 2001-2007 in Agrarflächen konvertiert wurden, ein gewichtetes Mittel wird berechnet.

Aus diesen historischen Veränderungen werden wahrscheinliche zukünftige Landnutzungsänderungen prognostiziert. Ergibt sich beispielsweise aus einem FAPRI-Szenario für Land X ein zusätzlicher Flächenbedarf von 100 ha Ackerland, so wird das historisch beobachtete Muster der Flächenkonversion übertragen (davon ursprünglich: 10 ha Wald, 30 ha Grünland, 45 ha Savanne und 15 ha Buschland). Die durch die Flächenkonversion zu erwartenden Emissionen werden folgend auf Grundlage von IPCC-Werten berechnet.

Abbildung 83 zeigt Ergebnisse der EPA-Studie. Sehr deutlich wird hier, wie bedeutend der Anteil der durch Landnutzungsänderungen verursachten Treibhausgasemissionen am gesamten Emissionspotential der einzelnen Konversionspfade ist

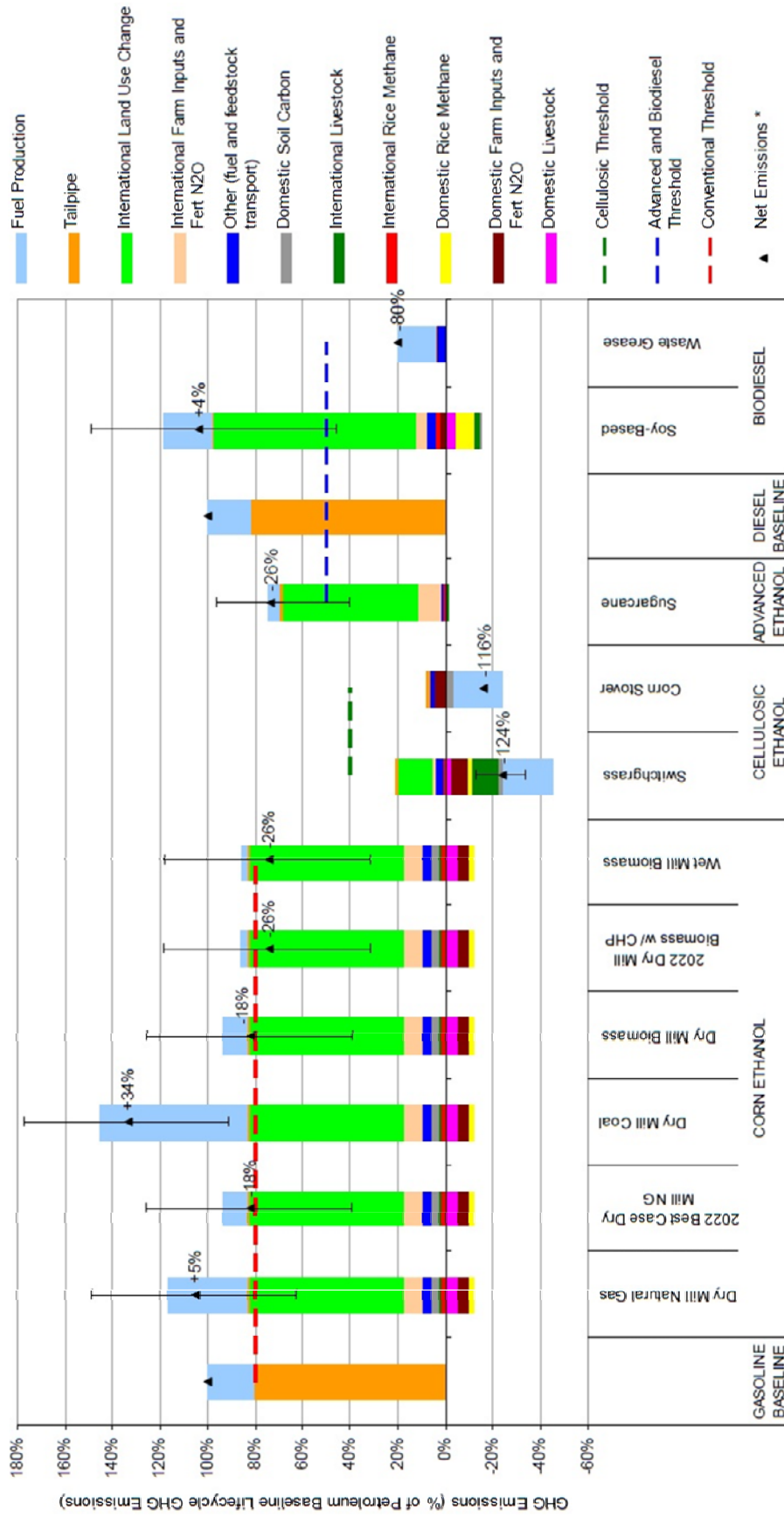


Abbildung 83 THG-Grenzwerte nach RFS, Betrachtungszeitraum 30 Jahre (EPA, 2009)

Fazit: Mittels FAPRI wird (auf den ökonomischen Konditionen basierend) berechnet, wo in der Welt durch eine erhöhte Nachfrage an Biokraftstoff-Rohstoffen in den USA, eine Steigerung der Agrarproduktion am wahrscheinlichsten ist. Werden in einem Land zusätzliche Ackerflächen benötigt um diese Produktionsmargen zu erreichen, so wird mittels MODIS-Satelliten-Daten (Winrock international) bestimmt, welche Flächen bei einem steigenden Bedarf (mit FAPRI berechnet) am wahrscheinlichsten umgebrochen werden. Daten sind derzeit (Stand 2009) verfügbar für Argentinien, Brasilien, China, EU, Indien, Indonesien, Malaysia, Nigeria, Philippinen, Süd-Afrika.

Nicht unterschieden werden Landnutzungsänderungen durch verschiedene Agrargüter (Feldfrüchte). Es wird eine aggregierte Übersicht über Landnutzungsänderungen ermöglicht.

Weiterhin kann nicht zwischen Landnutzungsänderungen unterschieden werden, die durch den zusätzlichen Anbau von unterschiedlichen Ackerfrüchten (1 ha Zuckerrohr, 1 ha Soja oder 1 ha Getreide) verursacht werden. Da nur mit gewichtetem Mittel gerechnet wird, werden alle zusätzlichen ha in einem Land identisch behandelt. Im Modell nicht berücksichtigt werden außerdem sekundäre Effekte: z. B. Veränderung von Futterzusammensetzung in der Tierproduktion durch veränderte Rohstoffpreise.

Ansatz nach Searchinger et al

Einer der meistdiskutierten Modellierungsansätze für die Berechnung von iLUC wurde 2008 von Searchinger (SEARCHINGER u. a., 2008). veröffentlicht. Searchinger et al. nutzen das internationale FAPRI Modell (Food and Agricultural Policy Research Institute) um die durch eine amerikanische Bioethanolproduktion verdrängte Mais- und Sojaproduktion zu erfassen. Dazu berücksichtigt FAPRI, ein „Partial-Agrarmodell“, allerdings nur den Agrarsektor und Agrarrohstoffe. Interaktionen mit anderen Wirtschaftszweigen bleiben weitestgehend unberücksichtigt, indirekte Landnutzungsänderungen werden in diesem Ansatz folglich ausschließlich dem Landwirtschaftssektor zugewiesen. Die Berechnung der hypothetisch einer Konversion unterliegenden Flächen basiert auf Extrapolation historischer Landnutzungsänderungen. Searchinger et al. verzichten also auf die spezifische Modellierung der räumlichen Allokation von Landnutzungsarten. Auf dieser Basis wurde die durch die US-Bioethanolproduktion verursachte aber außerhalb der USA stattfindende Flächenkonversion berechnet. Für die betroffenen Flächen werden folgend die CO₂-Emissionen berechnet. Die so ermittelten Daten dienen dann zur Berechnung der Treibhausgasbilanz von Mais-basiertem US-Bioethanol. Dieser letzte Schritt wird von (SEARCHINGER u. a., 2008) unter Zuhilfenahme des GREET-Modells (Greenhouse Gases, Regulated Emissions and Energy Use in Transportation) realisiert.

Mittlerweile wird eine zentrale Annahme dieses Ansatzes allerdings stark in Frage gestellt. Andere Modellierungen mittels globaler Gleichgewichtsmodelle verorten indirekte Landnutzungsänderungen nicht primär außerhalb sondern zu einem beachtlichen Anteil auch innerhalb der USA (HERTEL, 2008; MURRAY, 2008). Von der Konversion betroffen wären in diesem Fall beispielsweise weniger tropische Regenwälder als Weideland und Forst. Da für innerhalb der USA stattfindende Landnutzungsänderungen eine bessere Datengrundlage existiert, kann eine Bewertung auf dieser Basis präzisere Ergebnisse liefern (KIM u. a., 2009).

10.2.2 Deterministische Modellansätze

Deterministische Modellansätze nähern sich der iLUC-Problematik durch Vereinfachung. Explizite Annahmen zu Landnutzungsänderung ermöglichen dabei eine Beurteilung und grobe Abschätzung der wahrscheinlich stattfindenden indirekten Effekte.

Eine Grundannahme deterministischer Modelle ist, dass die landwirtschaftliche Biomasseproduktion prinzipiell zu einer zusätzlichen Agrarflächeninanspruchnahme führt. Dadurch wird zwangsläufig ein Umwandlungsdruck landwirtschaftlich bisher ungenutzter Ökosystemflächen in Agrarland induziert. Der zusätzliche Landbedarf bzw. die Anbauflächenexpansion werden relativ grob abgeschätzt und über Allokation der entsprechenden Energiepflanzenproduktion (bei Bedarf anteilig) zugeordnet.

10.3 iLUC-Faktor

Aus einem Aufschlag („*risk adder*“), für das Risiko indirekter Landnutzungsänderungen im Zusammenhang mit der Bioenergieproduktion, wurde am Öko-Institut Darmstadt und dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg der sogenannten iLUC-Faktor weiterentwickelt (FEHRENBACH u. a., 2009). Nach (FRITSCH, & WIEGMANN:, 2008) erfolgt die Berechnung des iLUC-Faktors durch folgende Schritte:

- Berechnung der global verdrängten Agrarprodukte (Flächen),
- Berücksichtigung der regionalen Flächenverteilung (Rodung von Tropenwald in Indonesien, Umbruch von Grünland in der EU),
- Berechnung eines theoretischen Emissionspotentials für diese Flächen,
- Das Potential wird auf 20 Jahre umgelagert, verschiedene Szenarien werden berücksichtigt (25, 50 und 75% tatsächliche Emission).

Beim deterministischen Modellansatz, wie er im iLUC-Faktor nach Fritsche verwendet wird, kann das CO₂-Emissionspotenzial aus iLUC vereinfacht als Mittelwert der Flächenanteile für Agrarexporte nach Weltregionen und der jeweiligen Kohlenstoff-Abgabe durch die dort stattfindenden Landnutzungsänderungen ermittelt werden.

Die indirekt induzierten Landnutzungsänderungen werden zur Berechnung für einen bestimmten Referenzzeitraum (in diesem Fall das Jahr 2005) aus genau jenen weltweit gehandelten Agrarprodukten abstrahiert, die theoretisch durch den Anbau von Energiepflanzen verdrängt würden. Die Studie von Fritsche et al. verwendet vereinfachend als theoretisch vom Energiepflanzenanbau betroffene Kulturpflanzen Mais, Weizen, Raps, Soja, und Ölpalmen (FRITSCH, & WIEGMANN:, 2008).

