

DBFZ Report Nr. 11

Monitoring Biokraftstoffsektor **(2. Auflage)**

Karin Naumann, Katja Oehmichen, Martin Zeymer

Gefördert vom:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Impressum / Anfahrt



Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. mont. Michael Nelles

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH, Leipzig, mit Förderung des Bundes-
ministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucher-
schutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen
Bundestages.

Gefördert durch:



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 (2. Auflage)

ISSN: 2197-4632

Bilder (Titel): Martin Jehnichen (CropEnergies AG), morchella
(Fotolia)

Druck: Fischer druck&medien
DBFZ, Leipzig 2014

© 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.

Verantwortlich im Sinne des Presserechts:

Paul Trainer

Autoren des Berichtes:

Karin Naumann, Katja Oehmichen, Martin Zeymer

Datum der Veröffentlichung (2. Auflage):

14. Januar 2014

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“).

Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 11

Karin Naumann
Katja Oehmichen
Martin Zeymer

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

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

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Herausgeber:

**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig**



Autoren:

Dipl.-Ing. Karin Naumann (Kapitel 2, 3, 4, 5, 6)

Tel.: +49 (0)341 2434-711

E-Mail: Karin.Naumann@dbfz.de

Dipl.-Ing. Katja Oehmichen (Kapitel 8, 9)

Tel.: +49 (0)341 2434-717

E-Mail: Katja.Oehmichen@dbfz.de

Dipl.-Wi.-Ing. (FH) Martin Zeymer (Kapitel 7)

Tel.: +49 (0)341 2434-547

E-Mail: Martin.Zeymer@dbfz.de

ISSN: 2190-7943

2., aktualisierte Auflage [teilweise oder vollständige inhaltliche Aktualisierung der Kapitel 2 bis 6]

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Leipzig, 2014

Danksagung:

Die Autoren danken den Kollegen der Arbeitsgruppe "Biokraftstoff- und Bioraffinerietechnologien" für die fachliche Unterstützung. Die Aktualisierung der Datenbank sowie die Erstellung der Karten im Anhang erfolgten mit wesentlicher Beteiligung von Jens Hösel.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VI
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	XI
1 Einleitung.....	1
2 Politische Rahmenbedingungen.....	2
2.1 Politischer Rahmen Deutschland.....	2
2.1.1 Biokraftstoffquotengesetz (2006).....	2
2.1.2 Integriertes Energie- und Klimaprogramm	2
2.1.3 Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland (2009).....	2
2.1.4 Energiesteuergesetz (EnergieStG, 2006)	3
2.1.5 Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (2009)	3
2.1.6 Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV, 2009).....	5
2.1.7 Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote (36. BImSchV).....	6
2.2 Politischer Rahmen EU	6
2.2.1 Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (2003)	6
2.2.2 Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischen Strom (2003)	7
2.2.3 Aktionsplan für Biomasse (2005)	7
2.2.4 EU-Strategie für Biokraftstoffe (2006).....	7
2.2.5 Fahrplan für erneuerbare Energien (2007).....	7
2.2.6 Richtlinie zur Kraftstoffqualität 2009/30/EG	7
2.2.7 Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG.....	7
2.2.8 Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinien 98/70/EG und 2009/28/EG	11
2.3 Zertifizierung von Biokraftstoffen	13
2.4 Biokraftstoffquoten weltweit	14
3 Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion	15
3.1 Rohstoffbasis Deutschland	15
3.2 Rohstoffbasis EU.....	17
3.3 Rohstoffbasis weltweit.....	19
4 Biokraftstoffproduktion.....	20
4.1 Konversionstechnologien	20
4.2 Produktion von Biokraftstoffen	31
4.2.1 Biokraftstoffproduktion Deutschland	31
4.2.2 Biokraftstoffproduktion EU	33
4.2.3 Biokraftstoffproduktion weltweit.....	36
5 Distribution von Biokraftstoffen.....	48
5.1 Biokraftstoffhandel.....	48
5.1.1 Biokraftstoffhandel Deutschland.....	48
5.1.2 Biokraftstoffhandel EU	49
5.1.3 Biokraftstoffhandel weltweit	51
5.2 Beimischung und Reinkraftstoffe	53

5.3	Tankstellenstruktur Deutschland	54
6	Nutzung von Biokraftstoffen	56
6.1	Biokraftstoffverbrauch in Deutschland	56
6.2	Energiebedarf im Verkehrssektor.....	58
6.2.1	Energiebedarf im Verkehrssektor weltweit.....	58
6.2.2	Kraftstoffe und Verkehrssektoren Deutschland	58
7	Kosten und Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen	63
7.1	Kurzbeschreibung ausgewählter Biokraftstoffkonzepte	63
7.2	Gestehungskosten für Biokraftstoffe.....	65
7.2.1	Methodik.....	65
7.2.2	Gestehungskosten der Biokraftstoffkonzepte.....	67
7.2.3	Sensitivitätsbetrachtungen.....	70
7.3	Treibhausgasvermeidungskosten	76
7.4	Fazit.....	77
8	Treibhausgasminderungspotenziale im Biokraftstoffsektor	78
8.1	Treibhausgasbilanzierung von Biokraftstoffen.....	78
8.2	Methodik	78
8.3	Ergebnisse.....	79
8.4	Einordnung der THG-Bilanzen und Treibhausgasminderungspotenzial	80
8.5	Fazit.....	88
9	Treibhausgasemissionen in der Kraftstoffproduktion	89
9.1	Treibhausgasbilanzierung ausgewählter fossiler Kraftstoffe	89
9.1.1	Fossiler Referenzwert	89
9.1.2	Systemgrenzen	90
9.1.3	Rohölbereitstellung.....	90
9.1.4	Raffination.....	93
9.1.5	Mobile Nutzung.....	95
9.2	Gesamt-THG-Emissionen	97
9.3	Sensitivitätsanalysen.....	99
9.3.1	Rohölbereitstellung.....	99
9.3.2	Raffination.....	100
9.3.3	Mobile Nutzung.....	101
9.3.4	Gesamtemissionen unter Berücksichtigung der Optimierungsansätze	102
9.4	Bedeutung zukünftiger Entwicklungen für den fossilen Referenzwert	103
9.4.1	Bedeutung zukünftiger Entwicklungen der Raffinerie.....	104
9.4.2	Bedeutung zukünftiger Entwicklungen der mobilen Nutzung.....	104
9.4.3	Gesamtemissionen unter Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen.....	105
9.5	Fazit.....	105
	Literaturverzeichnis.....	106
	Anhang	113

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1	Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach 2009/28/EG (RICHTLINIE 2009/28/EG (idF. v. 2009))	8
Tabelle 2.2	Vergleich der Vorschläge zur Änderung der Erneuerbaren Energien Richtlinie 2009/28/EG und der Kraftstoffqualitätsrichtlinie 98/70/EG bzw. 2009/30/EG bezogen auf Deutschland (© DBFZ)	12
Tabelle 2.3	Zugelassene Zertifizierungssysteme (Stand Dez. 2013)	13
Tabelle 5.1	Anzahl an Biokraftstofftankstellen in ausgewählten europäischen Staaten (FUELCAT, 2012; GIBGAS, 2012).....	54
Tabelle 7.1	Parameter ausgewählter modellhafter Anlagenkonzepte zur Biokraftstoffbereitstellung (DBFZ Datenbank unter Einbindung von (NIKANDER, 2008b; SENN & LUCÀ, 2002; SPRENGER, 2009; THRÄN u. a., 2010)).....	63
Tabelle 7.2	Annahmen zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (DBFZ unter Einbindung von (EUROSTAT, 2012a, 2012b; THRÄN, 2011)).....	67
Tabelle 8.1	Wesentliche Aspekte der EU RED	78
Tabelle 9.1	Vergleich der Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe verschiedener Autoren.....	98

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1	Optionen der Biokraftstoffproduktion (© DBFZ).....	1
Abbildung 2.1	Biokraftstoffquote und -bedarf in Deutschland bis 2020 (geänderte Darstellung auf Basis von (BIMSchG (idF. v. 2011); BMF, 2013; BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND, 2010), © DBFZ)	4
Abbildung 2.2	Erfüllung der Biokraftstoffquote in Deutschland 2007 bis 20212 (geänderte Darstellung auf Basis von (BIMSchG (idF. v. 2011); BMF, 2013), © DBFZ)	5
Abbildung 2.3	Nationale Biokraftstoffquoten und -rahmenbedingungen in der EU 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)	9
Abbildung 2.4	Implementierung der Nachhaltigkeitsanforderungen der RED in Nationalstaatliches Recht (geänderte Darstellung auf Basis von REDcert Erhebung Okt. 2013 (JÜRGENS, 2013), © DBFZ)	10
Abbildung 2.5	Ausgewählte Biokraftstoffquoten und -ziele weltweit 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von diversen GAIN reports der USDA sowie nationalen Veröffentlichungen, © DBFZ)	14
Abbildung 3.1	Beispiele für biogene Rohstoffe zur Kraftstoffproduktion (© DBFZ).....	15
Abbildung 3.2	Rohstoffbasis für in Deutschland verbrauchte Biokraftstoffe (geänderte Darstellung auf Basis von (BLE, 2013; BMU, 2009, 2010, 2011, 2012; GREENPEACE, 2010, 2011; UFOP, 2013), © DBFZ)	16
Abbildung 3.3	Produktion von Biodiesel in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. a., 2013), © DBFZ)	17
Abbildung 3.4	Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. a., 2013), © DBFZ).....	18
Abbildung 3.5	Verwendung von Weizen, Gerste und Mais nach Sektoren in der EU (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ).....	18
Abbildung 3.6	Weltweite Produktionsmengen Biokraftstoffe nach Rohstoffbasis 2006 - 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)	19
Abbildung 4.1	Konversionspfade für die Biokraftstoffproduktion (© DBFZ)	21
Abbildung 4.2	Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch von Biokraftstoffen in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BDBE; DESTATIS; F.O.LICHTA; VDB, 2011b), © DBFZ)	32
Abbildung 4.3	Kommerzielle Produktionsanlagen für Biodiesel und Bioethanol als Kraftstoff in Deutschland, Stand Dez. 2013 (© DBFZ).....	32
Abbildung 4.4	Entwicklung Biodieselsektor EU, 2014: Schätzung (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. a., 2013), © DBFZ).....	33
Abbildung 4.5	Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU 2003 und 2013 in Tsd. t/a (geänderte Darstellung auf Basis von(EBB))	34
Abbildung 4.6	Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU 2003 und 2013 in Tsd. t/a (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)	34
Abbildung 4.7	Entwicklung Bioethanolsektor EU (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. a., 2013), © DBFZ)	35
Abbildung 4.8	Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU 2003 und 2013 in Tsd. t/a (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)	35

Abbildung 4.9	Weltweite Produktion von Biokraftstoffen nach Energiegehalt 2006 - 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ).....	36
Abbildung 4.10	Weltweite Produktion von Biodiesel (FAME/HVO) Bioethanol als Kraftstoff 2006-2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ)	37
Abbildung 4.11	Entwicklung Zubau Bioethanol Produktionsanlagen weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)	38
Abbildung 4.12	Entwicklung der durchschnittlichen Kapazität von Neuanlagen zur Produktion von Bioethanol weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ).....	39
Abbildung 4.13	Kapazität und Status von Anlagen zur Produktion von Bioethanol weltweit 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ).....	39
Abbildung 4.14	Entwicklung Bioethanol Produktionskapazität weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)	40
Abbildung 4.15	Entwicklung Zubau Biodiesel Produktionsanlagen weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)	41
Abbildung 4.16	Entwicklung der durchschnittlichen Kapazität von Neuanlagen zur Produktion von Biodiesel weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ).....	42
Abbildung 4.17	Kapazität und Status von Anlagen zur Produktion von Biodiesel weltweit 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ).....	43
Abbildung 4.18	Entwicklung der globalen Produktionskapazität für Biodiesel bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)	43
Abbildung 4.19	Entwicklung der globalen Produktionskapazität und Anlagenzahl für Biomethan bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (BIOGASPARTNER, 2013; FRAUNHOFER IWES, 2013; IEA, 2013), © DBFZ)	44
Abbildung 4.20	Entwicklung der Produktionskapazität und in ausgewählten Ländern bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (BIOGASPARTNER, 2013; FRAUNHOFER IWES, 2013; IEA, 2013), © DBFZ) ¹⁴	45
Abbildung 4.21	Produktionskapazität von Anlagen zur Produktion von HVO 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)	46
Abbildung 4.22	Produktionskapazität, installiert sowie Bau/Planung von Anlagen zur Produktion von Ethanol aus Lignozellulose (geänderte Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)	47
Abbildung 4.23	Produktionskapazität in Bau/Planung von Anlagen zur Produktion von BTL (geänderte Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ).....	47
Abbildung 5.1	Im- und Exporte von Bioethanol (zur Nutzung als Kraftstoff und sonstige Nutzungen) nach/aus Deutschland 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ).....	48
Abbildung 5.2	Im- und Exporte von Biodiesel nach/aus Deutschland 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ).....	49
Abbildung 5.3	EU Importe von Biodiesel 2010 und 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ).....	50
Abbildung 5.4	EU Importe von Bioethanol (zur Nutzung als Kraftstoff und sonstige Nutzungen) 2010 und 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ)	50