Das ermittelte Emissionspotenzial ist jedoch nur ein theoretischer Wert, welcher in der Realität nicht vollständig in der errechneten Höhe eintreten muss. So kann durch Ertragssteigerungen auf bereits bestehenden Anbauflächen sowie durch Reaktivierung derzeit ungenutzter Flächen eine zusätzliche Flächennachfrage durch verdrängte Nahrungs- und Futtermittelproduktion reduziert werden. Aufgrund dieses möglicherweise geringeren zukünftigen Flächenbedarfs wird von den Autoren das maximale reale Emissionspotenzial mit nur 75 % des theoretisch ermittelten abgeschätzt. Als weitere Abstufungen wird ein mittleres Niveau mit 50 % angenommen, welches nach Fritsche und Wiegmann dazu dient das längerfristige Risiko von THG-Emissionen infolge iLUC darzustellen. Weiterhin werden als „konservativer Minimalwert“ lediglich 25 % des errechneten theoretischen Wertes angesetzt (FRITSCH, & WIEGMANN:, 2008).

10.4 Berücksichtigung von iLUC bei Biokraftstoffen

In der RED war zunächst vorgesehen, dass die EU Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat bis zum 31. Dezember 2010 einen Bericht vorlegt, in dem sie die Auswirkungen indirekter Änderungen der Flächennutzung auf die Treibhausgasemissionen prüft und Möglichkeiten untersucht, wie diese Auswirkungen verringert werden können. „Um ihre Arbeit auf die besten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse zu stützen, gab die Kommission im Lauf der Jahre 2009 und 2010 eine Reihe von Analysen und eine Durchsicht der Fachliteratur zum Thema der indirekten Landnutzungsänderung in Auftrag. Darüber hinaus führte die Kommission verschiedene Konsultationen in einem erweiterten Interessentenkreis durch. Unter anderem eine Vorabkonsultation zu den möglichen strategischen Ansätzen und eine weitere Befragung, nachdem die endgültigen Fassungen der Studien vorlagen. Angesichts der mit den zahlreichen Unsicherheitsfaktoren in diesen Modellstudien verbundenen Schwierigkeiten wurden weltweit führende technische Experten in die Prüfung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Analysen einbezogen“. Die EU-Kommission wollte die Folgenabschätzung, gegebenenfalls zusammen mit einem Legislativvorschlag zur Änderung der Richtlinie über Erneuerbare Energien und der Richtlinie zur Kraftstoffqualität (falls erforderlich) bis spätestens Juli 2011 vorlegen (KOM(2010) 811, 2010). Dies ist bisher nicht geschehen.

11 Zusammenfassung

11.1 Internationaler Biokraftstoffsektor

Die internationale Biokraftstoffproduktion (vgl. 5.3) ist in den vergangenen 10 Jahren vor allem in Verbindung mit den entsprechenden einzelstaatlichen politischen Rahmenbedingungen stark gestiegen. Hervorzuheben sind im Bereich der Bioethanolproduktion besonders die USA und Brasilien sowie hinsichtlich der Biodieselproduktion zudem die Europäische Union, vor allem Deutschland, Frankreich und Spanien. Beim Bau von Neuanlagen ist vor allem bei Bioethanolanlagen eine deutliche Zunahme der jeweils installierten Produktionskapazität zu verzeichnen. Generell ist der jährliche Anlagenzubau seit 2007/2008 durch eine deutlich abnehmende Tendenz gekennzeichnet.

Dadurch haben sich die Bereitstellungsstrukturen im Biokraftstoffsektor weiter zentralisiert. Eine Zunahme der überregionalen Entkopplung von Bereitstellung und Nutzung ist jedoch derzeit nicht erkennbar. Nach einem starken Anstieg der weltweit gehandelten Biodieselmengen und v. a. der Importe in die EU im Jahr 2008 sind diese seitdem wieder rückläufig. Der überwiegende Teil der weltweit produzierten Biokraftstoffe wird national genutzt.

Bei der Errichtung erster kommerzieller Anlagen zur Produktion von Lignocellulosebioethanol nimmt die USA eine deutliche Vorreiterrolle ein, was v. a. auf die fokussierten politischen Ziele zurückzuführen ist (ca. 60 Mio. m³ Lignocellulosekraftstoff bis 2022).

Eine derartige technologieoffene aber rohstofffokussierte Zielsetzung kann ggf. auch für den europäischen bzw. deutschen Biokraftstoffmarkt einen starken Anreiz ausüben sowie die damit verbundene Technologieentwicklung deutlich intensivieren. In diesem Zusammenhang ist Sorge dafür zu tragen, dass beispielsweise der vorgesehene besonders geförderte Einsatz von Reststoffen nicht zu Marktverschiebungen respektive Umdeklarierungen von Produkten in Reststoffe führt, wie jüngste Entwicklungen im Bereich Pflanzenöle zeigen.

11.2 Nationaler Biokraftstoffsektor

Die Produktionskapazitäten für Biodiesel wurden in Deutschland beständig ausgebaut, nach Festlegung der Biokraftstoffquote verstärkte sich dieser besonders im Jahr 2006. Im Jahr 2007 wurde eine Produktionskapazität von über 5 Mio. t/a erreicht, die seitdem stagniert bzw. nach Anlagenstilllegungen rückläufig ist. Die Stilllegungen betreffen vor allem Produktionsanlagen kleiner und mittlerer Kapazität. Die Produktions- und Verbrauchsmengen von Biodiesel in Deutschland sind etwa ausgeglichen.

Die Anzahl der betriebenen dezentralen Ölmühlen ist deutlich zurückgegangen, auch weil seit 2008 die Nutzung von Pflanzenöl als Reinkraftstoff rückläufig und inzwischen nahezu nichtig ist.

Die Produktionskapazitäten für Bioethanol in Deutschland wurden sukzessive auf etwa 1 Mio. t/a im Jahr 2011 ausgebaut. Durch die Produktion (Auslastung etwa 60 %) kann der nationale Bedarf nicht gedeckt werden, weshalb 2010 etwa 0,8 Mio. t Bioethanol importiert wurden.

Vor allem aufgrund der sich ändernden politischen Rahmenbedingungen hat sich der deutsche Biokraftstoffsektor von einem durch reines Pflanzenöl und reinen Biodiesel dominierten Markt, der auch einen verstärkten direkten und regionalen Produktion und Vertrieb ermöglichte, hin zu einem Beimischungsmarkt entwickelt, bei dem die Mineralölwirtschaft als wesentlicher Akteur agiert. Produzenten großer Biokraftstoffmengen sind damit ökonomisch und logistisch im Vorteil.

Sollen Faktoren wie regionale Wertschöpfung und damit die regionale Bereitstellung und Nutzung von Biokraftstoffen bzw. deren Entkopplung von der fossilen Kraftstoffbereitstellung wieder stärker im Fokus stehen, kann eine verstärkte Biokraftstoffnutzung in Nischen bzw. in gezielt ausgewählten Verkehrssektoren sinnvoll sein. Die Verwendung von Biokraftstoffen als Reinkraftstoff in einzelnen Sektoren bzw. abgrenzbaren Flotten oder sensiblen Bereichen (z. B. Toxizität hinsichtlich Boden- und Gewässerschutz im Offroad-Bereich wie z. B. Land- und Forstwirtschaft bzw. Binnenschifffahrt) können den Vorteil haben, dass ein kleinerer Nutzerkreis betroffen ist, für den infrastrukturelle und motortechnische Anpassungen schneller realisierbar sind.

Für Deutschland ist die ab 2015 geltende Umstellung der Biokraftstoffquote vom energetischen Bezug auf den THG-Bezug ein wichtiger Meilenstein. Die Entwicklung des Biokraftstoffsektors mit der THG-Quotenumstellung ist ungewiss und weder für Akteure aus der Wirtschaft und noch aus der Politik vorherseh- oder planbar. Eine Gegenüberstellung der Quoten zu bestehenden Biokraftstoffproduktionskapazitäten sowie aktueller Biokraftstoffproduktion und -verbrauch macht deutlich, dass die bestehenden Produktionskapazitäten weder in Deutschland noch der EU ausreichen, um die gesetzten Ziele zu erfüllen.

11.3 Nachhaltigkeit

Die zunehmende Nutzung von Bioenergie ist neben verschiedenen potenziellen Chancen auch mit Risiken durch die Inanspruchnahme und Umwidmung zusätzlicher Flächen zur Rohstoffproduktion verbunden. Direkte Effekte dieser Art lassen sich zum Teil durch das Werkzeug der Nachhaltigkeitszertifizierung begrenzen. Durch die bisherige Fokussierung der Nachhaltigkeitszertifizierung auf den Biokraftstoffbereich in der EU sind indirekte Landnutzungsänderungseffekte nicht auszuschließen, deren Ursachen vielschichtig und komplex sind. Zur Vermeidung dieser indirekten Effekte sind mittel- bis langfristig u. a. (i) die Einführung von Nachhaltigkeitsstandards für die gesamte (und konsequenterweise globale)

landwirtschaftliche Produktion sowie (ii) eine deutliche Stärkung von bedrohten Schutzgebieten durch regionale Landnutzungsmanagementsysteme erforderlich.

Die Risiken dieser indirekten Landnutzungsänderungseffekte können bei einem weiteren Ausbau der Bioenergie u. a. durch eine stärkere Fokussierung auf bisher ungenutzte Rest- und Abfallstoffe verringert werden. Dabei zeigen die bisherigen Erfahrungen, dass dies im Biokraftstoffbereich mit komplexeren Technologien verbunden ist (z. B. biochemisch über Fermentationsprozesse oder thermo-chemisch), wobei sich diese Technologien mit wenigen Ausnahmen (z. B. anaerobe Bioabfallvergärung zu Biogas respektive Biomethan, Biodiesel oder HVO/HEFA auf Basis von Abfallölen/-fetten) gegenwärtig maßgeblich im Pilot-/Demonstrationsmaßstab befinden. Zur Einschätzung und systematischen Erschließung entsprechender Potenziale bedarf es daher weiterer Arbeiten in Forschung, Entwicklung und Demonstration.

11.4 Ökonomische und ökologische Bewertung von Biokraftstoffen

Im Rahmen der innerhalb dieses Vorhabens untersuchten modellhaften Konzepte zu Biokraftstoffproduktion können folgende Kernaussagen getroffen werden.

Die Produktionskosten von Biokraftstoffen sind sehr stark von der Preisentwicklung der Rohstoffe abhängig, wobei sich große Anlagen und innovative Konzepte tendenziell bessere Ergebnisse zeigen. Die Preise für Energiepflanzen sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen und auch bei Reststoffen ist bei steigendem Nachfragedruck mit höheren Bereitstellungskosten zu rechnen. Darüber hinaus sind insbesondere die Anlagen stärker wettbewerbsfähig, die neben dem Produkt Biokraftstoff weitere wertschöpfende Produkte am Markt anbieten können (z. B. Futtermittel). Unter Berücksichtigung der zu entrichtenden Pönale bei Nichterfüllung der Biokraftstoffquote wird deutlich, dass trotz enormen Kostendrucks der Einsatz von Biokraftstoffen grundsätzlich der Strafzahlung vorzuziehen ist.

Die Treibhausgasreduzierungsspotenziale der ausgewählten Biokraftstoffkonzepte werden wesentlich durch die Rohstoffbereitstellung sowie die Prozessenergiebereitstellung bestimmt. Daher stellen sich auch vor diesem Hintergrund der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen (Biomethan auf Basis von Abfall) sowie von innovativen Anlagenkonzepten als vorteilhaft dar.