Abbildung 5.5	Entwicklung der Im- und Exporte von Bioethanol als Kraftstoff weltweit 2005 bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ).....	51
Abbildung 5.6	Entwicklung der Im- und Exporte von Biodiesel weltweit 2009 bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ)	52
Abbildung 5.7	Beimischungsgrenzen für Biokraftstoffe in der EU 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ).....	53
Abbildung 5.8	Bestandsentwicklung Biokraftstofftankstellen in Deutschland (DBFZ auf Basis von (AEE, 2012; BDBE; ERDGAS, 2013; GIBGAS, 2010; INEEDFUEL, 2010, 2012), © DBFZ).....	55
Abbildung 6.1	Monatlicher Biokraftstoffverbrauch in Deutschland 2007 bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA), © DBFZ).....	56
Abbildung 6.2	Entwicklung von Menge und Anteil der Biokraftstoffarten am Kraftstoffverbrauch in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BMF, 2007), 2013: Nov. und Dez. Prognose DBFZ, © DBFZ).....	57
Abbildung 6.3	Entwicklung Energiebedarf im Transportsektor weltweit (geänderte Darstellung auf Basis von (IEA, 2010), © DBFZ)	58
Abbildung 6.4	Endenergiebedarf in Deutschland im Verkehrssektor nach Energieträgern 1990 bis 2010 (geänderte Darstellung auf Basis von (RADKE, 2011), © DBFZ).....	59
Abbildung 6.5	Endenergiebedarf in Deutschland nach Verkehrssektoren und Energieträgern 1993 und 2010 (geänderte Darstellung auf Basis von (RADKE, 2011), © DBFZ).....	60
Abbildung 6.6	Kraftstoffverbrauch und Fahrzeugbestand im Straßenverkehr in Deutschland in 1996 und 2009 (geänderte Darstellung auf Basis von (RADKE, 2011), © DBFZ).....	61
Abbildung 6.7	Endenergiebedarf und Fahrzeuge in Deutschland nach Verkehrssektoren ohne Straßenverkehr 1993 und 2010 (DBFZ auf Basis von (RADKE, 2011), © DBFZ).....	62
Abbildung 7.1	Kalkulationsmodell zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (Zeymer 2013, © DBFZ)	66
Abbildung 7.2	Biokraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen (eigene Berechnungen, © DBFZ)	68
Abbildung 7.3	Sensitivitätsbetrachtung der Biomethangestehungskosten aus Bioabfällen mit Angabe der Basisannahmen (© DBFZ)	70
Abbildung 7.4	Sensitivitätsbetrachtung der HVO/HEFA-Gestehungskosten (Palm) mit Angabe der Basisannahmen (© DBFZ).....	71
Abbildung 7.5	Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanolgestehungskosten (Weizen) mit Angabe der Basisannahmen (© DBFZ).....	72
Abbildung 7.6	Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanolgestehungskosten (Triticale) mit Angabe der Basisannahmen (© DBFZ).....	72
Abbildung 7.7	Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe und Strom (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA, 2012; EUROSTAT, 2012a; MWV, 2012a, 2012b), © DBFZ)	73
Abbildung 7.8	Preisentwicklungen für Rohstoffe und Produkte der Biodieselproduktion seit 2009 (geänderte Darstellung auf Basis von (AMI; F.O.LICHTa; METHANEX, 2012; UFOP), © DBFZ)	74
Abbildung 7.9	Preisentwicklungen für Rohstoffe und Produkte der Bioethanolproduktion ab 2009, Wechselkurs tagesgenau (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTa), © DBFZ)	75

Abbildung 7.10	Treibhausgasvermeidungskosten und THG-Einsparungen von Biokraftstoffen (eigene Berechnungen, © DBFZ)	76
Abbildung 8.1	THG-Emissionen in g CO ₂ -Äquivalent je MJ Kraftstoff (© DBFZ).....	79
Abbildung 8.2	THG-Emissionen der Bereitstellung von Biodiesel aus Raps in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ).....	81
Abbildung 8.3	THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Raps) in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ).....	82
Abbildung 8.4	THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Palm) in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ).....	83
Abbildung 8.5	THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ).....	84
Abbildung 8.6	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 (© DBFZ)	85
Abbildung 8.7	THG-Emissionen der Bereitstellung von Biomethan aus Bioabfall in g CO ₂ -Äq/MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ)	86
Abbildung 8.8	THG-Minderungspotenziale der betrachteten Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzwert 83,8 g CO ₂ -Äq je MJ der EU RED (© DBFZ)	87
Abbildung 9.1	Prozesskette der ausgewählten fossilen Kraftstoffe (© DBFZ)	90
Abbildung 9.2	Spezifische THG-Emissionen der Rohölbereitung nach Herkunft in gCO ₂ -Äq. je kg Rohöl (© DBFZ)	91
Abbildung 9.3	Anteile am Rohölimportmix für Europa und Deutschland in % (BIOKRAFTQUG (idF. v. 2006); RICHTLINIE 2009/28/EG (idF. v. 2009)), (© DBFZ).....	92
Abbildung 9.4	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 (© DBFZ).....	93
Abbildung 9.5	Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Raffination in CO ₂ -Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel (© DBFZ)	95
Abbildung 9.6	Treibhausgasemissionen aus dem Einsatz von Benzin und Diesel in einem Pkw der Euro-3-Norm in CO ₂ -Äq. je km (© DBFZ)	97
Abbildung 9.7	THG-Emissionen aus der gesamten Prozesskette für Benzin und Diesel in g CO ₂ -Äq. je MJ Kraftstoff (© DBFZ)	98
Abbildung 9.8	Einfluss des Abblasens von Erdölbegleitgas auf die THG-Emissionen der Rohölförderung in Nigeria und Russland in gCO ₂ -Äq. je kg Rohöl (© DBFZ).....	99
Abbildung 9.9	Einfluss des Abblasens auf die spezifischen Emissionen des europäischen Rohölmix in gCO ₂ -Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel (© DBFZ)	100
Abbildung 9.10	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) (© DBFZ).....	101
Abbildung 9.11	THG-Emissionen aus der gesamten Prozesskette für Benzin und Diesel in g CO ₂ -Äq. je MJ Kraftstoff, Vergleich zwischen Basisfall und Sensitivitätsanalyse (© DBFZ)	102
Abbildung 9.12	Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe (WTW) (geänderte Darstellung auf Basis (ERA, 2009), © DBFZ).....	104

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
Äq.	Äquivalent
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CO ₂ -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DIN	Deutsches Institut für Normung
dLUC	Direkte Landnutzungsänderungen
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

Abkürzung	Erklärung
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (mit Wasserstoff behandelte Ester und Fettsäuren)
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil (mit Wasserstoff behandeltes Pflanzenöl)
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)
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
WRH	Waldrestholz
WTW	Well-to-Wheel

1 Einleitung

Einführend werden die wesentlichen politischen Zielstellungen und derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen für Biokraftstoffe zusammenfassend dargestellt. Analog zu den Schritten der Bereitstellungskette (Abbildung 1.1) für Biokraftstoffe ist im Folgenden die Struktur des Reports aufgebaut:

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

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

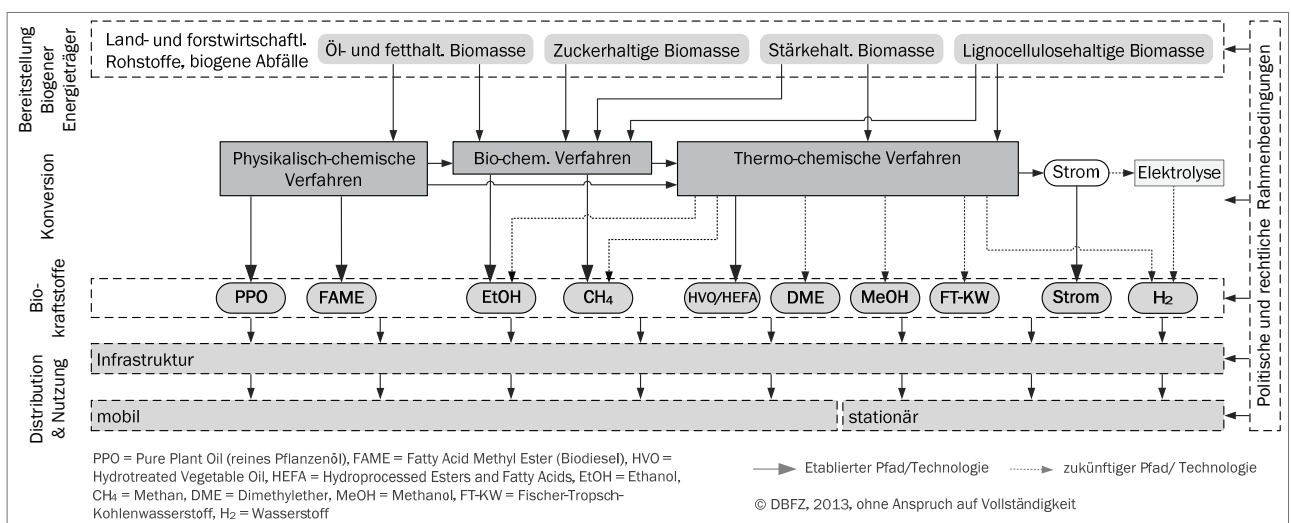


Abbildung 1.1 Optionen der Biokraftstoffproduktion (© DBFZ)

Im zweiten, nicht aktualisierten Teil dieser Veröffentlichung werden Bereitstellungskosten (Kapitel 7), Treibhausgasbilanzen (Kapitel 8) sowie daraus resultierende Treibhausgasvermeidungskosten ausgewählter Biokraftstoffoptionen vergleichend gegenüber gestellt. Abschließend werden die Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe (Kapitel 9) in Abhängigkeit von ihrer Bereitstellung analysiert.

2 Politische Rahmenbedingungen

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, S. 628). 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. (ENERGESTG (idF. v. 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 (idF. v. 2009)). Der Übergang von der Mengen- zur THG-Quote ist in Abbildung 2.1 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 2.1 sind die Biokraftstoff- bzw. THG-Quote (ab 2015) sowie dementsprechende Biokraftstoffmengen bis 2020 dargestellt. Die maximal benötigte Biokraftstoffmenge ergibt sich aus der Erfüllung der Mindestanforderungen von 35 % (2015/2016) sowie 50 % (ab 2017 für Bestandsanlagen) THG-Emissionsminderung. 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. 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) 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 2.1 dargestellten Bandbreiten für die benötigten Mengen zur Quotenerfüllung. Biokraftstoffe wie sie laut BLE nach Art und Menge in Deutschland genutzt wurden, erreichen in 2012 auf Basis der Standardwerte 2,4 % Minderung sowie auf Basis der Typischen Werte nach RED 2,9 % THG-Minderung.

Da Anlagenbetreiber weiter zunehmend eigene THG-Bilanzen erstellen werden, kann der Standardwert zukünftig als untere Grenze betrachtet werden.