Ab 2015 werden mit der Umstellung der energetischen Biokraftstoffquote auf eine THG-Quote die Treibhausgasreduzierungskosten ein wesentliches marktentscheidendes Kriterium.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Biokraftstoffbereitstellungsketten	1
Abbildung 2	Optionen der Biokraftstoffproduktion	2
Abbildung 3	Biokraftstoffbedarf entsprechend -quote in Deutschland 2012 bis 2021 (DBFZ auf Basis von (NITSCH u. a., 2012; <i>BImSchG</i> , 2011))	13
Abbildung 4	Europäischer Biokraftstoffsektor (Kraftstoffmengen auf Basis von (F.O.LICHTS))	17
Abbildung 5	Nationale Biokraftstoffquoten/ -anteile in Europa 2012 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	18
Abbildung 6	Beimischung von Biokraftstoffen in der EU, 2012 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	19
Abbildung 7	Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch von Biokraftstoffen in Deutschland (DBFZ, u. a. auf Basis von (BAFA; BDBE; DESTATIS; F.O.LICHTS; VDB, 2011b))	20
Abbildung 8	Kommerzielle Produktionsanlagen für Biokraftstoffe 2011 (DBFZ, 2011)	21
Abbildung 9	Handel von Biokraftstoffen von Deutschland (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	22
Abbildung 10	Deutscher Biokraftstoffverbrauch und Rapsölpreis (DBFZ auf Basis von (AMI; BAFA))	23
Abbildung 11	Entwicklung von Menge und Anteil der Biokraftstoffarten am Kraftstoffverbrauch Deutschland (DBFZ auf Basis von (BAFA; BMF, 2007))	23
Abbildung 12	Endenergiebedarf in Deutschland im Verkehrssektor nach Energieträgern 1990 bis 2010 (DBFZ auf Basis von (Radke, 2011))	24
Abbildung 13	Endenergiebedarf in Deutschland nach Verkehrssektoren und Energieträgern 1993 und 2010 (DBFZ auf Basis von (RADKE, 2011))	25
Abbildung 14	Entwicklung Kraftstoffverbrauch und Fahrzeugbestand im Straßenverkehr (DBFZ auf Basis von (Radke, 2011))	26
Abbildung 15	Endenergiebedarf und Fahrzeuge in Deutschland nach Verkehrssektoren ohne Straßenverkehr 1993 und 2010 (DBFZ auf Basis von (RADKE, 2011))	27
Abbildung 16	Bestandsentwicklung Biokraftstofftankstellen in Deutschland (DBFZ auf Basis von (AEE, 2012; BDBE; GIBGAS, 2010; INEEDFUEL, 2010, 2012))	29
Abbildung 17	Rohstoffbasis für in Deutschland verbrauchte Biokraftstoffe (DBFZ auf Basis von (BMU, 2012; GREENPEACE, 2010, 2011))	30
Abbildung 18	Entwicklung Energiebedarf im Transportsektor weltweit (DBFZ auf Basis von (IEA, 2010))	31
Abbildung 19	Ausgewählte Biokraftstoffquoten/ -anteile weltweit 2011 (DBFZ auf Basis von (IEA, 2011; TIMILSINA & SHRESTHA, 2010))	32
Abbildung 20	Weltweite Produktion von Bioethanol (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	34
Abbildung 21	Entwicklung der weltweiten Produktion von Biodiesel (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	34
Abbildung 22	Weltweite Rohstoffbasis für Biokraftstoff 2006 bis 2011 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	35
Abbildung 23	Weltweite Handelsbilanz/ Netto-Im- und Netto-Export von Biodiesel (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	36
Abbildung 24	Weltweite Produktion und Handel (gewichtet) von Biodiesel (grün) und Bioethanol (blau, inkl. techn. Alkohol) in 2010 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	37
Abbildung 25	Biodieselproduktion, -produktionskapazität und -verbrauch in Europa (DBFZ auf Basis von (EBB; F.O.LICHTS))	38
Abbildung 26	Rohstoffbasis für Biodieselproduktion in Europa (DBFZ auf Basis von (FLACH u. a., 2011))	38
Abbildung 27	Bioethanolproduktion, -produktionskapazität und -verbrauch in Europa (DBFZ auf Basis von (DBFZ, 2011; F.O.LICHTS))	39
Abbildung 28	Rohstoffbasis für Bioethanolproduktion in Europa (DBFZ auf Basis von (FLACH u. a., 2011))	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 29	Entwicklung des Biodieselhandels der EU (DBFZ auf Basis von(F.O.LICHTS))	40
Abbildung 30	Entwicklung Anlagenzubau zur Bioethanolproduktion bis 2011 (DBFZ, 2011)	42
Abbildung 31	Entwicklung der durchschnittlichen Kapazität von Neuanlagen zur Bioethanolproduktion bis 2011 (DBFZ, 2011)	42
Abbildung 32	Kapazität und Status von Anlagen zur Bioethanolproduktion 2011 (DBFZ, 2011)	43
Abbildung 33	Entwicklung der globalen Produktionskapazität für Bioethanol (DBFZ, 2011)	44
Abbildung 34	Entwicklung Anlagenbestand zur Biodieselproduktion bis 2011 (DBFZ, 2011)	45
Abbildung 35	Entwicklung der durchschnittlichen Kapazität von Neuanlagen zur Biodieselproduktion bis 2011 (DBFZ, 2011)	45
Abbildung 36	Kapazität und Status von Anlagen zur Biodieselproduktion 2011 (DBFZ, 2011)	46
Abbildung 37	Kapazität und Status von Anlagen zur Produktion von Hydrotreated Vegetable Oil (HVO) in 2011 (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS, 2012; NESTEOIL, 2012))	47
Abbildung 38	Kapazität und Anzahl von Anlagen zur Produktion von Rohbiogas 2011 (DBFZ auf Basis von (PETERSSON & WELLINGER, 2009))	48
Abbildung 39	Kapazität und Anzahl von Anlagen zur Produktion von Biomethan (via Biogas) in Europa 2011 (DBFZ auf Basis von (DENA, 2011; JANET WITT u. a., 2012))	49
Abbildung 40	Biokraftstoffziel der USA bis 2020 (DBFZ auf Basis von (EPA, 2010c))	50
Abbildung 41	Biokraftstoffproduktion und -verbrauch USA (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	52
Abbildung 42	Biokraftstoffproduktion und -verbrauch Brasilien (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	55
Abbildung 43	Bioethanolsektor Kanada (DBFZ auf Basis von (DESSUREAULT, 2011))	57
Abbildung 44	Biodieselsektor Kanada (DBFZ auf Basis von (DESSUREAULT, 2011))	58
Abbildung 45	Biokraftstoffproduktion und -nutzung in Argentinien (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS; KEN, 2011))	60
Abbildung 46	Biokraftstoffproduktion und -nutzung Indien (DBFZ auf Basis von (AMIT, 2011; F.O.LICHTS))	63
Abbildung 47	Biokraftstoffproduktion und -nutzung China (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS))	67
Abbildung 48	Biokraftstoffsektor Thailand (DBFZ auf Basis von (PREEHAJARN & PRASERTSRI, 2012))	70
Abbildung 49	Biokraftstoffsektor Kolumbien (DBFZ auf Basis (F.O.LICHTS; PINZON, 2011))	71
Abbildung 50	Biokraftstoffsektor Indonesien (DBFZ auf Basis (SLETTE & WIYONO, 2011))	73
Abbildung 51	Kalkulationsmodell zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ auf Basis von (VDI6025, 1996))	78
Abbildung 52	Biokraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen (eigene Berechnungen)	81
Abbildung 53	Sensitivitätsbetrachtung der Biomethangestehungskosten aus Bioabfällen mit Angabe der Basisannahmen	82
Abbildung 54	Sensitivitätsbetrachtung der HVO/HEFA-Gestehungskosten (Palm) mit Angabe der Basisannahmen	83
Abbildung 55	Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanolgestehungskosten (Weizen) mit Angabe der Basisannahmen	84
Abbildung 56	Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanolgestehungskosten (Triticale) mit Angabe der Basisannahmen	84
Abbildung 57	Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe und Strom (DBFZ auf Basis von (BAFA, 2012; EUROSTAT, 2012a; MWV, 2012a, 2012b))	85
Abbildung 58	Preisentwicklungen für Rohstoffe und Produkte der Biodieselproduktion seit 2009 (DBFZ auf Basis von (AMI; F.O.LICHTS; METHANEX, 2012; UFOP)	86
Abbildung 59	Preisentwicklungen für Rohstoffe und Produkte der Bioethanolproduktion seit 2009, Wechselkurs tagesgenau (DBFZ auf Basis von (F.O.LICHTS)	87

Abbildung 60	Treibhausgasvermeidungskosten und THG-Einsparungen von Biokraftstoffen (eigene Berechnungen)	88
Abbildung 61	THG-Emissionen in g CO ₂ -Äquivalent je MJ Kraftstoff	91
Abbildung 62	THG-Emissionen der Bereitstellung von Biodiesel aus Raps in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED	93
Abbildung 63	THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Raps) in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED	94
Abbildung 64	THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Palm) in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED	95
Abbildung 65	THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED	96
Abbildung 66	THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Triticale in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED für Bioethanol aus Weizen.....	97
Abbildung 67	THG-Emissionen der Bereitstellung von Biomethan aus Bioabfall in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED	98
Abbildung 68	THG-Minderungspotenziale der betrachteten Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzwert 83,8 g CO ₂ -Äq je MJ der EU RED	99
Abbildung 69	Prozesskette der ausgewählten fossilen Kraftstoffe	101
Abbildung 70	Spezifische THG-Emissionen der Rohölbereitung nach Herkunft in gCO ₂ -Äq. je kg Rohöl.....	102
Abbildung 71	Anteile am Rohölimportmix für Europa und Deutschland in % (BIOKRAFTQUG, 2006; RICHTLINIE 2009/28/EG, 2009).....	103
Abbildung 72	Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Rohölbereitung in g CO ₂ -Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel für den EU Rohölmix und g CO ₂ -Äq. je MJ Benzin für DE Rohölmix	104
Abbildung 73	Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Raffination in CO ₂ -Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel	106
Abbildung 74	Treibhausgasemissionen aus dem Einsatz von Benzin und Diesel in einem Pkw der Euro-3-Norm in CO ₂ -Äq. je km.....	108
Abbildung 75	THG-Emissionen aus der gesamten Prozesskette für Benzin und Diesel in g CO ₂ -Äq. je MJ Kraftstoff.....	109
Abbildung 76	Einfluss des Abblasens von Erdölbegleitgas auf die THG-Emissionen der Rohölförderung in Nigeria und Russland in gCO ₂ -Äq. je kg Rohöl.....	110
Abbildung 77	Einfluss des Abblasens auf die spezifischen Emissionen des europäischen Rohölmix in gCO ₂ -Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel	111
Abbildung 78	Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Raffination in CO ₂ -Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel unter Berücksichtigung des Einsatzes verschiedener Prozessenergieträger (schweres Heizöl und Erdgas).....	112
Abbildung 79	THG-Emissionen aus der gesamten Prozesskette für Benzin und Diesel in g CO ₂ -Äq. je MJ Kraftstoff, Vergleich zwischen Basisfall und Sensitivitätsanalyse	113
Abbildung 80	Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe (WTW) auf Basis (ERA, 2009)	115
Abbildung 81	Schematische Darstellung direkter und indirekter Landnutzungsänderungen.....	117
Abbildung 82	Funktionsweise des Modells der EPA.....	120
Abbildung 83	THG-Grenzwerte nach RFS, Betrachtungszeitraum 30 Jahre (EPA, 2009).....	122

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Steckbrief Pflanzenöl	3
Tabelle 2	Steckbrief Biodiesel (FAME).....	4
Tabelle 3	Steckbrief Hydroprocessed Öle und Fette (HVO/HEFA)	5
Tabelle 4	Steckbrief konventionelles Bioethanol.....	6
Tabelle 5	Steckbrief Bioethanol auf Lignocellulose-Basis	7
Tabelle 6	Steckbrief Biomethan über Biogas.....	7
Tabelle 7	Steckbrief Bio-SNG	9
Tabelle 8	Steckbrief FT-Diesel	10
Tabelle 9	Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach 2009/28/EG (RICHTLINIE 2009/28/EG, 2009).....	15
Tabelle 10	Anzahl an Biokraftstofftankstellen in ausgewählten europäischen Staaten (FUELCAT, 2012; GIBGAS, 2012)	28
Tabelle 11	Biokraftstoffziele und Beimischungen ausgewählter Staaten (TIMILSINA & SHRESTHA, 2010).....	32
Tabelle 12	Mindestbeimischungsverpflichtung für Biodiesel in Indonesien (BROMOKUSUMO, 2009).....	71
Tabelle 13	Mindestbeimischungsverpflichtung für Bioethanol in Indonesien (Bromokusumo, 2009).....	71
Tabelle 14	Mindestbeimischungsverpflichtung für Pflanzenöl in Indonesien (Bromokusumo, 2009)	72
Tabelle 15	Parameter ausgewählter modellhafter Anlagenkonzepte zur Biokraftstoffbereitstellung (DBFZ Datenbank unter Einbindung von (NIKANDER, 2008; SENN & LUCÀ, 2002; SPRENKER, 2009; THRÄN u. a., 2010))	75
Tabelle 16	Annahmen zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ unter Einbindung von (EUROSTAT, 2012a, 2012b; THRÄN, 2011)).....	79
Tabelle 17	Wesentliche Aspekte der EU RED.....	90
Tabelle 18	Vergleich der Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe verschiedener Autoren.....	109

Literatur- und Referenzverzeichnis

- (EG) NR. 193/2009: Verordnung zur Einführung eines vorläufigen Antidumpingzolls auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in den Vereinigten Staaten von Amerika, Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2009)
- ABDULLAH, A.Z. ; SALAMATINIA, B. ; MOOTABADI, H. ; BHATIA, S.: Current status and policies on biodiesel industry in Malaysia as the world's leading producer of palm oil. In: *Energy Policy* Bd. 37 (2009), Nr. 12, S. 5440–5448
- AEE: *Mobilität - Landesinfo - Föederal Erneuerbar*. URL <http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BY/kategorie/mobilitaet/auswahl/215-bioethanol-tankstell>. - abgerufen 2012-08-03. — föederal erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie
- AMI: MarktWoche Ölsaaten & Biokraftstoffe. In: *Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH, 2009-2012*
- AMI: *Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe, Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe* (wöchentlicher Newsletter) : Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH
- AMIT, ARADHEY: *India Biofuels Annual 2011, GAIN Report* (Nr. IN1159) : USDA Foreign Agricultural Service, 2011
- ASIAN DEVELOPMENT BANK: *Status and Potential of Biofuels and Rural Renewable Energy: Thailand*. Mandaluyong City, Philippines, 2009
- BAFA: Aufkommen und Export von Erdgas - Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2012)
- BAFA: *Amtliche Mineralöldaten* : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
- BARROS, S.: *Brazil Biofuels Annual Ethanol Report, GAIN Report* (Nr. BR9007) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009a
- BARROS, S.: *Brazil Biodiesel Annual Report, GAIN Report* (Nr. BR9009) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009b
- BDBE: *BDBe - Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V.* URL www.bdbe.de. - abgerufen 2010-04-14
- BECKMAN, CH. ; JUNYANG, J.: *China Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. CH9059) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- BIMSCHG: *Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.09.2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert am 03.11.2011*, 2011
- BIODIESEL MAGAZINE: *Biodiesel Magazine, Biodiesel Plant List*. URL <http://www.biodieselmagazine.com/plant-list.jsp?country=USA&view=idle>. - abgerufen 2010-04-07
- BIOKRAFTFÄNDG: *Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1804)*, 2009
- BIOKRAFTNACHV: *Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182)*, 2009
- BIOKRAFTQUG: *Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz - BioKraftQuG) vom 18. Dezember 2006 (BGBl. I S. 3180)*, 2006
- BMELV ; BMU: Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland - Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung, Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010)
- BMF: *Bericht des Bundesministeriums der Finanzen an den Deutschen Bundestag zur Steuerbegünstigung für Biokraft- und Bioheizstoffe - Biokraftstoffbericht 2007* - : Bundesministerium der Finanzen, 2007
- BMU: Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung - Hintergrundpapier, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (2007)
- BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (2012). — Internetseite des Bundesumweltministeriums - BMU

- BREIING, ALOIS ; KNOSALA, RYSZARD: *Bewerten technischer Systeme: theoretische und methodische Grundlagen bewertungstechnischer Entscheidungshilfen*. Berlin; Heidelberg; New York; Barcelona; Budapest; Hongkong; London; Mailand; Paris; Santa Clara; Singapur; Tokio : Springer, 1997 — ISBN 3540610863 9783540610861
- BROMOKUSUMO, A.K.: *Indonesia Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. ID9017) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- BUNDESNETZAGENTUR: *Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*. Bonn, 2011
- CALIFORNIA ENERGY COMMISSION: *Low Carbon Fuel Standard*. URL http://www.energy.ca.gov/low_carbon_fuel_standard/index.html. - abgerufen 2010-05-10
- CERQUEIRA LEITE, ROGERIO CEZAR DE ; VERDE LEAL, MANOEL REGIS LIMA ; BARBOSA CORTEZ, LUIS AUGUSTO ; GRIFFIN, W. MICHAEL ; GAYA SCANDIFFIO, MIRNA IVONNE: Can Brazil replace 5% of the 2025 gasoline world demand with ethanol? In: *Energy* Bd. 34 (2009), Nr. 5, S. 655–661
- CHANTANAKOME, WEERAWAT ET AL.: Thailand's Renewable Energy and its Energy Future: Opportunities and Challenges. In: SUTABUTR, TWARATH (Hrsg.) , Ministry of Energy Thailand (2009)
- CHEW CHONG SIANG: *China's Medium to Long-term Renewable Energy Development Plan - Promotion of Bio-ethanol Introduction and Future Strategic Developments* : Institute of Energy Economics Japan, 2007
- CHRISTI, YUSUF: Biodiesel from microalgae. In: , *Biotechnology Advances*. (2007), Nr. 25 (2007), S. 294–306
- CORNELISSEN, STIJN ; DEHUE, BART: *Summary of approaches to accounting for indirect impacts of biofuel production* (Commissioned by: Roundtable on Sustainable Biofuels). Utrecht : Ecofys, 2009
- DBFZ: Datenbank internationale Biokraftstoffproduktionsanlagen, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (2011)
- DENA: biogaspartner – gemeinsam einspeisen. Biogaseinspeisung in Deutschland und Europa – Markt, Technik und Akteure (2011)
- DEPARTMENT MINERALS AND ENERGY REPUBLIC OF SOUTH AFRICA: Biofuels Industrial Strategy of the Republic of South Africa (2007)
- DESSUREAULT, D.: *Canada Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. CA9037) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- DESSUREAULT, DARLENE: *Canada Biofuels Annual 2011, GAIN Report* (Nr. CA11036) : USDA Foreign Agricultural Service, 2011
- DESTATIS: *Wirtschaftsbereiche - Energie - Erzeugung - Statistisches Bundesamt*. URL <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Biotreibstoffe.html>. - abgerufen 2012-09-03
- DEUTSCHE AUTOMOBIL TREUHAND GMBH (DAT): Leitfaden zu Kraftstoffverbrauch und CO2-Emissionen aller neuen Personenkraftwagenmodelle, die in Deutschland zum Verkauf angeboten werden (2010)
- DEUTSCHER BUNDESTAG: Unterrichtung durch die Bundesregierung - Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Treibhausgasminderung von Biokraftstoffen, über das Biomassepotenzial sowie über die auf dem Kraftstoffmarkt befindlichen Biomethan-Mengen, Drucksache 17/9621 (2012)
- EBB: *Statistics, The EU biodiesel industry, 2009 Production Capacity*. URL <http://www.ebb-eu.org/stats.php>. - abgerufen 2010-04-05. — European Biodiesel Board
- ECOINVENT V2.1: *Ecoinvent v2.1 for umberto 5.5, Swiss centre for life cycle inventories*, 2009
- EEG: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) vom 25. Oktober 2008, zuletzt geändert am 22. Dezember 2011 (2011)
- ENERGIESTG: *Energiesteuergesetz*, 2006
- ENSTG: *Energiesteuergesetz (EnStG) vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008, 660; 2008, 1007), zuletzt geändert durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2009 (BGBl. I S. 3950)*, 2009
- EPA: *Draft Regulatory Impact Analysis: Changes to Renewable Fuel Standard Program* (Nr. EPA-420-D-09-001), 2009
- EPA: *Proposes New Regulations for the National Renewable Fuel Standard Program for 2010 and Beyond | Transportation & Air Quality | US EPA*. URL <http://www.epa.gov/otaq/renewablefuels/420f09023.htm>. - abgerufen 2010-a-05-10. — United States Environmental Protection Agency