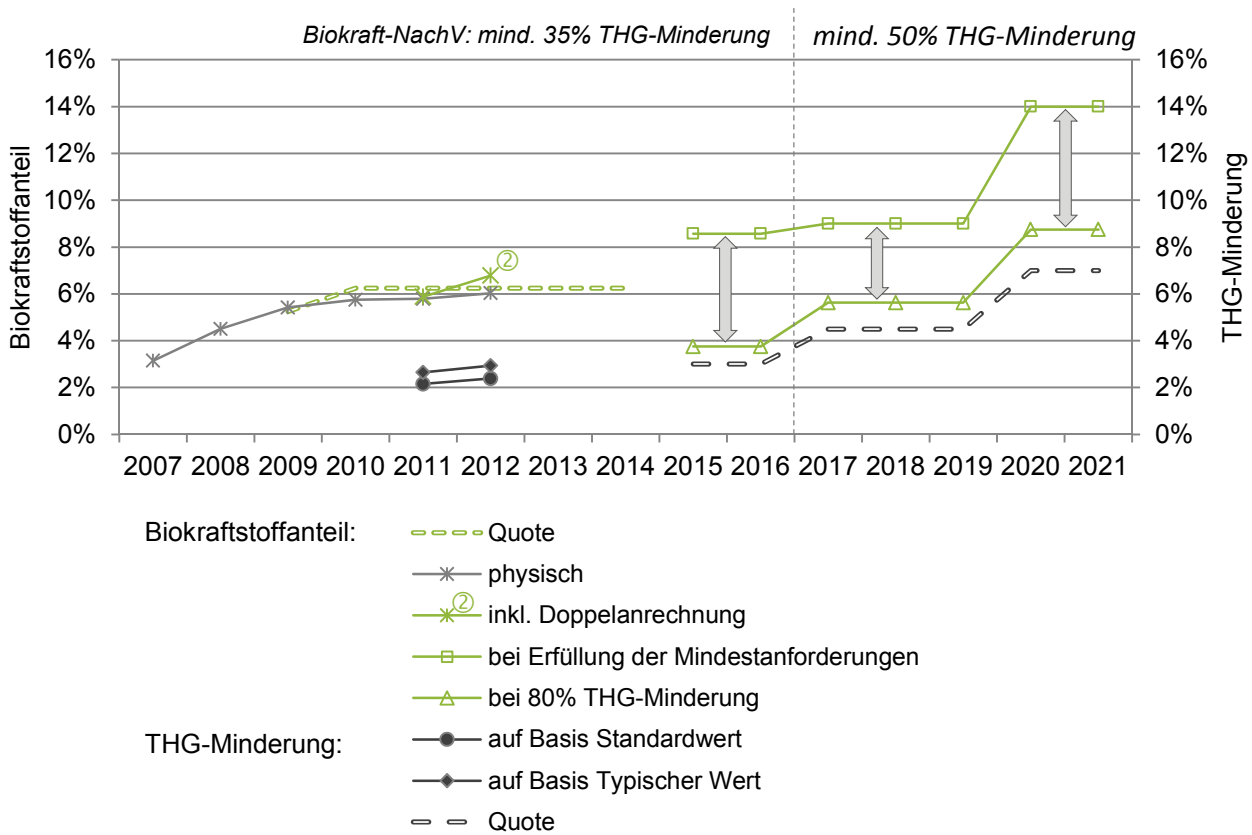


Abbildung 2.1 Biokraftstoffquote und -bedarf in Deutschland bis 2020 (geänderte Darstellung auf Basis von (BImSchG (idF. v. 2011); BMF, 2013; BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND, 2010), © DBFZ)

Wie in §37a BImSchG (4) geregelt, können Quotenverpflichtete auch Mengen, die zu einer Übererfüllung der Quote führen, in das Folgejahr übertragen. Die Mengen einzelner Biokraftstoffoptionen innerhalb der Biokraftstoffquote sowie der übererfüllten und übertragenen Biokraftstoffmengen sind in Abbildung 2.2 zusammenfassend für die Jahre 2007 bis 2012 dargestellt.

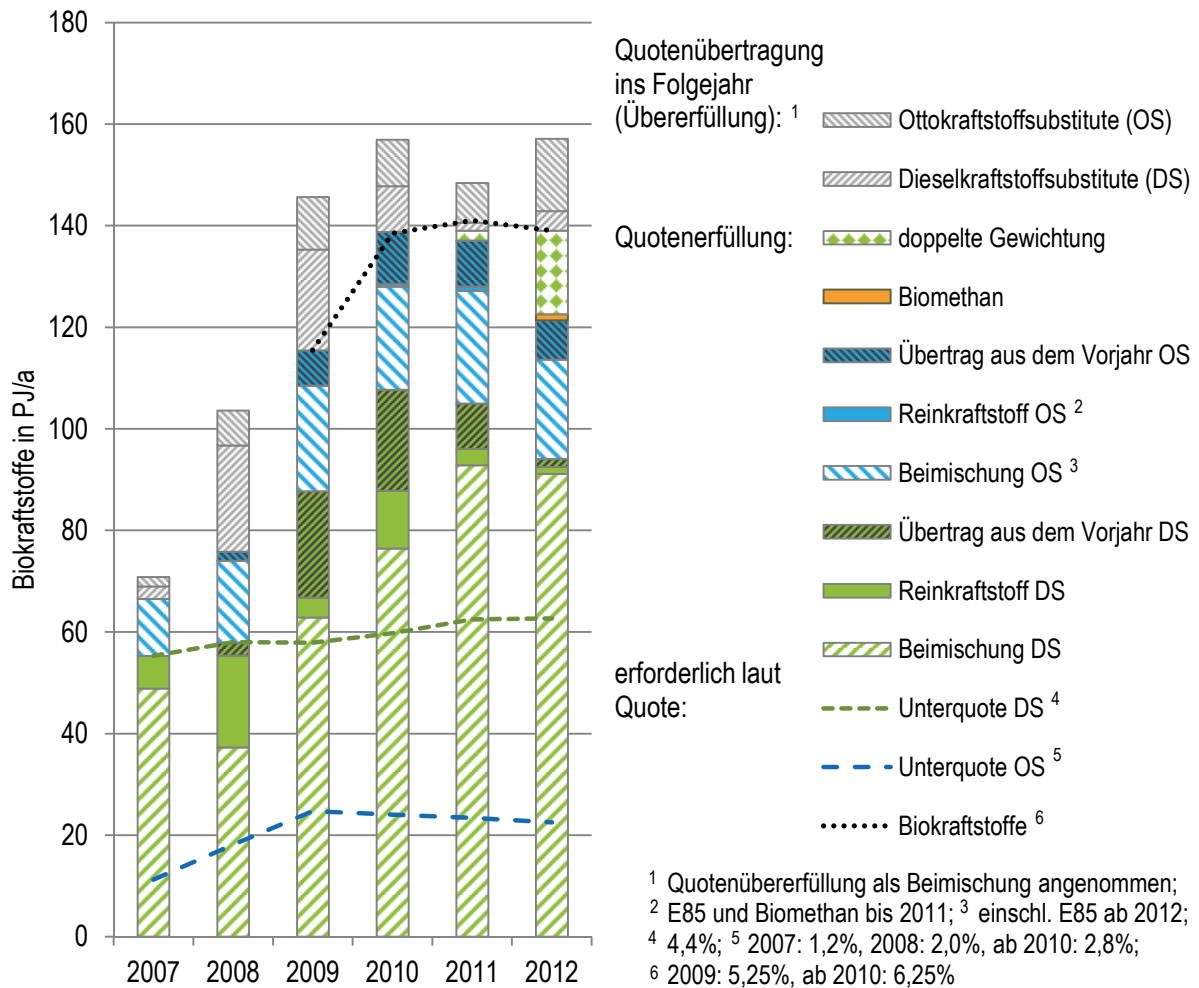


Abbildung 2.2 Erfüllung der Biokraftstoffquote in Deutschland 2007 bis 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (BIMSchG (idF. v. 2011); BMF, 2013), © DBFZ)

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 2.1) 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 (idF. v. 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
- lignozellulosehaltigem Material

hergestellt worden sind.

Die Abbildung 2.1 dargestellte theoretischen Biokraftstoffmengen zur Quotenerfüllung verringern sich entsprechend der Menge eingesetzter Biokraftstoffe, die doppelt angerechnet werden können.

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

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 (idF. v. 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 (idF. v. 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 Kraftstoffqualität 2009/30/EG

Die Richtlinie 2009/30/EG ändert die Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 1998 über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und regelt u.a. Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölmotorkraftstoffe. Mit der Richtlinie 2009/30/EG sollen die Lebenszyklustreibhausgase 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 (idF. v. 2009))

2.2.7 Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG

Die Richtlinie 2003/30/EG wurde im April 2009 durch die Richtlinie 2009/28/EG ersetzt. In der derzeit gültigen Richtlinie 2009/28/EG ist das gemeinsame Ziel der EU von 10 % Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 definiert. Biokraftstoffe müssen, um auf die zu erreichende

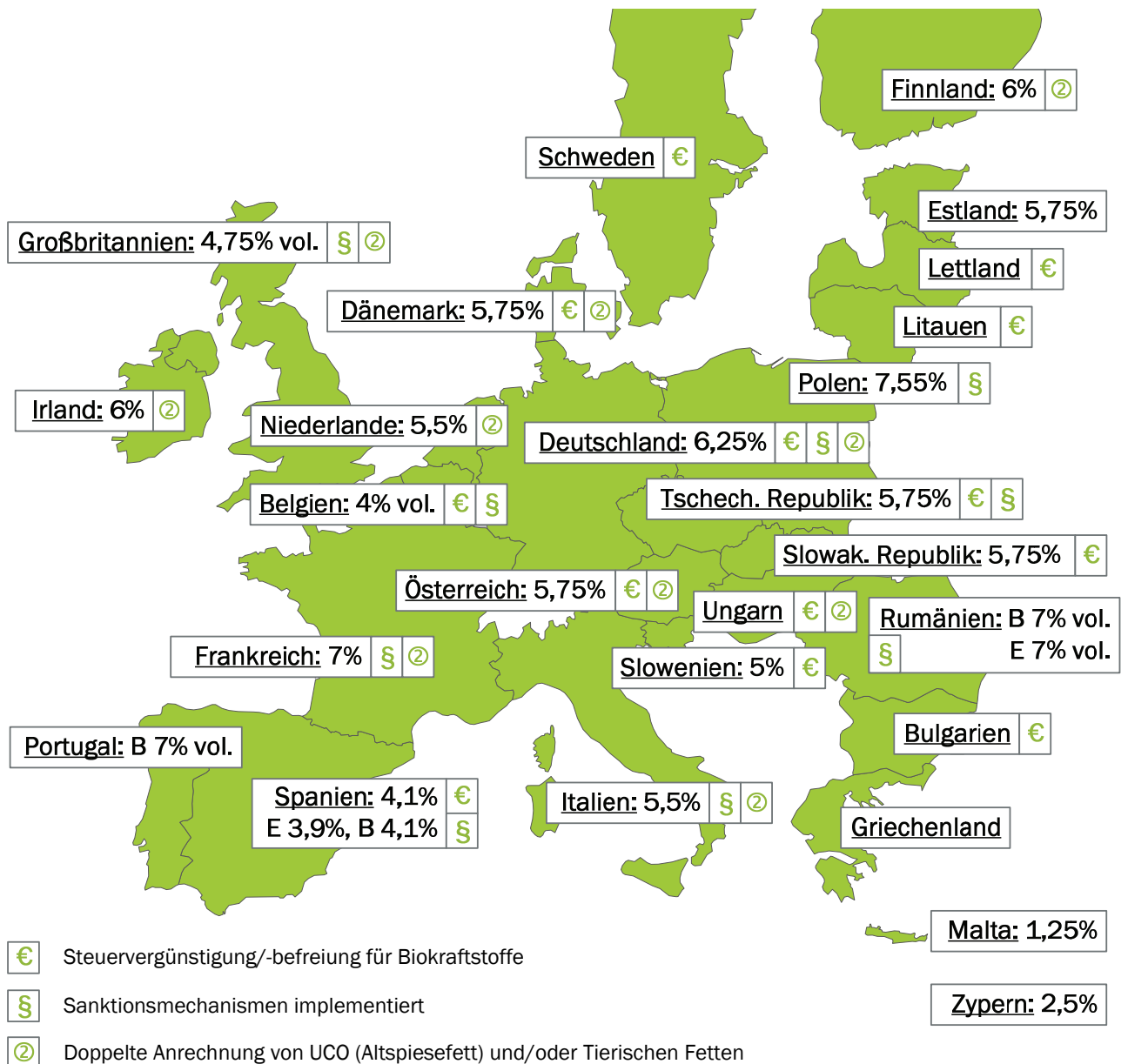
Biokraftstoffquote anrechenbar zu sein, verschiedene Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen. Die entsprechenden Kriterien sind ebenfalls in der Richtlinie 2009/28/EG enthalten.

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

Tabelle 2.1 Kriterien für die Biokraftstoffbereitstellung nach 2009/28/EG (RICHTLINIE 2009/28/EG (idF. v. 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 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 35% ab Inkrafttreten bzw. ▪ 50% ab 2017 bzw. ▪ 60% ab 2018 für Neuinstallationen mit Inbetriebnahme nach 2016 im Vergleich zum fossilen Referenzkraftstoff (Diesel oder Ottokraftstoff) mit 83,8 g CO₂-Äq./MJ

Das Ziel von 10 % Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor im Jahr 2020 sowie die damit verbundenen Randbedingungen wie z. B. die Nachhaltigkeitsanforderungen wurden in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie 2009/28/EG festgeschrieben. Zur Erreichung dieses Ziels (wie auch der Ziele aus der FQD) definieren die Mitgliedsstaaten geeignete Maßnahmen wie beispielsweise Investitionsförderung, Steuervorteile, Quoten oder Strafzahlungen im nationalen Recht. Ein Überblick dieser einzelstaatlichen rechtlichen Regelungen gibt Abbildung 2.3.



Prozentangaben energetisch (vol. = volumetrisch), E = Ethanol, B= Biodiesel, Stand: Jan. 2014

Abbildung 2.3 Nationale Biokraftstoffquoten und -rahmenbedingungen in der EU 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

Die Quoten sind teilweise über mehrere Jahre im Voraus definiert. Beispielsweise war die Biokraftstoffquote in Deutschland ursprünglich als jährlich linear steigender prozentualer Anteil am Kraftstoffverbrauch definiert und sollte so bis 2015 auf 8 % (energetisch) steigen. Die aktuelle Quote ist hingegen seit 2010 auf 6,25 % und wird in 2015 auf eine Treibhausgasminderungsquote entsprechend dem Vorbild der FQD umgestellt. Auch Spanien hat derzeit eine sinkende nationale Quote:

- von 6,5 % in 2012 auf 4,1 % Biokraftstoffe in 2013 (energetisch) sowie
- von 4,1 % in 2012 auf 3,9 % Ethanol in 2013 (energetisch) sowie
- von 7,0 % in 2012 auf 4,1 % Ethanol in 2013 (energetisch). (F.O.LICHTA)

Der im Rahmen dieser Quoten zu realisierende Biokraftstoffanteil kann sowohl über die Verwendung von reinen Biokraftstoffen als auch über deren Beimischung zu fossilen Kraftstoffen erreicht werden. Die Grenzen der Beimischung von Biokraftstoffen in den EU-Mitgliedsstaaten sind in Abbildung 5.7 (Kapitel 5) zusammenfassend dargestellt.

Die Implementierung der Nachhaltigkeitsanforderungen analog der RED in nationales Recht ist notwendig für die Anerkennung der erreichten Anteile und Treibhausgasminderungen auf EU-Ebene. In Abbildung 2.4 ist der aktuelle Stand, 4 Jahre nach Inkrafttreten der Direktive, dargestellt. Der Nachweis der Nachhaltigkeit erfolgt mit Hilfe zugelassener Zertifizierungssysteme, wobei zwischen national und auf EU-Ebene zugelassenen Systemen unterschieden werden muss (vgl. Kapitel 2.3).



Abbildung 2.4 Implementierung der Nachhaltigkeitsanforderungen der RED in Nationalstaatliches Recht (geänderte Darstellung auf Basis von REDcert Erhebung Okt. 2013 (JÜRGENS, 2013), © DBFZ)

2.2.8 Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinien 98/70/EG und 2009/28/EG

Die Europäische Kommission hat am 17. Oktober 2012 ein Vorschlag zur Änderung der 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) und 98/70/EG (Kraftstoffqualitätsrichtlinie) veröffentlicht. Dieser Vorschlag stellt eine Reihe von Aspekten zur zukünftigen Ausgestaltung des förderpolitischen Rahmens für Biokraftstoffe auf europäischer Ebene zur Diskussion. Infolgedessen haben auch das Europäische Parlament und der Europarat Gegenentwürfe erarbeitet und am 11.09.2013 sowie 18.09.2013 veröffentlicht. Der Diskussionsprozess ist in Gang gesetzt, allerdings wurde bis zum Jahresende 2013 das Trilogverfahren (CEP, 2013) nicht eröffnet. Dieses dient der Konsensfindung, welcher für einen Beschluss zur Änderung zwingend notwendig ist.

Nachdem zunächst ein vorab in die Öffentlichkeit geratener Entwurf des Vorschlags der Kommission noch verbindliche ILUC-Faktoren für stärke-, zucker- und ölhaltige Pflanzen(-teile) enthielt, sind diese in den veröffentlichten Vorschlägen vorerst lediglich als Berichtspflicht für die Nationalstaaten enthalten.

Vor allem scheint es Ziel der Änderungen zu sein, den Anteil von konventionellen Biokraftstoffen aus landwirtschaftlichen Rohstoffen (NawaRo) zu begrenzen und dadurch auf die Diskussionen um Flächen- und Nutzungskonkurrenzen (v. a. Nahrungs- und Futtermittel) zu reagieren. Daher enthalten alle derzeitigen Vorschläge maximale Anteile für Konventionelle Biokraftstoffe von 5 %, 6 % bzw. 7 % bezogen auf den Energiegehalt. Das bisher bereits etablierte Instrument der mehrfachen Wertigkeit ausgewählter Ausgangsstoffe (Abfall- und Reststoffe) oder Energieträger (Strom aus Erneuerbaren Energien (EE)) wird in den aktuellen Vorschlägen bis hin zur 4fachen (potenzielle zukünftige Biokraftstoffe) bzw. 5fachen Wertigkeit (Strom im Straßenverkehr) weiter ausgebaut.

In Tabelle 2.2 sind die Vorschläge auf Europäischer Ebene vergleichend gegenüber gestellt. Neben den wesentlichen Rahmenbedingungen zur Ausgestaltung des 10 % Ziels sind die damit verbundenen realen energetischen Anteile der einzelnen Energieträger und Kraftstoffoptionen für Deutschland aufgezeichnet.

Beim Vorschlag der Europäischen Kommission wurde hier eine Verdopplung des absoluten Anteils von Biodiesel aus Altspeiseölen und -fetten unterstellt. Dennoch würden zur Zielerreichung 5 PJ aus innovativen Biokraftstoffen verbleiben. Im Vergleich: die 2013 weltweit installierten Produktionskapazitäten liegen bei etwa 140 Mio. l/a, was knapp 3 PJ entspricht. Demgegenüber erfordert die vom Parlament vorgeschlagene Unterquote von 2,5 % innovativen Biokraftstoffen (ohne Mehrfache Anrechnung von Abfall- und Reststoffen) sogar die die 10fache Menge von etwa 50 PJ, was über 2 Mrd. l Ethanol aus Lignozellulose entsprechen würde. Der Vorschlag des Europarates verfolgt aktuell alleinig den Ansatz, auch die mehrfache Wertigkeit für Strom im Straßen- und Schienenverkehr zu erhöhen.

Für alle 3 Ansätze gilt:

- Werden größere Mengen als die hier angegebenen für Biodiesel aus Altspeiseölen und -fetten erreicht, reduzieren sich die Anteile der konventionellen Biokraftstoffe entsprechend (beim Vorschlag der Kommission vorab zunächst der Anteil der innovativen Biokraftstoffe), dabei sind die unterschiedlichen Wertigkeiten der Biokraftstoffoptionen zu beachten.
- Mit einem steigenden Anteil mehrfach wertiger Energieträger aus regenerativen Quellen erhöht sich entsprechend der absolute Anteil fossiler Kraftstoffe. Dies kann u. U. auch zu niedrigeren Treibhausgasminderungen des Verkehrssektors führen.

Tabelle 2.2 Vergleich der Vorschläge zur Änderung der Erneuerbaren Energien Richtlinie 2009/28/EG und der Kraftstoffqualitätsrichtlinie 98/70/EG bzw. 2009/30/EG bezogen auf Deutschland (© DBFZ)

Europäische Kommission (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2012)	EU-Parlament (EUROPEAN PARLIAMENT, 2013)	Europäischer Rat (COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, 2013)
Wesentliche Änderungen zum 10%-Ziel 2020		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ maximal 5 % konventionelle Biokraftstoffe aus landwirtschaftlichen Rohstoffen (BKS (NawaRo)) ▪ 2fache Wertigkeit von Biokraftstoffen aus Altspese- und tierischen Fetten (BKS (UCO)) ▪ 4fache Wertigkeit von Biokraftstoffen aus sonstigen Abfall- und Reststoffen (BKS (2.Gen)) sowie aus Algen und Erneuerbarem Strom (3.Gen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ maximal 6 % BKS (NawaRo) ▪ 2fache Wertigkeit von BKS (UCO) ▪ mind. 2,5 %: BKS (2.Gen, 1fach) plus 3.Gen (4fach) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ maximal 7 % BKS (NawaRo) ▪ 2fache Wertigkeit von BKS (UCO) ▪ mind. 1 %: BKS (2.Gen, 2fach) plus 3.Gen (2fach) ▪ EE-Strom Schiene: 2,5fache Wertigkeit EE-Strom PKW: 5fach
10%-Ziel 2020 – Quotenanteile theoretisch¹		
10%-Ziel 2020 – energetische Anteile real¹		

¹ - Energiebedarf 2020 auf Basis (KIRCHNER & MATTHES, 2009); Annahmen: Kraftstoffe aus Algen, über Bakterien oder Strom (z. B. Power to Gas, Power to Liquid) stehen bis 2020 aufgrund fehlender Produktionskapazitäten im kommerziellen Maßstab nicht in signifikanten Mengen zur Verfügung; maximale Anteile für Biokraftstoffe aus landwirtschaftlichen Rohstoffen werden ausgeschöpft; 2020 stehen 30 PJ Biodiesel aus Altspeseölen und -fetten (UCO) zur Verfügung (vgl: BLE weist für 2012 ca. 15 PJ aus (BLE, 2013)); Strommix 2020 enthält 30 % erneuerbare Energien

2.3 Zertifizierung von Biokraftstoffen

Die Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG (RED) enthält eine Reihe von Nachhaltigkeitskriterien (vgl. Abschnitt 2.2.7). Diese umfassen ein erforderliches Treibhausgasminderungspotenzial der Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Kraftstoff (derzeit mindestens 35 %) sowie Kriterien bezüglich nachhaltiger Landwirtschaft und dem Schutz von Lebensräumen. Der Nachweis über die Erfüllung dieser Anforderungen erfolgt im Rahmen einer Zertifizierung, welche die gesamte Bereitstellungskette vom Ersterfasser (z. B. Landwirt) bis zur letzten Schnittstelle (z. B. Biokraftstoffproduzent) umfasst. Die Zertifizierung und die dabei ausgestellten Nachhaltigkeitsnachweise sind Voraussetzung für die Anrechnung der entsprechenden Biokraftstoffe auf die Quotenerfüllung (Nachweispflicht beim Inverkehrbringer von Kraftstoffen) bzw. zur Gewährung von Steuerbegünstigungen.

Für den Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe hat die EU-Kommission inzwischen 14 Zertifizierungssysteme zugelassen (Tabelle 2.3). Diese unterscheiden sich z. B. hinsichtlich der adressierten Kraftstoff-/Rohstoffoptionen und daher u. a. in den methodischen Ansätzen sowie hinsichtlich ihrer Prüfkriterien. Aspekte der sozialen Nachhaltigkeit werden derzeit im Rahmen der RED nicht gefordert, im Rahmen einiger Zertifizierungssysteme aber dennoch geprüft (z. B. ISCC).

Tabelle 2.3 Zugelassene Zertifizierungssysteme (Stand Dez. 2013)

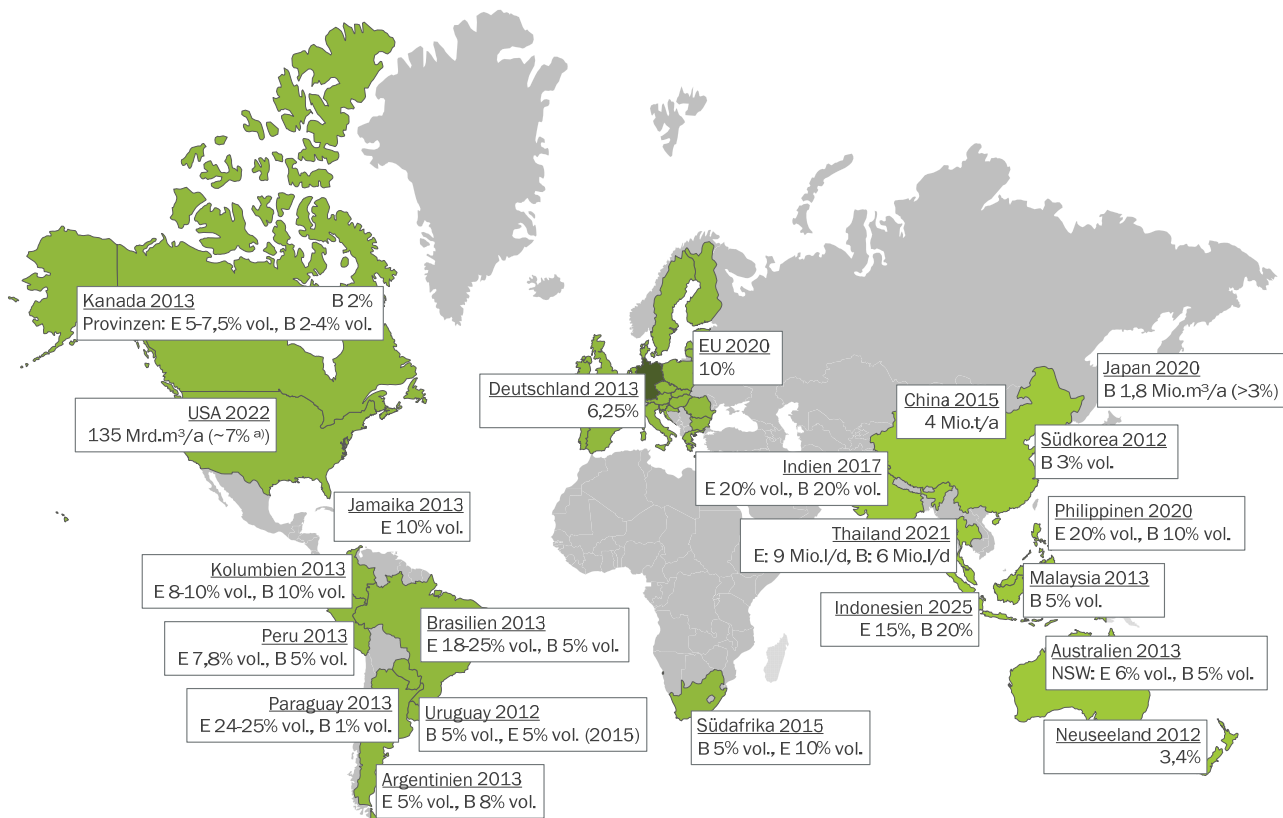
Zulassung	Zertifizierungssysteme
19.07.2011	1. ISCC (International Sustainability and Carbon Certification)
	2. Bonsucro EU
	3. RTRS EU RED (Round Table on Responsible Soy EU RED)
	4. RSB EU RED (Roundtable of Sustainable Biofuels EU RED)
	5. 2BSvs (Biomass Biofuels voluntary scheme)
	6. RBSA (Abengoa RED Bioenergy Sustainability Assurance)
	7. Greenergy (Greenergy Brazilian Bioethanol verification programme)
23.04.2012	8. Ensus voluntary scheme under RED for Ensus bioethanol production
16.07.2012	9. Red Tractor (Red Tractor Farm Assurance Combinable Crops & Sugar Beet Scheme)
24.07.2012	10. SQC (Scottish Quality Farm Assured Combinable Crops (SQC) scheme)
24.07.2012	11. Red Cert
31.07.2012	12. NTA 8080
23.11.2012	13. RSPO RED (Roundtable on Sustainable Palm Oil RED)
30.05.2013	14. Biograce-Treibhausgasberechnungstool