- EPA: EPA Finalizes Regulation for the National Renewable Fuel Standard Program for 2010 and Beyond, United States Environmental Protection Agency (2010b)
- EPA: *Regulations of Fuels and Fuel Additives: Changes to Renewable Fuel Standard Program; Final Rule* : United States Environmental Protection Agency, 2010c
- ERA: Auswirkungen fossiler Kraftstoffe. Treibhausgasemissionen, Umweltfolgen und sozioökonomische Effekte., energy research architecture (2009)
- ESTERHUIZEN, DIRK: *South Africa Biofuels Annual, GAIN Report* : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- EURACTIV: Risiko durch Emissionshandel: Öltraffinerien bitten EU um Hilfe (2008)
- EUROPEAN BIODIESEL BOARD: *Statistics, The EU biodiesel industry, 2010 Production Capacity*. URL <http://www.ebb-eu.org/stats.php>. - abgerufen 2011-08-16
- EUROPEAN COMMISSION ENERGY: *Market observatory*
- EUROSTAT: Elektrizität - Industrieabnehmer - halbjährliche Preise (2012a)
- EUROSTAT: Gaspreise für industrielle Verbraucher (2012b)
- F.O.LICHTS: *Plants & Projects* : F.O.Lichts World Ethanol & Biofuels Report, 2012
- F.O.LICHTS: World Ethanol & Biofuels Report Bd. 2008–2012
- FARGIONE, JOSEPH: *Argentina Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. AR9018) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- FARGIONE, JOSEPH ; HILL, JASON ; TILMAN, DAVID ; POLASKY, STEPHEN ; HAWTHORNE, PETER: Land Clearing and the Biofuel Carbon Debt. In: *Science* Bd. 29
- FEHRENBACH, HORST ; GIEGRICH, JÜRGEN ; REINHARDT, GUIDO ; RETTENMAIER, NILS: *Synopse aktueller Modelle und Methoden zu indirekten Landnutzungsänderungen ILUC* (im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. (BDB)) : ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2009
- FLACH, BOB ; LIEBERZ, SABINE ; BENDZ, KARIN ; DAHLBACKA, BETTINA: *EU-27 Annual Biofuels Report, GAIN Report* (Nr. NL1013) : USDA Foreign Agricultural Service, 2011
- FRITSCHÉ, UWE R. ; WIEGMANN, KIRSTEN: Treibhausgasbilanzen und kumulierter Primärenergieverbrauch von Bioenergie-Konversionspfaden unter Berücksichtigung möglicher Landnutzungsänderungen. In: *Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten „Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung“*. Berlin : WBGU, 2008 — ISBN 978-3-9396191-21-9
- FUELCAT: www.fuelcat.de. URL <http://www.fuelcat.de/>. - abgerufen 2012-05-30
- GARCEZ, CATHERINE ALIANA GUCCIARDI ; VIANNA, JOÃO NILDO DE SOUZA: Brazilian Biodiesel Policy: Social and environmental considerations of sustainability. In: *Energy* Bd. 34 (2009), Nr. 5, S. 645–654
- GEIB, MICHAEL: *Wirtschaftlichkeit regenerativer Energien am Beispiel Bioethanol* : Diplomica Verlag, 2008 — ISBN 9783836657884
- GIBGAS: Atlas Erdgastankstellen in Deutschland, www.gibgas.de (2010)
- GIBGAS: www.gibgas.de. URL <http://www.gibgas.de/>. - abgerufen 2012-05-30
- GIERSDORF, JENS: Biokraftstoffe in Brasilien zwischen Marktgeschehen und staatlicher Förderung. In: FRANIK, D. ; MÜLLER, R. ; MÜLLER, S. ; VELTE, B. ; WANG-HELMREICH, H. G. ; WEHLING, K. (Hrsg.): *Biokraftstoffe und Lateinamerika Globale Zusammenhänge und regionale Auswirkungen, Lateinamerika im Fokus*. Bd. 5, 2009
- GLASNER, CHRISTOPH ; DEERBERG, GÖRGE ; LYKO, HILDEGARD: Hydrothermale Carbonisierung: Ein Überblick. In: *Chemie Ingenieur Technik*
- GOVERNMENT OF CANADA: *Canada Gazette*. URL <http://www.gazette.gc.ca/archives/p1/2006/2006-12-30/html/notice-avis-eng.html#i3>. - abgerufen 2010-03-08. — Canada Gazette
- GOVERNMENT OF INDIA, MINISTRY OF NEW RENEWABLE ENERGY: *National Policy on Biofuels*, 2009
- GOVERNMENT OF SASKATCHEWAN: *Saskatchewan's Ethanol Program*. URL <http://www.saskethanolnow.ca/SaskEthanolProgram>. - abgerufen 2010-05-03
- GREENPEACE: Sommerdiesel im Test (2010)
- GREENPEACE: *Untersuchung der Agrosprit-Beimischungen zum Sommerdiesel 2011* (Nr. 10/2011), 2011
- GTAP: *Global Trade Analysis Project*. URL <https://www.gtap.agecon.purdue.edu/>. - abgerufen 2010-05-10
- HAAS, RITA ; REMMELE, EDGAR: *Status quo der dezentralen Ölgewinnung - bundesweite Befragung, Berichte aus dem TFZ*. Straubing : Technologie- und Förderzentrum, 2011

- HERTEL, T. W. ; HORRIDGE, J. M. ; PEARSON K. R.: Mending the family tree, A reconciliation of the linearization and levels schools of AGE modelling. In: *Preliminary Working Paper* Bd. IP-54 (1991)
- HERTEL, THOMAS W.: Analyzing the Implications of US Biofuels for Global Land Use.
- HIRA, ANIL ; DE OLIVEIRA, LUIZ GUILHERME: No substitute for oil? How Brazil developed its ethanol industry. In: *Energy Policy* Bd. 37 (2009), Nr. 6, S. 2450–2456
- HOEKMAN, S. KENT: Biofuels in the U.S. - Challenges and Opportunities. In: *Renewable Energy* Bd. 34 (2009), Nr. 1, S. 14–22
- HOH, RAYMOND: *Malaysia Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. MY9026) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- HOH, RAYMOND: *Malaysia Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. MY0008) : USDA Foreign Agricultural Service, 2010
- HOH, RAYMOND: *Malaysia Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. MY1006) : USDA Foreign Agricultural Service, 2011
- HOUSE OF COMMONS OF CANADA: *BILL C-33*. URL <http://www2.parl.gc.ca/HousePublications/Publication.aspx?Docid=2528775&file=4>. - abgerufen 2010-03-08
- IEA: *World Energy Outlook 2010* : International Energy Agency, 2010 — ISBN 978-92-64-08624-1
- IEA: *Technology Roadmap - Biofuels for Transport*. Paris, 2011
- INBICON: *Presseportal: Inbicon - Mitsui und Inbicon unterzeichnen ihren ersten Lizenzvertrag zur Verarbeitung von Biomasse zu Ethanol*. URL <http://www.presseportal.de/pm/79117/1569198/inbicon>. - abgerufen 2010-04-27
- INEEDFUEL: *Die Tankstellen-Suchmaschine für alternative Kraftstoffe*. URL <http://www.ineedfuel.net/>
- INEEDFUEL: *Die Tankstellen-Suchmaschine für alternative Kraftstoffe*. URL <http://www.ineedfuel.net/>
- INNENMINISTERIUM BADEN-WÜRTENBERG: *Energiesparend fahren* (2006)
- INTERNAL REVENUE SERVICE, DEPARTMENT OF THE TREASURY: *Exice Taxes (Including Fuel Tax Credits and Refunds)*, 2009
- IPCC: *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (2001)
- ISO 14040: *Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, 10/2006*
- ISO 14044: *Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006, 10/2006*
- JANET WITT ; DANIELA THRÄN ; NADJA RENSBERG ; KARIN NAUMANN ; ERIC BILLIG ; PHILIPP SAUTER ; JAQUELINE DANIEL-GROMKE ; ALEXANDER KRAUTZ ; CHRISTIAN WEISER ; u. a.: *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, DBFZ Report* (Final Report Nr. 12). Leipzig : Deutsches BiomasseForschungsZentrum, 2012
- KALTSCHMITT, MARTIN ; HARTMANN, HANS ; HOFBAUER, HERMANN: *Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 2. Aufl. Aufl. : Springer, Berlin, 2009 — ISBN 3540850945
- KEN, JOSEPH: *Argentina Biofuels Annual 2011, GAIN Report*, 2011
- KIM, HYUNGTAE ; KIM, SEUNGDO ; DALE, BRUCE, D.: Biofuels, Land Use Change and Greenhouse Gas Emissions: Some Unexplored Variables. In: *Environmental Science & Technology* Bd. 43 (2009)
- KOM(2005) 628: *Aktionsplan für Biomasse* : European Comission, 2005
- KOM(2006) 34: *Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe*, KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN (2006)
- KOM(2006) 848: *Fahrplan für erneuerbare Energien - Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft*, European Commission (2007)
- KOM(2010) 811: *BERICHT DER KOMMISSION über indirekte Landnutzungsänderungen im Zusammenhang mit Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen*, European Commission (2010)
- KRAFTFAHRTBUNDESAMT: *Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1.Januar 2010 gegenüber 1. Januar 2009* (2010)
- KRÖGER, MICHAEL ; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA: *Microalgae as feedstock for the biofuel production?*
- KRUSE, ANDREA: *Hydrothermal biomass gasification*. In: *The Journal of Supercritical Fluids* Bd. 47 (2009), Nr. 3, S. 391–399
- KUMAR, BIMLESH ; HIREMATH, RAHUL B. ; BALACHANDRA, P. ; RAVINDRANATH, N.H.: *Bioenergy and food security: Indian context*. In: *Energy for Sustainable Development* Bd. 13 (2009), Nr. 4, S. 265–270