Für den Biokraftstoffsektor hat sich seit 2009 eine Zertifizierung etabliert, deren System fortlaufend weiterentwickelt wird. Um zu vermeiden, dass lediglich eine Umverteilung nachhaltiger Rohstoffe in den Biokraftstoffsektor stattfindet, wird eine Ausweitung der Zertifizierung, zunächst auf andere Energiesektoren, vorbereitet.

2.4 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/ Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern, Stützung der heimischen Landwirtschaft, Klimaschutz und damit die Reduzierung anthropogener Treibhausgase) haben viele Nationen obligatorische Ziele zur Erhöhung des Biokraftstoffanteils im Transportsektor festgelegt. Damit soll zumindest ein Teil des in den kommenden Jahren zu erwartenden Mehrenergieverbrauchs gedeckt werden.

In Abbildung 2.5 sind die Biokraftstoffziele ausgewählter Länder zusammenfassend dargestellt. Eine Vielzahl dieser Länder, wie z. B. Brasilien und Argentinien, verfügen bereits über eine signifikante Biokraftstoffproduktion im Verhältnis zum nationalen Kraftstoffverbrauch.



Prozentangaben energetisch (vol.= volumetrisch), E = Ethanol, B = Biodiesel, NSW = New South Wales, ^{a)} Prognose auf Basis IEA Endenergieverbrauch, Stand Dez. 2013

Abbildung 2.5 Ausgewählte Biokraftstoffquoten und -ziele weltweit 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von diversen GAIN reports der USDA² sowie nationalen Veröffentlichungen, © DBFZ)

² USDA = United States Department of Agriculture, veröffentlichen u.a. Biokraftstoff Jahresberichte zu ausgewählten Staaten

3 Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion

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

Weiterhin lassen sich Rohstoffe nach ihren Hauptinhaltsstoffen unterscheiden, die wesentlich zu deren nutzbarem Energiegehalt beitragen. Diese Unterteilung ist v. a. für die Eignung als Rohstoff für die unterschiedlichen Produktionsverfahren (siehe Kapitel 4.1) entscheidend.

In Abbildung 3.1 sind beispielhaft Rohstoffe entsprechend dieser Matrix nach Herkunft und Inhaltsstoffen aufgeführt, wobei die Abbildung keine Gewichtung derzeitiger Anteile enthält.

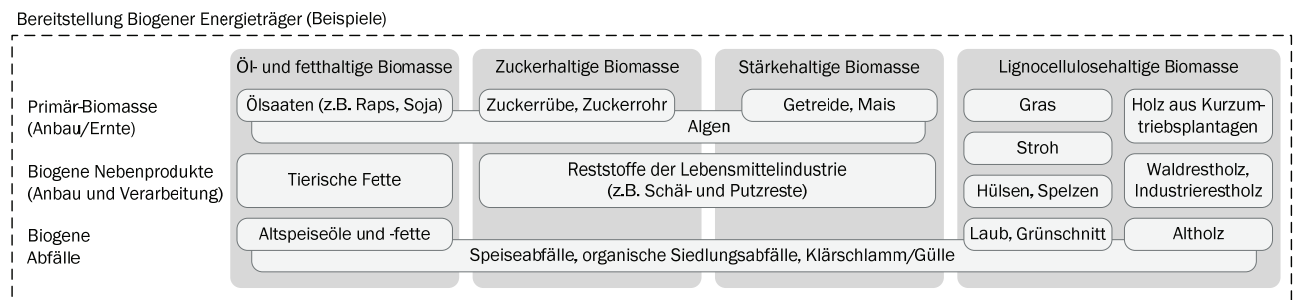


Abbildung 3.1 Beispiele für biogene Rohstoffe zur Kraftstoffproduktion (© DBFZ)

3.1 Rohstoffbasis Deutschland

Bezüglich der Rohstoffbasis für in Deutschland genutzte Biokraftstoffe existierten in den vergangenen Jahren kaum valide Datenquellen bzw. wichen deren Aussagen hierzu teilweise stark voneinander ab.

Hinsichtlich des eingesetzten **Biodiesels** wurden im Rahmen einer Untersuchung im Auftrag von Greenpeace (GP) 2011 unter anderem 14 Proben deutscher Tankstellen ausgewertet. Hinsichtlich der Rohstoffbasis dieses Sommerbiodiesels ergab sich dabei folgende Verteilung: 76 % Rapsöl, jeweils 8 % Soja- und Palmöl, 2 % tierische Fette sowie 7 % Altspeisefette (volumetrisch). 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. Im Sommer 2013 hat Greenpeace erneut Untersuchungsergebnisse von Tankstellenproben veröffentlicht, ebenso wie die Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP). Dabei zeigte sich eine deutliche Abnahme des Anteils Rapsbiodiesels auf nur noch ca. die Hälfte. Hingegen wurden etwa 25 % Biodiesel aus Palmöl nachgewiesen sowie neben Sojabiodiesel weitere 11 % Biodiesel mit einem Fettsäuremuster, das Kokos- oder Palmkernöl entspricht. Der Anteil von Biodiesel aus Altspeiseölen kann dabei schwer ermittelt werden, da frische und gebrauchte Pflanzenöle analytisch schwer zu unterscheiden sind. Frittierfette basieren überwiegend auf Palmöl. Die Untersuchungen von Greenpeace und der UFOP beinhalten Analysen zum Sommerbiodiesel, der z. B. seiner Kältefließigenschaften gesonderten Ansprüchen gerecht werden muss. Es ist davon

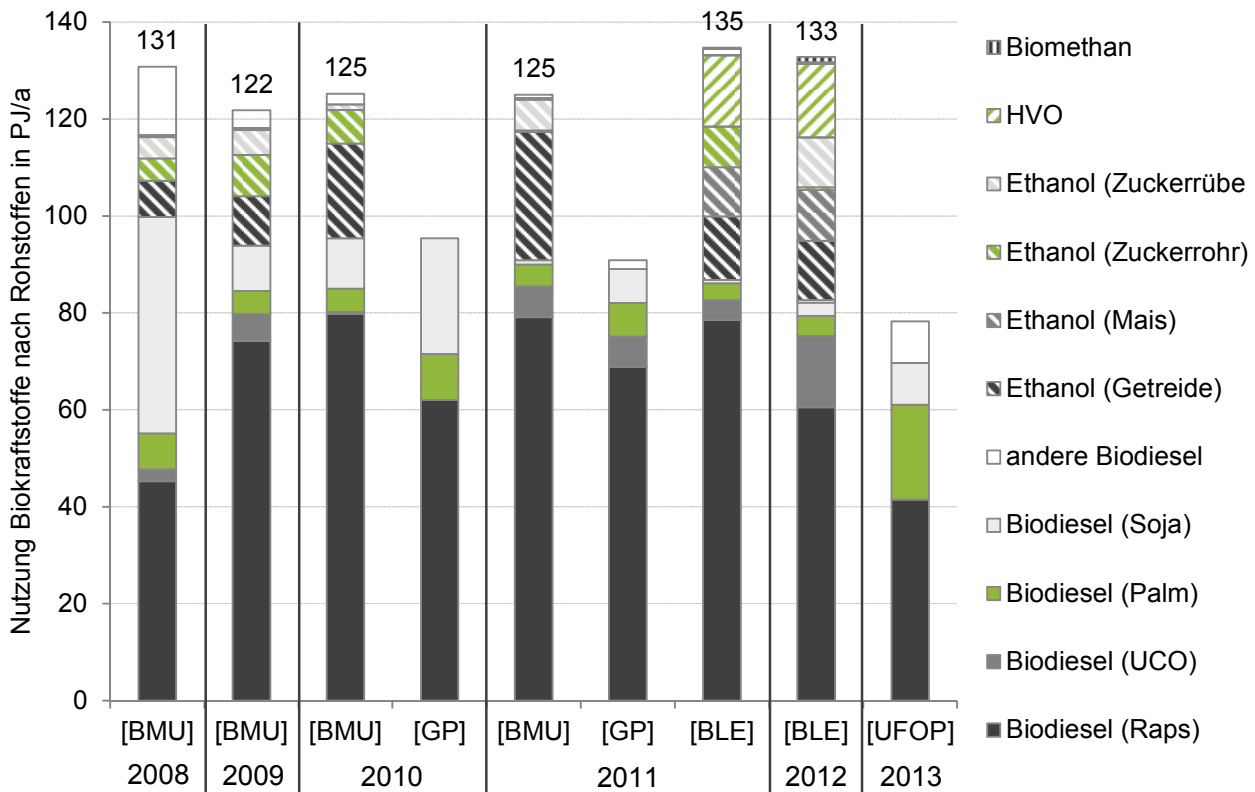
auszugehen, dass im Jahresdurchschnitt in Deutschland ein deutlich geringerer Anteil Palmölbiodiesel eingesetzt wird.

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).

Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung erfasst im Rahmen der Zertifizierung von Biokraftstoffen alle eingesetzten Rohstoffmengen und hat hierzu in 2012 einen Bericht veröffentlicht. Im Vergleich der Jahre 2011 und 2012 für Biokraftstoffe mit und ohne Anrechnung auf die Quote wird vor allem deutlich:

- Der Anteil von Rapsbiodiesel nimmt zugunsten von Biodiesel aus Altspeisölen (UCO) ab.
- Der Anteil von Ethanol aus Zuckerrohr nimmt zugunsten von Ethanol aus Zuckerrüben ab.
- Der Anteil von HVO (wahrscheinlich überwiegend aus Palmöl) liegt bereits bei einem energetischen Anteil von über 10 %.
- Der Anteil von Biomethan (überwiegend aus Reststoffen) steigt auf geringem Niveau.

In Abbildung 3.2 sind einige Erhebungsdaten bzw. Untersuchungsergebnisse zusammenfassend dargestellt.



[BLE] = Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung; [BMU] = Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; [GP] = Greenpeace; UFOP = Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V.; Mengen bei BMU, GP und UFOP auf Basis Amtliche Minerölstatistik des BAFA

Abbildung 3.2 Rohstoffbasis für in Deutschland verbrauchte Biokraftstoffe (geänderte Darstellung auf Basis von (BLE, 2013; BMU, 2009, 2010, 2011, 2012; GREENPEACE, 2010, 2011; UFOP, 2013), © DBFZ)

3.2 Rohstoffbasis EU

Die Produktion von **Biodiesel** erfolgte bis 2010 in Europa größtenteils aus Rapsöl, gefolgt von Soja- und Palmöl. Der Anteil des aus tierischen Fetten produzierten Biodiesels ist seit 2008 nahezu konstant, während der Anteil von aus Altspeiseölen und -fetten produziertem Biodiesel seit 2008 kontinuierlich zunimmt und inzwischen etwa 13 % ausmacht. In nachfolgender Abbildung 3.3 ist die Entwicklung der Rohstoffbasis für die Biodieselproduktion in Europa seit 2006 dargestellt. Zudem ist die parallel theoretisch anfallende Menge Raps- und Sojaschrot aufgezeichnet, welches als Eiweißfuttermittel eingesetzt wird. Theoretisch fallen bei der derzeitigen Produktion von Biodiesel in der EU ca. 12 Mio. t/a Raps- und Sojaschrot an. (FLACH u. a., 2013)

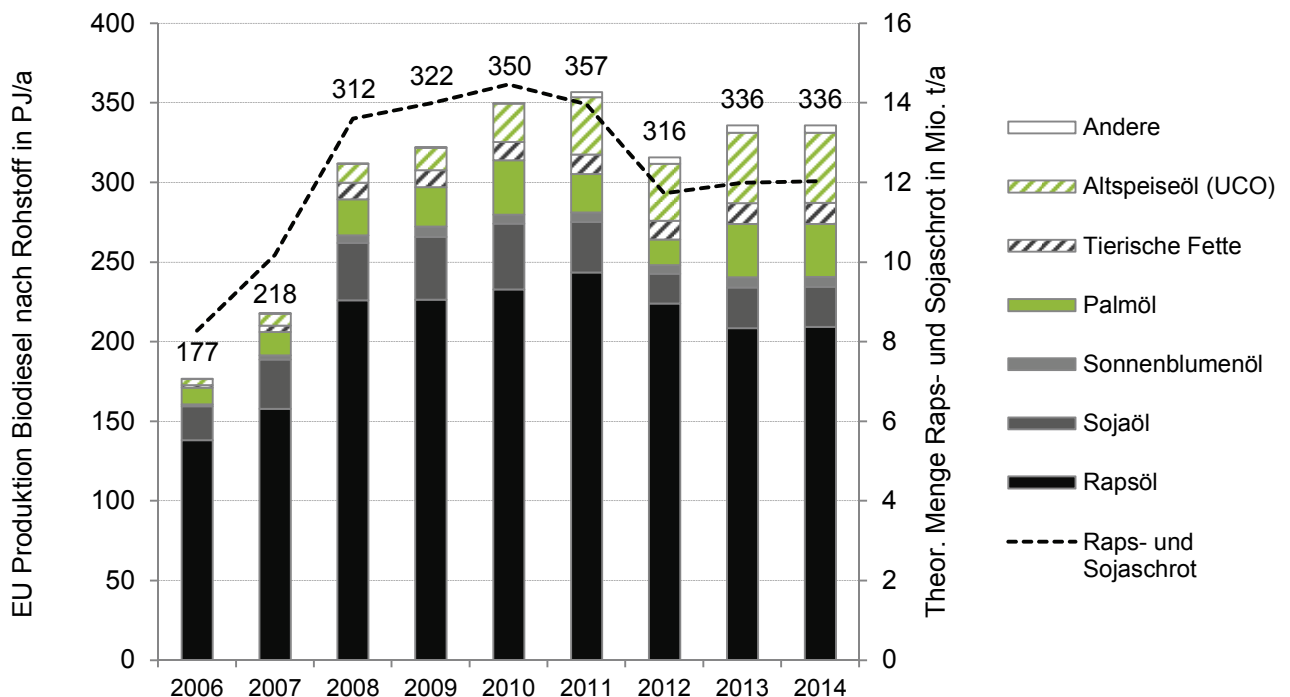


Abbildung 3.3 Produktion von Biodiesel in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. a., 2013), © DBFZ)

Die wesentliche Rohstoffbasis für die Herstellung von **Bioethanol** als Kraftstoff in der Europäischen Union sind Getreide, Zuckerrüben und Mais. Während in 2006 noch der überwiegende Anteil getreidebasiert bereitgestellt wurde, verschob sich der Schwerpunkt bis 2008 deutlich hin zu den Zuckerrüben (vgl. Abbildung 3.4). Parallel nahm der Anteil von Mais deutlich zu. Derzeit wird Bioethanol in der EU jeweils zu etwa gleichen Teilen aus Getreide, Zuckerrüben und Mais produziert. (FLACH u. a., 2013) In Abhängigkeit vom Rohstoff fallen bei der Ethanolproduktion Koppelprodukte an, die vor allem als Futtermittel (z. B. DDGS ³) eingesetzt werden oder in einem zweiten Konversionsschritt über anaerobe Vergärung zu Biogas und damit einem weiteren Energieträger verarbeitet werden können. Theoretisch fallen bei der derzeitigen Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU ca. 3,3 Mio. t/a DDGS an. (FLACH u. a., 2013)

³ DDGS = Dried Distillers Grains with Solubles (Schlempepellets)

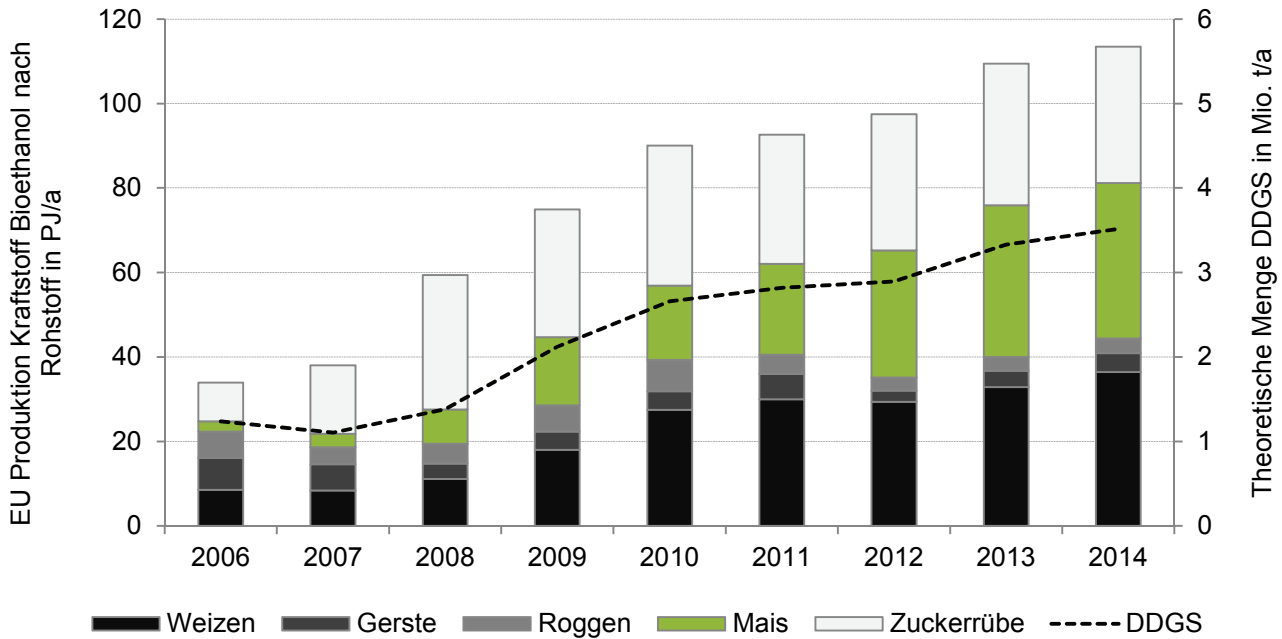


Abbildung 3.4 Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in Europa nach Rohstoffbasis (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. a., 2013), © DBFZ)

Bezogen auf das gesamte Getreideaufkommen der EU sind die Anteile für die Produktion von Bioethanol vergleichsweise niedrig. Nach den Schätzungen von F.O.Lichts werden 4 % des Weizens bzw. 4,6 % des geernteten Maises sowie weniger als 1 % der Gerste in der EU zu Ethanol als Kraftstoff verarbeitet. Im Vergleich dazu weichen die Schätzungen der USDA bezüglich der absoluten Mengen deutlich ab (vgl. Abbildung 3.4), hier liegt die eingesetzte Maismenge sogar geringfügig über der Weizenmenge. Beide Schätzungen gehen davon aus, dass insgesamt etwa zwei Drittel des in der EU produzierten Bioethanols als Kraftstoff aus Weizen, Gerste und Mais hergestellt werden.

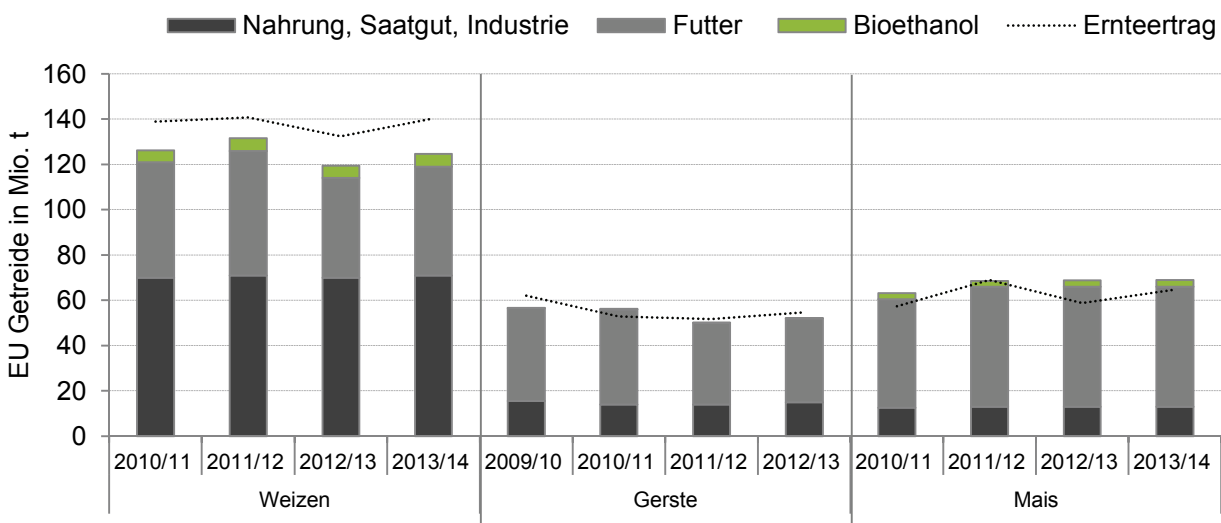


Abbildung 3.5 Verwendung von Weizen, Gerste und Mais nach Sektoren in der EU (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

3.3 Rohstoffbasis weltweit

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 Lignozellulose (v.a. Stroh) realisieren (UNITED STATES CONGRESS (idF. v. 2008)).

Die Rohstoffbasis für die weltweite Produktion von **Biodiesel** hat sich vergleichsweise stark verändert. In 2006 wurden etwa 60 % aus Rapsöl produziert. Die absolute Menge Rapsölbiodiesel hat sich bis 2009 fast verdoppelt, ist derzeit allerdings wieder rückläufig. Demgegenüber sind die Anteile von Biodiesel aus Soja- und Palmöl sowie Altspeiseöle stark gestiegen. Die Verteilung in 2013 liegt bei etwa 25 % Rapsöl, 30 % Sojaöl, 23 % Palmöl sowie 19 % Altspeiseölen (UCO). Rapsöl wird hauptsächlich in Europa eingesetzt und Sojaöl in Süd- und Nordamerika. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion auf Palmölbasis liegt in Südostasien vor allem in Indonesien und Malaysia. (F.O.LICHTA)

In Abbildung 3.6 sind die weltweite Rohstoffbasis für Bioethanol und Biodiesel von 2006 bis 2013 zusammenfassend dargestellt.

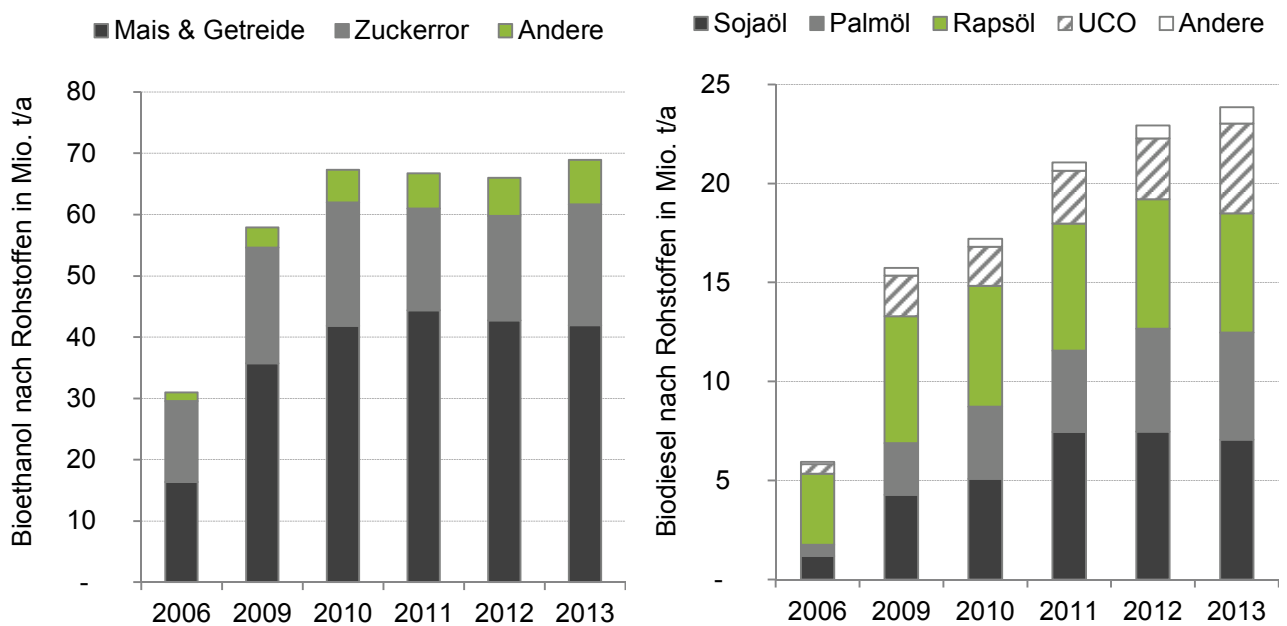


Abbildung 3.6 Weltweite Produktionsmengen Biokraftstoffe nach Rohstoffbasis 2006 - 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

4 Biokraftstoffproduktion

4.1 Konversionstechnologien

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

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

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

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

Abhängig vom zu erzeugenden Biokraftstoff und der eingesetzten Biomasse gibt es generell mehrere Produktionsrouten, die z. T. verschiedene Konversionspfade beinhalten. Die Mehrzahl der möglichen Konversionsrouten mit den entsprechenden Biokraftstoffoptionen als Hauptprodukt ist in Abbildung 4.1 vereinfacht dargestellt.