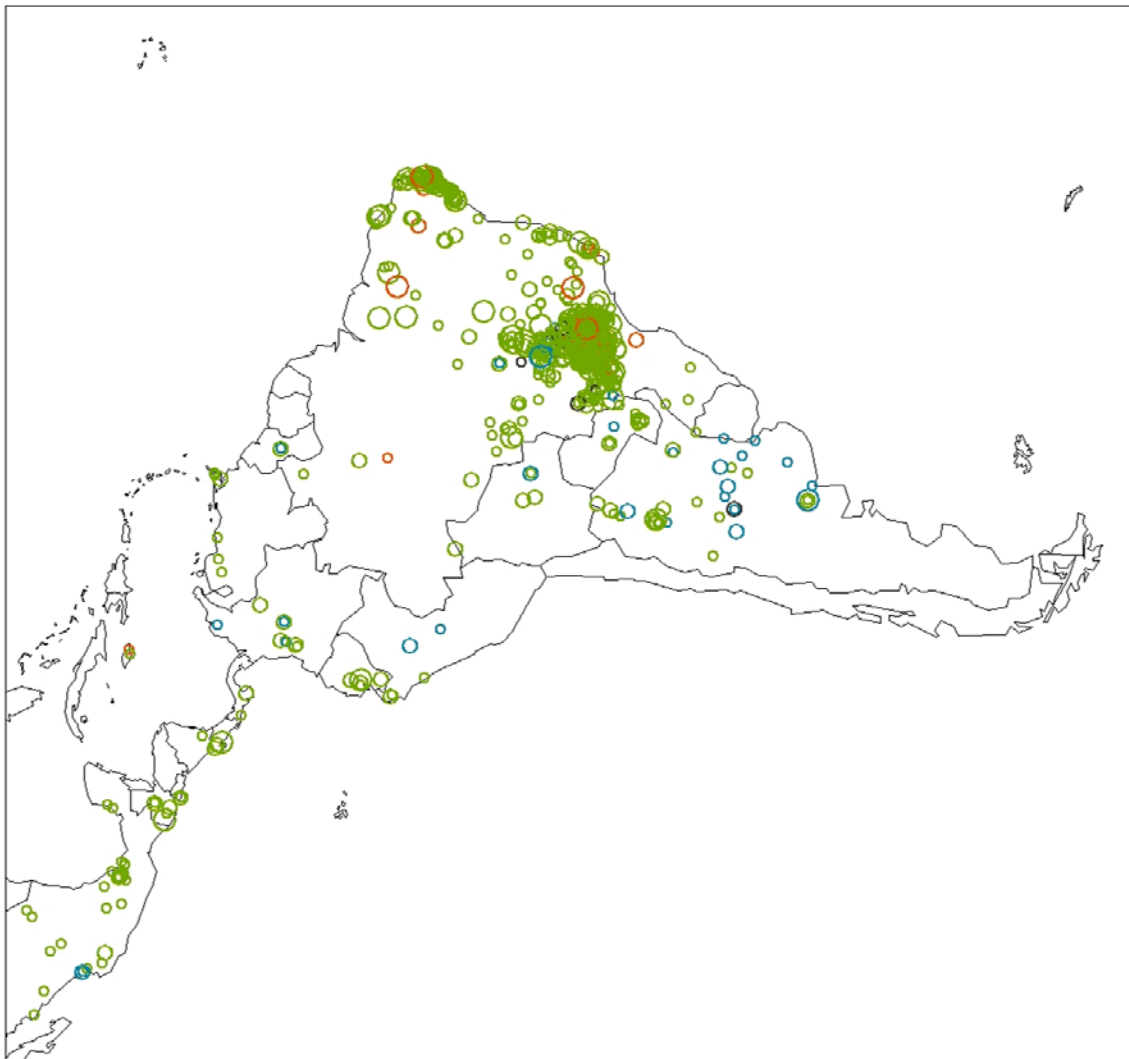
- KUMAR BISWAS, PRADIP ; POHIT, SANJIB ; KUMAR, RAJESH: Biodiesel from jatropha: Can India meet the 20% blending target? In: *Energy Policy* Bd. In Press, Corrected Proof (2009)
- LAMERS, PATRICK ; MCCORMICK, KES ; HILBERT, JORGE ANTONIO: The emerging liquid biofuel market in Argentina: Implications for domestic demand and international trade. In: *Energy Policy* Bd. 36 (2008), Nr. 4, S. 1479–1490
- LAU, LEE CHUNG ; TAN, KOK TAT ; LEE, KEAT TEONG ; MOHAMED, ABDUL RAHMAN: A comparative study on the energy policies in Japan and Malaysia in fulfilling their nations' obligations towards the Kyoto Protocol. In: *Energy Policy* Bd. 37 (2009), Nr. 11, S. 4771–4778
- MAJER, STEFAN ; GAWOR, MAREK ; THRÄN, DANIELA ; BUNZEL, KATJA ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE: *Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/ Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit*. Berlin : Biogasrat e.V., 2011
- MAJER, STEFAN ; OEHMICHEN, KATJA: *Mögliche Ansätze zur Optimierung der THG-Bilanz von Biodiesel aus Raps*. Berlin : UFOP, 2010
- MATHEWS, JOHN A. ; GOLDSZTEIN, HUGO: Capturing latecomer advantages in the adoption of biofuels: The case of Argentina. In: *Energy Policy* Bd. 37 (2009), Nr. 1, S. 326–337
- METHANEX: *Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History, Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History*, 2012
- MINISTRY OF AGRICULTURE, LIVESTOCK AND FOOD SUPPLY: *Agri Energy Statistical Yearbook 2009*. Brasilia, 2009
- MINISTRY OF ENERGY THAILAND: Thailand Alternative Energy Situation, Department of Alternative Energy Development and Efficiency (2009)
- MURRAY, BRIAN C.: Bioenergy Expansion and Indirect Land Use Change: An Application of the FASOMGHG Model.
- MWV: Statistiken – Preise, Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselmotorkraftstoff. Stand März 2012, Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2012a)
- MWV: Statistiken – Preise, Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Superbenzin (95 Oktan, E5). Stand März 2012, Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2012b)
- NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION: *Medium and Long-Term Development Plan for Renewable Energy in China*, 2007
- NESTEOIL: *Production technology*. URL <http://www.nesteoil.com/default.asp?path=1,41,11991,12243,12335,12337>
- NETL: An evaluation of the extraction, transport and refining of imported crude oil and the impact on life cycle greenhouse gas emissions, National Energy Technology Laboratory (2009)
- NGVA: *Statistical information on the European and Worldwide NGV status*. URL <http://www.ngvaeurope.eu/statistical-information-on-the-european-and-worldwide-ngv-status>. — Natural & bio Gas Vehicle Association
- NIELS JUNGBLUTH: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz, ecoinvent-Bericht Nr.6_IV Erdöl. (2007)
- NIKANDER, SAMI: Greenhouse gas and Energy intensity of product chain: case transport biofuel, Helsinki University of Technology (2008)
- NITSCH, JOACHIM ; PREGGER, THOMAS ; NAEGLER, TOBIAS ; HEIDE, DOMINIK ; DE TENA, DIEGO LUCA ; TRIEB, FRANZ ; SCHOLZ, YVONNE ; NIENHAUS, KRISTINA ; GERHARDT, NORMAN ; u. a.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* (Schlussbericht) : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 2012
- ÖKO-INSTITUT: Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten (2007)
- ÖKO-INSTITUT: *Memorandum Product Carbon Footprint - Positionen zur Erfassung und Kommunikation des Product Carbon Footprint für die internationale Standardisierung und Harmonisierung*. Berlin, 2009
- ONE HUNDRED TENTH CONGRESS OF THE UNITED STATES OF AMERICA: *Energy Independence and Security Act of 2007*

- PETERSSON, ANNELI ; WELLINGER, ARTHUR: Biogas upgrading technologies – developments and innovations, IEA Bioenergy, Task 37 - Energy from biogas and landfill gas (2009)
- PINZON, LEONARDO: *Colombia Biofuels Annual, GAIN Report* : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- PINZON, LEONARDO: *Colombia Biofuels Annual, GAIN Report* : USDA Foreign Agricultural Service, 2011
- PLATTS: European Marketscan (2011)
- POHIT, SANJIB ; BISWAS, PRADIP KUMAR ; KUMAR, RAJESH ; JHA, JAYA: International experiences of ethanol as transport fuel: Policy implications for India. In: *Energy Policy* Bd. 37 (2009), Nr. 11, S. 4540–4548
- POUSA, GABRIELLA P.A.G. ; SANTOS, ANDRE L.F. ; SUAREZ, PAULO A.Z.: History and policy of biodiesel in Brazil. In: *Energy Policy* Bd. 35 (2007), Nr. 11, S. 5393–5398
- PREECHAJARN, SAKCHAI ; PRASERTSI, PONNARONG: *Thailand Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. TH0098). Bangkok, 2010
- PREECHAJARN, SAKCHAI ; PRASERTSRI, PONNARONG: *Thailand Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. TH9082) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- PREECHAJARN, SAKCHAI ; PRASERTSRI, PONNARONG: *Thailand Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. TH2064) : USDA Foreign Agricultural Service, 2012
- PRIOR, BERNARD A., ZYL, EMILE VAN: *South Africa Biofuels* (IEA Progress Report) : Stellenbosch University, 2009
- PROVINCE OF MANITOBA/ MINISTRY OF INNOVATION, ENERGY AND MINES: *Energy Development Initiative*. URL <http://www.gov.mb.ca/stem/energy/biofuels/index.html>. - abgerufen 2010-05-03. — Biofuels Office
- PROVINCE OF ONTARIO/ MINISTRY OF AGRICULTURE FOOD & RURAL AFFAIRS: *Ontario Ethanol Growth Fund*. URL <http://www.omafra.gov.on.ca/english/infores/releases/2007/070607.htm>. - abgerufen 2010-05-03. — Province Investing In Ontario's Ethanol Producers
- R. EDWARDS ; J-F. LARIVÉ ; V. MAHIEU ; P.ROUVEIROLLES: Well-to-wheel analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context (2007)
- RADKE, SABINE: *Verkehr in Zahlen 2011/2012*. Bd. 40 : Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2011 — ISBN 978-3-87514-456-9
- RICHARD VAN BASSHUYSEN ; FRED SCHÄFER: *Handbuch Verbrennungsmotor - Grundlagen, Komponenten, Systeme, Perspektiven*. 4. Aufl. Wiesbaden, 2007
- RICHTLINIE 2003/30/EG: *Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor*, 2003
- RICHTLINIE 2003/96/EG: *Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom*, 2003
- RICHTLINIE 2009/28/EG: *Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG*, 2009
- RICHTLINIE 2009/30/EG: *Richtlinie 2009/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe und die Einführung eines Systems zur Überwachung und Verringerung der Treibhausgasemissionen sowie zur Änderung der Richtlinie 1999/32/EG des Rates im Hinblick auf die Spezifikationen für von Binnenschiffen gebrauchte Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 93/12/EWG*, 2009
- RICHTLINIE 98/70/EG: *Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates (ABl. L 350 vom 28.12.1998, S. 58)*, 1998
- RÖNSCH, STEFAN: *Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen*, DBFZ Report (Nr. Nr. 5). Leipzig : Deutsches BiomasseForschungsZentrum, 2011
- SEARCHINGER, TIM: *Evaluating Biofuels - The Consequences of Using Land to Make Fuel*, GMF Paper Series, 2009
- SEARCHINGER, TIMOTHY ; HEIMLICH, RALPH ; HOUGHTON, R. A. ; DONG, FENGXIA ; ELOBEID, AMANI ; FABIOSA, JACINTO ; TOKGOZ, SIMLA ; HAYES, DERMOT ; YU, TUN-HSIANG: Use of U.S. Croplands

- for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land-Use Change. In: *Science* Bd. 319 (2008)
- SENN, THOMAS ; LUCÀ, SEBASTIANO: *Studie zur Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahres-Produktionskapazität von 2,5 und 9 Mio. Litern - Eine Energie- und Kostenbilanzierung*. Berlin : Universität Hohenheim, 2002
- SHUIT, S.H. ; TAN, K.T. ; LEE, K.T. ; KAMARUDDIN, A.H.: Oil palm biomass as a sustainable energy source: A Malaysian case study. In: *Energy* Bd. 34 (2009), Nr. 9, S. 1225–1235
- SINGH, S.: *India Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. IN9080) : USDA Foreign Agricultural Service, 2009
- SLETTE, JONN ; WIYONO, IBNU EDY: *Indonesia Biofuels Annual 2011, GAIN Report* (Nr. ID 1134) : USDA Foreign Agricultural Service, 2011
- SPRENKER, BENEDIKT: E85 Regionol - Bioethanol aus landwirtschaftlichen Brennereien. In: *Bioenergie - Chance und Herausforderung für die regionale und globale Wirtschaft*. Rostock : Univ., Agrar- und Umweltwiss. Fak., 2009 — ISBN 9783860090688 3860090682
- STICHNOTHE, HEINZ ; SCHUCHARDT, FRANK: Comparison of different treatment options for palm oil production waste on a life cycle basis. In: *International Journal of life cycle Assessment* (2010), Nr. 15, S. 907–915
- THRÄN, DANIELA: *METHODEN zur stoffstromorientierten Beurteilung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassennutzung“*. Leipzig : Fischer Druck, Leipzig, 2011
- THRÄN, DANIELA ; BUNZEL, KATJA ; VIEHMANN, CORNELIA ; BÜCHNER, DANIEL ; FISCHER, ERIK ; FISCHER, ELMAR ; GRÖNGRÖFT, ARNE ; HENNIG, CHRISTIANE ; MÜLLER-LANGER, FRANZISKA ; u. a.: *Bioenergie heute und morgen - 11 Bereitstellungskonzepte*, 2010
- TIMILSINA, GOVINDA ; SHRESTHA, ASHISH: *Biofuels: Markets, Targets and Impacts, Policy Research Working Paper* (Nr. 5364) : The World Bank, 2010
- TOMEI, JULIA ; UPHAM, PAUL: Argentinean soy-based biodiesel: An introduction to production and impacts. In: *Energy Policy* Bd. 37 (2009), Nr. 10, S. 3890–3898
- TOOR, SAQIB SOHAIL ; ROSENDAHL, LASSE ; RUDOLF, ANDREAS: Hydrothermal liquefaction of biomass: A review of subcritical water technologies. In: *Energy* Bd. 36 (2011), Nr. 5, S. 2328–2342
- UFOP: *Biodiesel – Aussagen der Schlepperhersteller* (Nr. 3. aktualisierte Auflage), 2008
- UFOP: *UFOP - Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe, 2009-2012* : Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.
- UNITED STATES CONGRESS: *Food, Conservation and Energy Act of 2008*, 2008
- VDB: Mineralölindustrie drohen keine Strafzahlungen wegen Biokraftstoff E10 (2011a)
- VDB: *Marktdaten*. URL www.biokraftstoffverband.de. — www.biokraftstoffverband.de
- VDI6025: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen, VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik (1996)
- WIJFFELS, RENE H. ; BARBOSA, MARIA J.: An Outlook on Microalgal Biofuels. In: *Science* Bd. 329 (2010), Nr. 5993, S. 796–799
- WORLDWATCH INSTITUTE: *Biofuels for Transport: Global Potential and Implications for Sustainable Agriculture and Energy in the 21st Century*. Washington DC, 2006
- WU, C.Z. ; YIN, X.L. ; YUAN, Z.H. ; ZHOU, Z.Q. ; ZHUANG, X.S.: The development of bioenergy technology in China. In: *Energy* Bd. In Press, Corrected Proof
- YANG, HONG ; ZHOU, YUAN ; LIU, JUNGUO: Land and water requirements of biofuel and implications for food supply and the environment in China. In: *Energy Policy* Bd. 37 (2009), Nr. 5, S. 1876–1885