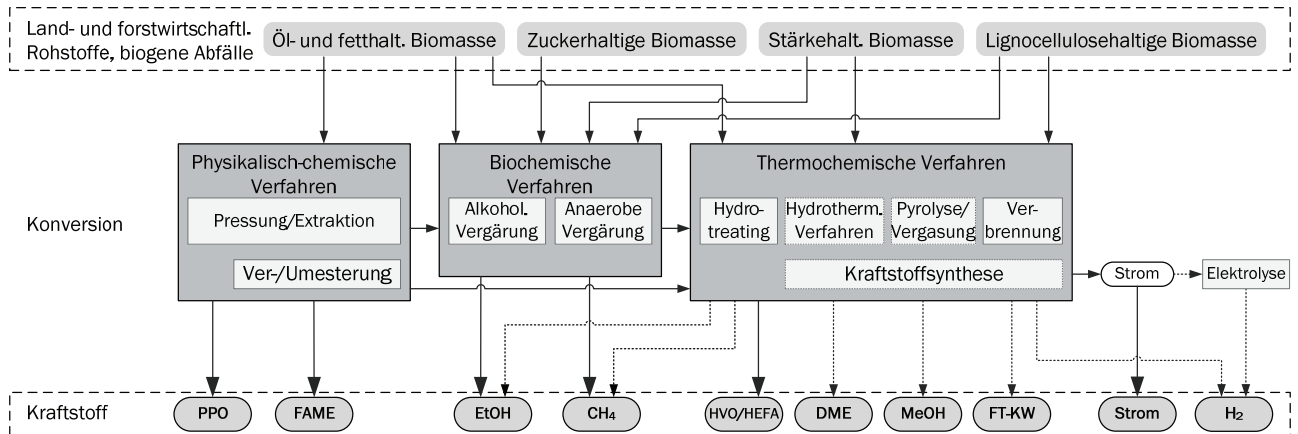


Abbildung 4.1 Konversionspfade für die Biokraftstoffproduktion (© DBFZ)

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

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

- Öl-basierte Biokraftstoffoptionen: Pflanzenöl, Biodiesel, HVO/HEFA
- Bioethanol aus zucker-, stärke- sowie lignozellulosehaltiger Biomasse
- Biomethan (aus Biogas)
- Synthetische Biokraftstoffe/BTL: Methanol und FT-Kraftstoff.

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

Eine detaillierte Analyse der THG-Emissionen sowie Bereitstellungskosten ausgewählter Biokraftstoffe ist zudem in den Kapiteln 7 und 8 enthalten.

Pflanzenöl		
Rohstoffbasis	Rapssaat, Sonnenblumensaat	
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Dezentral	Zentral
	mechanische Pressung, 2-stufige Filtration	mechanische Pressung und Lösungsmittlextraktion, mehrstufige Raffination
Produkte	Kraftstoff Pflanzenöl: 340 kg/t _{Rapssaat} Presskuchen (Futtermittel): 660 kg/t _{Rapssaat}	Kraftstoff Pflanzenöl: 400 kg/t _{Rapssaat} Extraktionsschrot (Futtermittel): 540kg/t _{Rapssaat}
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion, stark abnehmende Bedeutung seit Wegfall der Steuervorteile für Pflanzenöl als Kraftstoff in Deutschland	
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	v. a. im Rahmen der motorischen Verwendung, z. B. Entwicklung geeigneter Abgasnachbehandlungssysteme	
THG-Emissionen	29,1 kg CO ₂ -Äq./MJ	
	Typischer Wert (TW) 35 und Standardwert (SW) 36 g CO ₂ Äq./MJ Rapsöl laut RED und Biokraft-NachV	
Kosten	ca. 750 €/t Rapsöl (roh), 830 €/t Rapsöl (Raffinat) ⁴ (AMI)	
relevante Umweltwirkungen	Keine Ökotoxizität (biologisch abbaubar)	
Kraftstoffspezifikation	Rapsölkraftstoff: DIN 51605 Deutlich höhere Viskosität im Vergleich zu Dieselöl nach EN 590	
Motoreignung	Nutzung v.a. in Landmaschinen und BHKWs mit expliziter Herstellerfreigabe, motorische Anpassungen nötig	
Kompatibilität Infrastruktur	Meist dezentrale Erzeugung und Vertrieb in der Landwirtschaft, Nutzung in Landmaschinen und BHKWs, Ausweitung auf LKW, Schiene und Schiff denkbar	
Anlagenkapazitäten	bis zu 3.000 t _{Rapsöl} /a (114.000 GJ/a)	bis zu 1,1 Mio. t _{Rapsöl} /a (41,8 Mio. GJ/a)
Anlagenbestand (Deutschland)	585 Anlagen in 2007, davon 241 in 2013 in Betrieb (HAAS & REMMELE, 2013)	12 Anlagen (OVID, 2013)

⁴ fob Ölmühle, Stand: Dez. 2013

Biodiesel (FAME)																	
Rohstoffbasis	Öl- und fetthaltige Anbaubiomasse sowie Abfall- und Reststoffe (z.B. Ölsaaten wie Raps (RME), Soja (SME), Palmfrucht (PME) sowie Altspeiseöle und -fette (UCOME)); Methanol: ca. 120 kg/t _{Biodiesel (Raps)}																
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Ölmühle, Rohölraffination, Umesterung, Glycerinabscheidung und -aufbereitung, Methylesterwäsche, Methylestertrocknung																
Produkte	Kraftstoff Biodiesel (RME): 410 kg/t _{Rapssaat} ⁵ Rapsschrot (Futtermittel): 580 kg/t _{Rapssaat} ⁶ Rohglycerin ⁷ : 50 kg/t _{Rapssaat}	Kraftstoff Biodiesel (SME): 190 kg/t _{Sojasaat} ⁸ Sojaschrot (Futtermittel): 800 kg/t _{Sojasaat} ⁶ Rohglycerin ⁷ : 25 kg/t _{Sojasaat}															
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion sowohl in zentralen als auch dezentralen Anlagen, Laboranlagen für nicht katalysierte überkritische Prozessführung																
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Entwicklung Multifeedstockanlagen, Optimierung Katalysatoreinsatz, Verbesserung der Trennverfahren von Produkt und Koppelprodukt																
THG-Emissionen	37 g CO ₂ Äq./MJ Biodiesel (Raps) (vgl. Kapitel 8) Typischer Wert und Standardwert laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ Äq./MJ <table border="1" data-bbox="550 1137 1182 1332"> <thead> <tr> <th></th> <th>Typischer Wert</th> <th>Standardwert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>RME</td> <td>46</td> <td>52</td> </tr> <tr> <td>SME</td> <td>50</td> <td>58</td> </tr> <tr> <td>PME</td> <td>54</td> <td>68</td> </tr> <tr> <td>UCOME</td> <td>10</td> <td>14</td> </tr> </tbody> </table>			Typischer Wert	Standardwert	RME	46	52	SME	50	58	PME	54	68	UCOME	10	14
	Typischer Wert	Standardwert															
RME	46	52															
SME	50	58															
PME	54	68															
UCOME	10	14															
Kosten	Biodiesel (Raps): 21 €/GJ (vgl. Kapitel 7)																
Kraftstoffspezifikation	Biodiesel als Reinkraftstoff: EN 14214 (EU), ASTM D6751 (USA), Biodiesel als Beimischkraftstoff bis 7%: EN 590 (EU), ASTM D975 (USA)																
Motoreignung und Kompatibilität Infrastruktur	Reinkraftstoff (B100) v.a. im Nutzfahrzeugbereich (Herstellerfreigabe bzw. motorische Anpassungen erforderlich), als Beimischkomponente (B7) im fossilen Kraftstoff																
Anlagenkapazitäten	500 t/a bzw. 18.500 GJ/a (Kleinanlagen) bis zu 650.000 t/a bzw. 24 Mio. GJ/a (Industrieanlagen)																
Anlagenbestand	Deutschland > 50 Anlagen, weltweit > 1.000 Anlagen (vgl. Kapitel 4.2)																

⁵ 43 % Ölgehalt in der Rapssaat, 98 % Extraktionserfolg, 2 % Raffinationsverlust (NIKANDER, 2008b)

⁶ 2 % Restölgehalt

⁷ 20 % Wasser

⁸ 20 % Ölgehalt in den Sojabohnen, 98 % Extraktionserfolg, 2 % Raffinationsverlust (NIKANDER, 2008b)

HVO/HEFA ⁹												
Rohstoffbasis	Öl- und fetthaltige Anbaubiomasse sowie Abfall- und Reststoffe Wasserstoff: 42 kg/t _{HVO} (NIKANDER, 2008a)											
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Ölgewinnung und -raffination, Hydrotreating, Rektifikation; Stand-Alone-Anlagen oder Co-Processing in bestehenden Raffinerien möglich; Produkte: paraffinische Kohlenwasserstoffe											
Produkte (NIKANDER, 2008a)	Kraftstoff HVO-Diesel: 840 kg/t _{PÖl,raff.} oder 347 kg/t _{Rapssaat} ¹⁰ Rapsschrot (Futtermittel): 579 kg/t _{Rapssaat} ¹¹ Brenngas (Propan & Butan): 61 kg/t _{PÖl,raff.} oder 25 kg/t _{Rapssaat} flüssige Nebenprod. (Benzin/Naphtha/Jet Fuel): 21 kg/t _{PÖl,raff.} o. 9 kg/t _{Rapssaat}											
Stand der Technik	kommerzielle Anlagen in Betrieb Demonstrationsanlagen in Europa in DE, DK, IT und ES											
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Erweiterung der Rohstoffbasis (z.B. Tallöl, Algenöl, Pyrolyseöl), Prozessoptimierung hinsichtlich Netto-Wasserstoffverbrauch											
THG-Emissionen	41 g CO ₂ -Äq./MJ (HVO Raps) – 43 g CO ₂ -Äq./MJ (HVO Palm) (vgl. Kapitel 8)											
	Typischer Wert und Standardwert laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ Äq./MJ											
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Typischer Wert</th> <th>Standardwert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hydriertes Rapsöl</td> <td>41</td> <td>44</td> </tr> <tr> <td>Hydriertes Sonnenblumenöl</td> <td>29</td> <td>32</td> </tr> <tr> <td>Hydriertes Palmöl</td> <td>50</td> <td>62</td> </tr> </tbody> </table>		Typischer Wert	Standardwert	Hydriertes Rapsöl	41	44	Hydriertes Sonnenblumenöl	29	32	Hydriertes Palmöl	50
	Typischer Wert	Standardwert										
Hydriertes Rapsöl	41	44										
Hydriertes Sonnenblumenöl	29	32										
Hydriertes Palmöl	50	62										
Kosten	26 €/GJ _{HVO (Palm)} – 29 €/GJ _{HVO (Raps)} (vgl. Kapitel 7)											
Kraftstoffspezifikation	HVO/HEFA: höhere Cetanzahl, geringere Schmierfähigkeit, sauerstoff- und schwefelfrei, Beimischung zu konventionellem Diesel (ASTM D975, EN 590), im Luftverkehr bisher Gemische bis 50 % vol. HVO/HEFA in Testflügen (Jet Fuel: ASTM D7566)											
Motoreignung	keine Anpassungen von Motoren nötig											
Kompatibilität Infrastruktur	Kompatibel zu bestehenden Infrastrukturen; Herstellung von Diesel-, Kerosin- und Ottokraftstoffe zur Nutzung in Straßenverkehr, Luft- und Schifffahrt											
Anlagenkapazitäten	170.000 – 800.000 t/a Gesamtprodukte											
Anlagenbestand	weltweit > 10 Anlagen (> 2 Mio. t/a)											