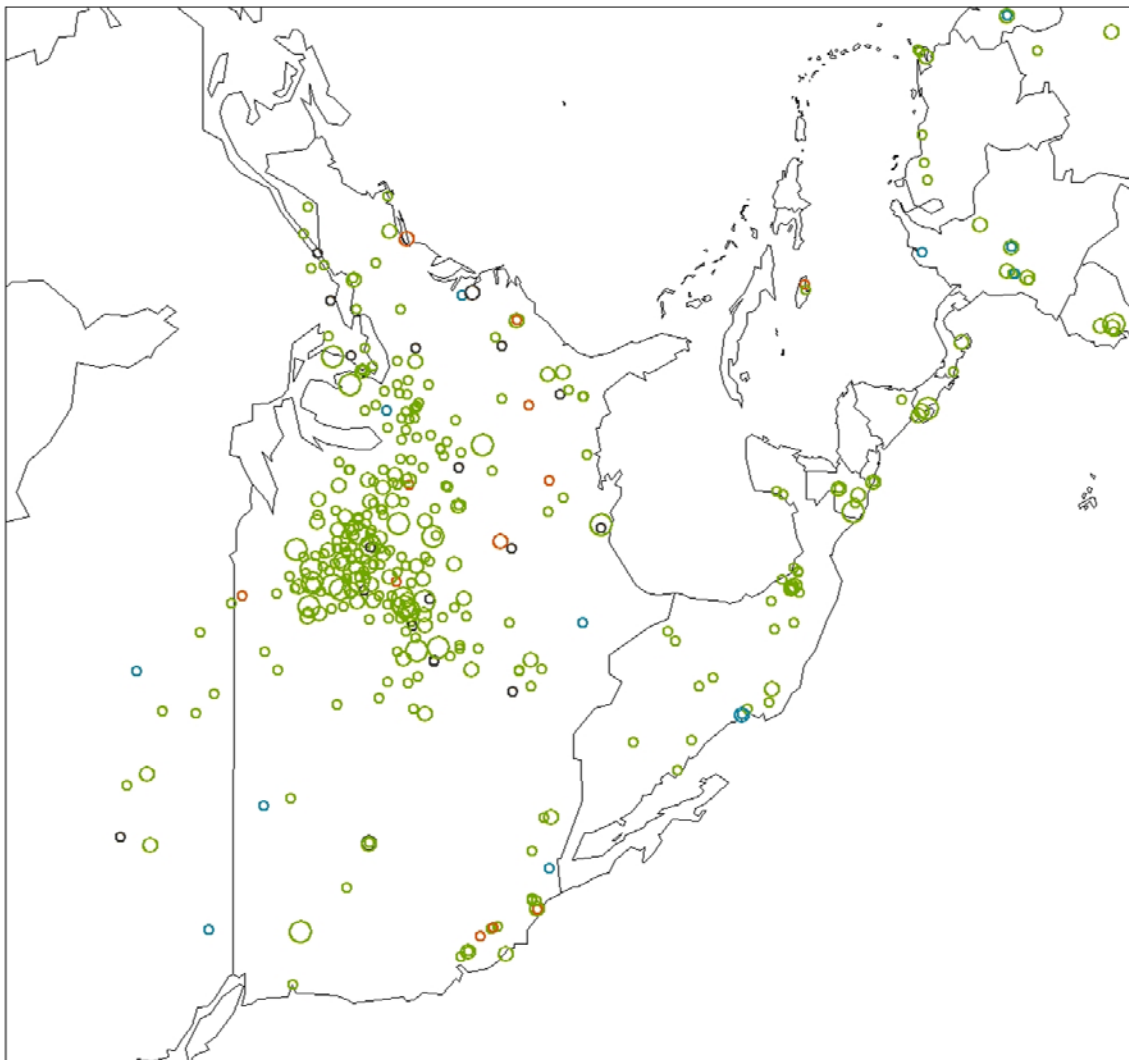
A 1 Produktionsanlagen Bioethanol in Südamerika

Produktionsanlagen Bioethanol in Südamerika 2011



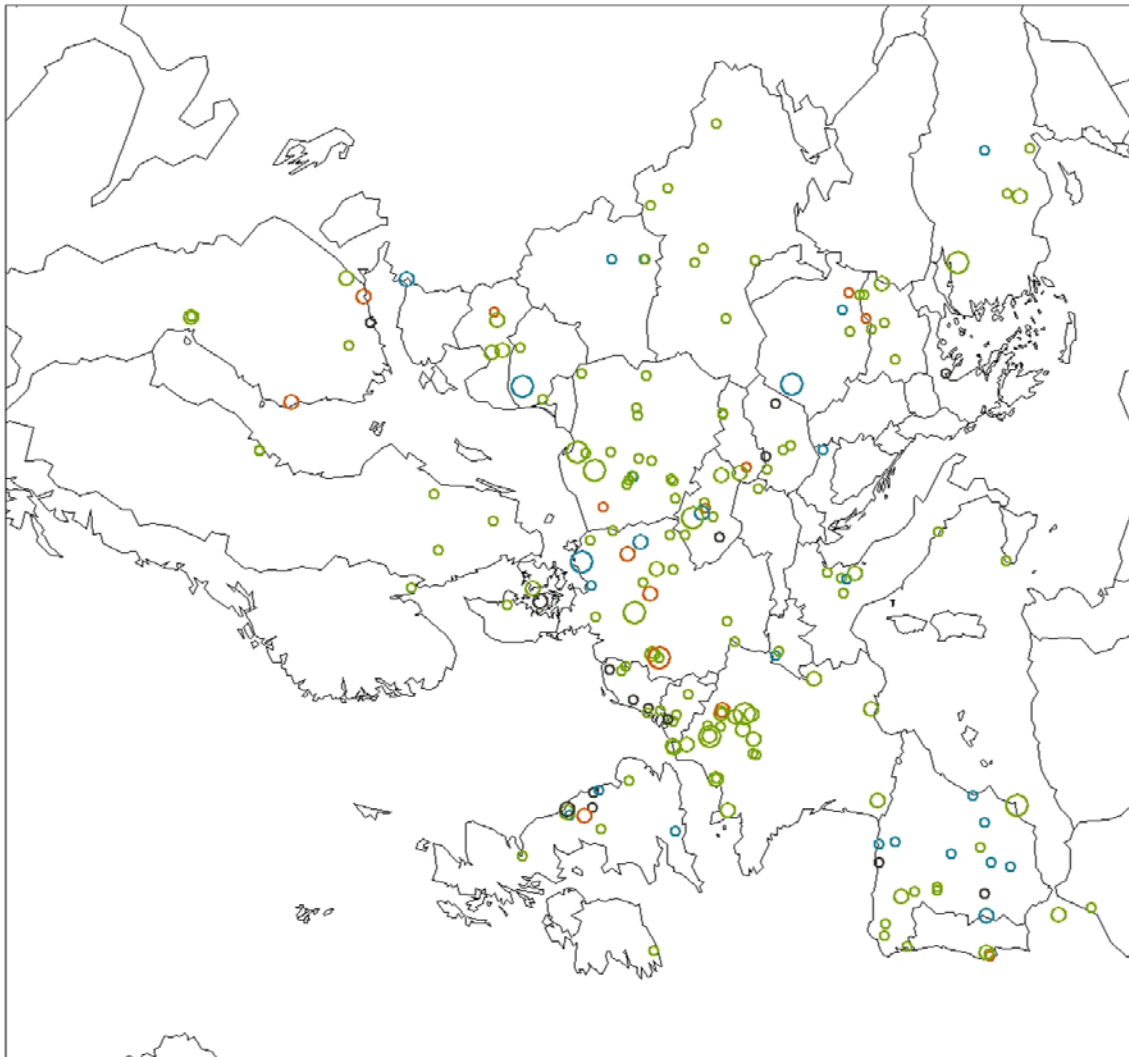
A 2 Produktionsanlagen Bioethanol in Nordamerika

Produktionsanlagen Bioethanol in Nordamerika 2011



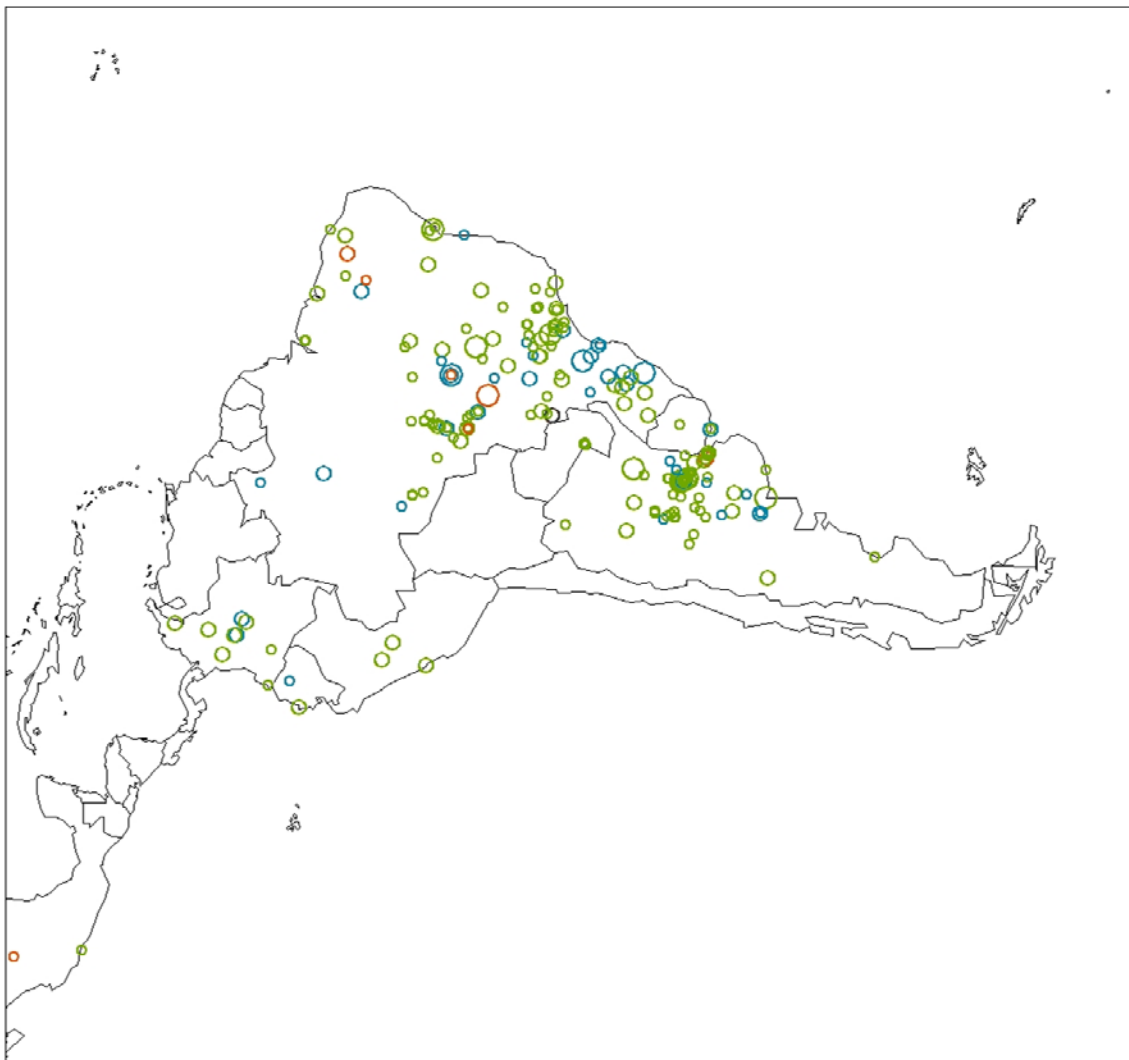
A 3 Produktionsanlagen Bioethanol in Europa

Produktionsanlagen Bioethanol in Europa 2011



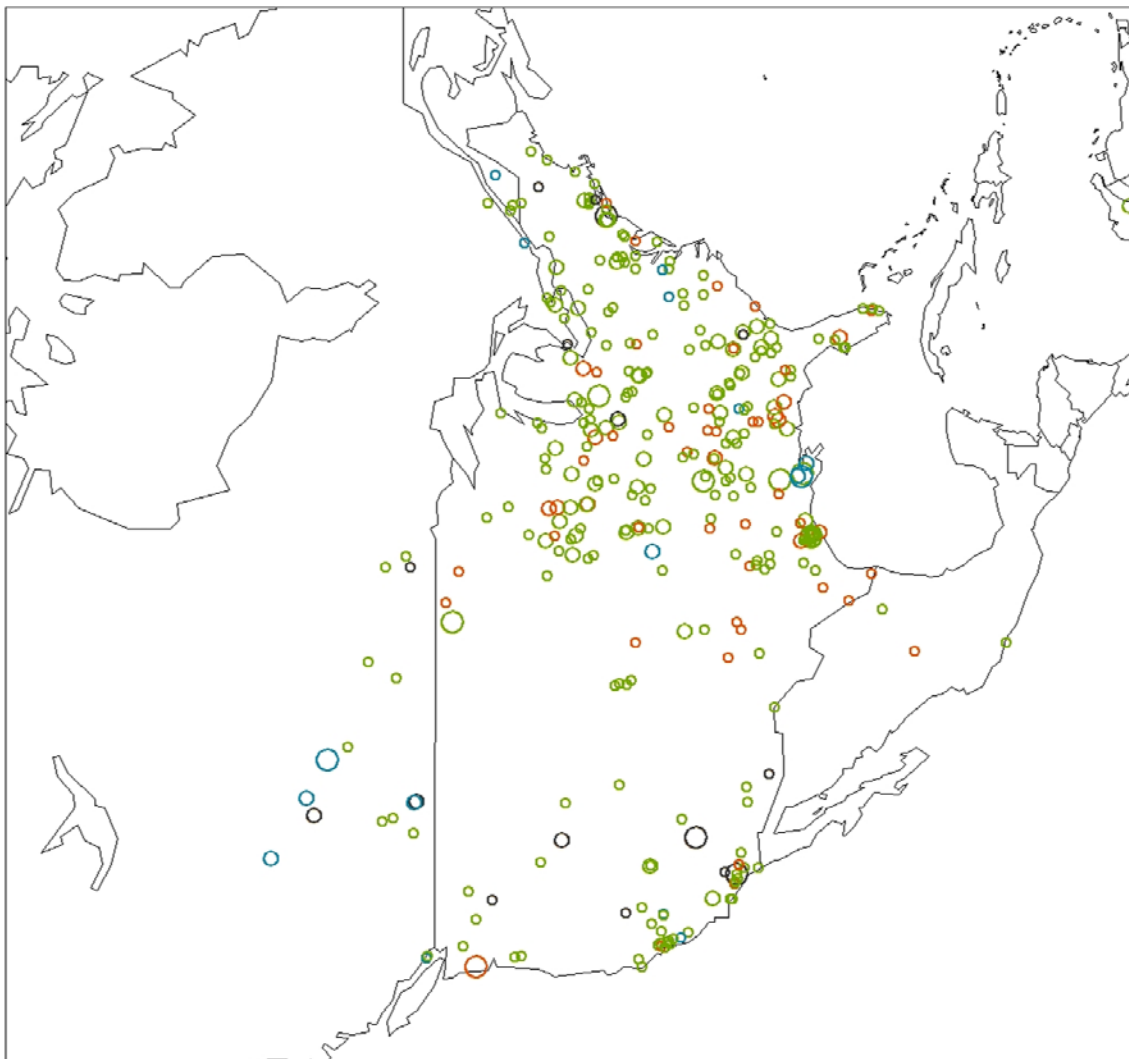
A 4 Produktionsanlagen Biodiesel in Südamerika

Produktionsanlagen Biodiesel in Südamerika 2011



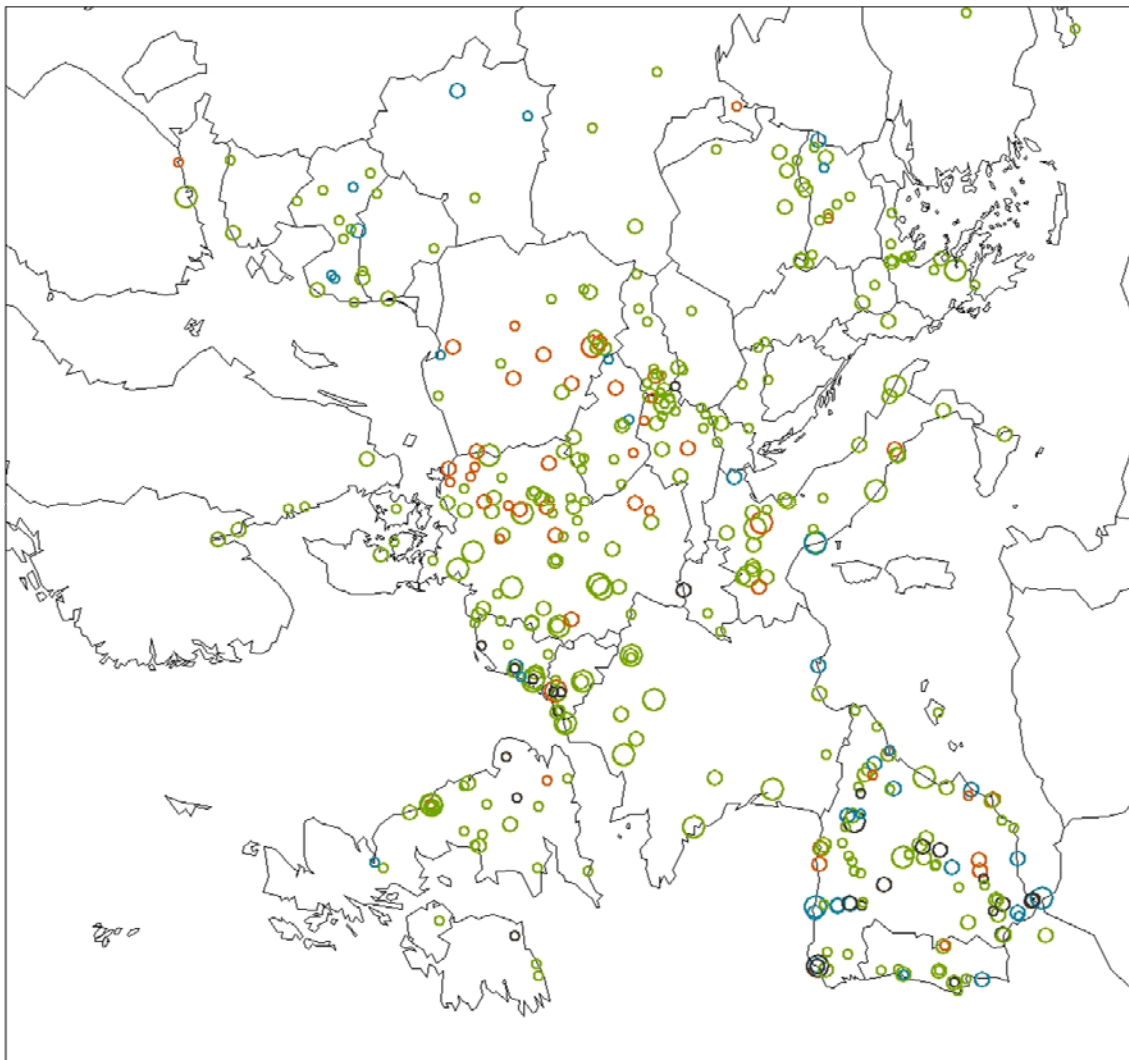
A 5 Produktionsanlagen Biodiesel in Nordamerika

Produktionsanlagen Biodiesel in Nordamerika 2011



A 6 Produktionsanlagen Biodiesel in Europa

Produktionsanlagen Biodiesel in Europa 2011



Bisher erschienene DBFZ Reports

DBFZ Report Nr. 1

Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

Autoren: Volker Lenz, Daniela Thrän, Hans Hartmann, Peter Turowski, Frank Ellner-Schubert (TFZ), Joachim Gerth (TUHH)

DBFZ Report Nr. 2

Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen

Autor: Michael Seiffert

DBFZ Report Nr. 3

Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholzkaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz

Autor: Volker Lenz

DBFZ Report Nr. 4

Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung

Autoren: Daniela Thrän, Matthias Edel, Janine Pfeifer, Jens Ponitka, Michael Rode / Silke Knispel (iup)

DBFZ Report Nr. 5

Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen

Autor: Stefan Rönsch

DBFZ Report Nr. 6

Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

Autoren: Ingo Hartmann, Volker Lenz, Marian Schenker, Christian Thiel, Markus Kraus, Mirjam Matthes, Ulf Roland (UFZ), René Bindig, Wolf-Dietrich Einicke (Universität Leipzig)

DBFZ Report Nr. 7

Final Report - Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials - Status quo and options for specification -

Autoren: DBFZ / ZALF / DLR / ILB / vTI

DBFZ Report Nr. 8 - Kompakt -

Autoren: Ulrike Seyfert, Katja Bunzel, Daniela Thrän, Eric Mauky, Barbara Fritsche, André Schreiber, Jan Liebetrau, Thomas Schmidt, Tobias Ulbricht, Volker Lenz

DBFZ Report Nr. 9

Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse

Autorin: Franziska Müller-Langer

DBFZ Report Nr. 10

Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) - Endbericht

Autoren: Cornelia Viehmann, Tanja Westerkamp, Andre Schwenker, Marian Schenker, Daniela Thrän, Volker Lenz, Marcel Ebert (IE)

DBFZ Report Nr. 11

Monitoring Biokraftstoffsektor

Autoren: Karin Naumann, Katja Oehmichen, Martin Zeymer, Franziska Müller-Langer, Mattes Scheftelowitz, Philipp Adler, Kathleen Meisel, Michael Seiffert

Sonderheft zum DBFZ Report

Bioenergie heute und morgen - 11 Bereitstellungskonzepte -

Autoren: Daniela Thrän, Katja Bunzel, Cornelia Viehmann, Daniel Büchner, Erik Fischer, Elmar Fischer, Arne Gröngröft, Christiane Hennig, Franziska Müller-Langer, Katja Oehmichen, Stefan Rönsch, Frank Scholwin

Weitere Informationen: <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
info@dbfz.de

www.dbfz.de