⁹ HVO=Hydrotreated Vegetable Oils, tierische Fette, Altfette (HEFA: Hydroprocessed Esters and Fatty Acids)

¹⁰ 43 % Ölgehalt in der Rapssaat, 98 % Extraktionserfolg, 2 % Raffinationsverlust

¹¹ 2 % Restölgehalt

Bioethanol (Zucker & Stärke)																				
Rohstoffbasis	Zuckerhaltige Anbaubiomasse (z.B. Zuckerrübe, Zuckerrohr) sowie Abfall- und Reststoffe (z.B. Melasse)	stärkehaltige Anbaubiomasse (z.B. Weizen, Roggen, Mais) sowie Abfall- und Reststoffe (z.B. Reststoffe der Lebensmittelproduktion wie Schäl- und Putzreste)																		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Zerkleinerung, Vergärung mittels Hefen, Destillation, Schlempeverwertung (z. B. Trocknung zu DDGS ¹² , Vergärung zu Biogas)	Analog, zuzüglich enzymatische Verzuckerung vor Vergärung																		
Produkte	Kraftstoff Bioethanol: 85 kg/t _{Zuckerrübe} Vinasse (65 % TS, Futtermittel): 45 kg/t _{Zuckerrübe} Rübenschnitzel (90 % TS): 50 kg/t _{Zuckerrübe}	Kraftstoff Bioethanol: 300 kg/t _{Getreide} DDGS (Futtermittel): 370 kg/t _{Getreide} ggfs. Biogas, CO ₂																		
	Bioethanol: 68 kg/t _{Zuckerrohr} Bagasse: 280 kg/t _{Zuckerrohr} Vinasse																			
Stand der Technik	Kommerzielle Anlagen in Betrieb																			
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierungen möglich bei: Prozessintegration, Energiebilanz, Schlempeverwertung																			
THG-Emissionen	13,1 -24,6 g CO ₂ Äq./MJ (Zuckerrohr) (PERIMENIS, A.; MAJER, S.; ZECH, K.; HOLLAND, M.; MÜLLER-LANGER, F., 2010)	28 g CO ₂ Äq./MJ (Triticale EtOH mit Schlempevergärung), 41 g CO ₂ Äq./MJ (Weizen EtOH) (vgl. Kapitel 8)																		
	Typischer Wert (TW) und Standardwert (SW) laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ Äq./MJ																			
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ethanol (Zuckerrüben)</td> <td>33</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>Ethanol (Zuckerrohr)</td> <td>24</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW	Ethanol (Zuckerrüben)	33	40	Ethanol (Zuckerrohr)	24	24	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ethanol (Weizen)</td> <td>26-57</td> <td>26-70</td> </tr> <tr> <td>Ethanol (Mais/EU)</td> <td>37</td> <td>43</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW	Ethanol (Weizen)	26-57	26-70	Ethanol (Mais/EU)	37	43
	TW	SW																		
Ethanol (Zuckerrüben)	33	40																		
Ethanol (Zuckerrohr)	24	24																		
	TW	SW																		
Ethanol (Weizen)	26-57	26-70																		
Ethanol (Mais/EU)	37	43																		
Kosten	13,2 €/GJ (Zuckerrohr) (PERIMENIS, A.; MAJER, S.; ZECH, K.; HOLLAND, M.; MÜLLER-LANGER, F., 2010)	32 €/GJ (Weizen EtOH) – 36 €/GJ (Triticale EtOH mit Schlempevergärung) (vgl. Kapitel 7)																		

¹² DDGS = Dried Distillers Grains with Solubles

Kraftstoffspezifikation	DIN EN 51625: Ethanolkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren DIN EN 15376: Ethanol zur Verwendung als Blendkomponente in Ottokraftstoff, DIN EN 228: Unverbleite Ottokraftstoffe
Motoreignung	Einsatz in Ottomotoren als Beimischung (bis 85 % = E85) zu Benzin, bei > 20 % Ethanol werden motorische Anpassungen notwendig; Einsatz in Dieselmotoren möglich aber ungebräuchlich
Kompatibilität Infrastruktur	bis mind. E10 weitgehend kompatibel mit bestehender Infrastruktur
Anlagenkapazitäten	40.000 bis 480.000 t/a Ethanol
Anlagenbestand	Deutschland: 8 Anlagen, weltweit > 1.800 Anlagen (vgl. Kapitel 4.2)

Bioethanol (Lignozellulose)													
Rohstoffbasis	Weizenstroh (insb. EU), Maisstroh (insb. USA) sowie weitere Arten Getreidestroh; Bagasse, Holz, leere Palmenfruchtbündel, Garten- und Haushaltsabfälle möglich												
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Mechanische und hydrothermale Vorbehandlung zur Aufspaltung der Lignozellulose, enzymatische Hydrolyse der Zellulose zu sechswertigen Zuckern (Hexosen), Vergärung der Hexosen zu Bioethanol (Vergärung der Pentosen aus Hemizellulose möglich), Destillation und Absolutierung												
Produkte	Kraftstoff Bioethanol: 150-220 kg/t _{Weizenstroh} Ligninpellets (Brennstoff): ca. 350 kg/t _{Weizenstroh} Melasse (Futtermittelzusatz), Biogas (Brennstoff)												
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Funktionsfähigkeit der Technologie wurde in Demonstrationsanlagen nachgewiesen. Kommerzielle Anlagen sind in Bau/Planung												
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Upscaling von Rohstoffaufschluss; Pentosennutzung: Vergärung zu Ethanol oder anderweitige Verwendung; Ligninnutzung: Alternativen zur Verbrennung; Enzymentwicklung für Verzuckerung												
THG-Emissionen	<p>Typischer Wert und Standardwert laut RED und Biokraft-NachV in g CO₂ Äq./MJ</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Typischer Wert</th> <th>Standardwert</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ethanol aus Weizenstroh</td> <td>3</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Ethanol aus Abfallholz</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Ethanol aus Kulturholz</td> <td>6</td> <td>6</td> </tr> </tbody> </table>		Typischer Wert	Standardwert	Ethanol aus Weizenstroh	3	3	Ethanol aus Abfallholz	1	1	Ethanol aus Kulturholz	6	6
	Typischer Wert	Standardwert											
Ethanol aus Weizenstroh	3	3											
Ethanol aus Abfallholz	1	1											
Ethanol aus Kulturholz	6	6											
Kraftstoffspezifikation, Motoreignung & Kompatibilität Infrastruktur	analog Bioethanol aus Zucker und Stärke												
Anlagenkapazitäten	<table border="1"> <tr> <td>bis zu 4.300 t/a (0,1 GJ/a) als Demonstrationsanlage</td> <td>bis zu 60.000. t/a (1,6 Mio. GJ/a) als kommerzielle Anlage</td> </tr> </table>	bis zu 4.300 t/a (0,1 GJ/a) als Demonstrationsanlage	bis zu 60.000. t/a (1,6 Mio. GJ/a) als kommerzielle Anlage										
bis zu 4.300 t/a (0,1 GJ/a) als Demonstrationsanlage	bis zu 60.000. t/a (1,6 Mio. GJ/a) als kommerzielle Anlage												
Anlagenbestand	Demonstrationsanlagen in Europa in DE, DK, IT und ES Kommerzielle Anlagen in Bau/Planung in DK und IT sowie in den USA (vgl. Kapitel 4.2)												

Biomethan													
Rohstoffbasis	Tierische Exkremete (z.B. Gülle, Festmist); zucker- (maßgeblich Zuckerrübe) und stärkehaltige Pflanzen/-teile (z.B. Mais-, Getreide); Abfälle aus der Lebensmittelbe- und -verarbeitenden Industrie; kommunale Abfälle												
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Silierung (bei Energiepflanzen), Hydrolyse (optional), Fermentation, Schwefelrohabtrennung, Rohgastrocknung, Schwefelfeinabtrennung, CO ₂ -Abtrennung, Trocknung, Gaskonditionierung (Zugabe von Propan, Butan), Verdichtung												
Produkte	Gärrest (Düngemittel): 0,08 t/m ³ _{Biomethan} , Strom: ca. 40 % der eingesetzten Energie (bei KWK-Wärmebereitstellung)												
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Anlagen in Betrieb												
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierung für Lignozellulosebiomasse als Cosubstrat, Optimierung Verweilzeit und Methanausbeute, Optimierung CO ₂ -Abtrennung;												
THG-Emissionen	37 g CO ₂ Äq./MJ (Bioabfall) (vgl. Kapitel 8), 34-40 g CO ₂ Äq./MJ (Nawaro/Gülle) (Müller-Langer, F.; Rönsch, S.; Weithäuser, M.; Oehmichen, K.; Seiffert, M.; Majer, S.; Scholwin, F.; Thrän, D., 2009)												
	Typischer Wert (TW) und Standardwert (SW) laut RED und Biokraft-NachV in g CO ₂ Äq./MJ												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>TW</th> <th>SW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Biomethan aus org. Siedlungsabfall</td> <td>17</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>Biomethan aus Gülle</td> <td>13</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>Biomethan aus Trockenmist</td> <td>12</td> <td>15</td> </tr> </tbody> </table>		TW	SW	Biomethan aus org. Siedlungsabfall	17	23	Biomethan aus Gülle	13	16	Biomethan aus Trockenmist	12	15
	TW	SW											
Biomethan aus org. Siedlungsabfall	17	23											
Biomethan aus Gülle	13	16											
Biomethan aus Trockenmist	12	15											
Kosten	14 €/GJ (Bioabfall) (vgl. Kapitel 7), 30-31 €/GJ (Nawaro/Gülle) (MÜLLER-LANGER, F.; RÖNSCH, S.; WEITHÄUSER, M.; OEHMICHEN, K.; SEIFFERT, M.; MAJER, S.; SCHOLWIN, F.; THRÄN, D., 2009)												
Kraftstoffspezifikation	DIN 51624 - Kraftstoffnorm für Erdgas, CEN/TC 408 - Vorbereitung der Norm für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff												
Motoreignung, Kompatibilität Infrastruktur	Verteilung und Nutzung über vorhandene Erdgasinfrastruktur/-motoren												
Anlagenkapazitäten	Deutschland: 2 bis 24 Mio. m ³ /a												
Anlagenbestand	umfangreiche Anlagenkapazitäten in Deutschland (überwiegend auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen) sowie USA (Deponiegas), weiterhin u.a. in Schweden und der Schweiz (Klärschlamm, Bioabfall), wobei anteilige Nutzung als Kraftstoff variiert (vgl. Kapitel 4.2)												

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

BTL / FT-Kraftstoff	
Rohstoffbasis	Holz (Industrierestholz, Altholz, KUP); Halmgut (z.B. Reststroh, Triticaleganzpflanzen, Miscanthus); Schwarzlauge auf Holzbasis
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Mechanische Behandlung (z.B. Mahlen, Zerkleinerung), Thermische Vorbehandlung (z.B. Pyrolyse, Trocknung, Verschwelung), Vergasung, Gasreinigung und -aufbereitung (z.B. Wäscher, Filter, Adsorption, Reformierung, Shift-Reaktion), Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung (z.B. Hydrocracken, Destillation, Isomerisierung, Additivierung)
Nebenprodukte	Strom und Wärme, Naphtha
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle, auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Ausbeutesteigerung der Fischer-Tropsch-Synthese (z.B. Katalysatorforschung); Optimierung der Abstimmung der einzelnen Prozessschritte im Gesamtprozess; Diversifizierung des Biomasseinputs
THG-Emissionen	3,9-39 g CO ₂ Äq./MJ (BtL wood) (PERIMENIS, A.; MAJER, S.; ZECH, K.; HOLLAND, M.; MÜLLER-LANGER, F., 2010)
Kosten	30,6 €/GJ (BtL wood) (PERIMENIS, A.; MAJER, S.; ZECH, K.; HOLLAND, M.; MÜLLER-LANGER, F., 2010)
Kraftstoffspezifikation	EN 590 (Diesel); EN 228 (Benzin) ASTM D7566 (50% FT fuel in Jet-A1)
Motoreignung und Kompatibilität Infrastruktur	kompatibel zu vorhandener Infrastruktur, Nutzung ohne weitere motorische Anpassungen
Anlagenkapazitäten	600 – 3.500 t/a (in Betrieb), 30.000- 200.000 t/a (angestrebt)
Anlagenbestand	Pilotanlagen: u.a. Repotec (AT), Gas Technology Institute GTI (US); Cutec (DE); Demonstrationsanlagen: z.Z. kein Betrieb Choren (DE); Testphase: Neste Oil & Stora Enso JV (FI); in Planung: Flambeau River Biofuels Inc. (US), Lurgi & Petro SA (FR)

4.2 Produktion von Biokraftstoffen

4.2.1 Biokraftstoffproduktion Deutschland

Die Produktionskapazitäten für **Biodiesel** wurden in Deutschland beständig ausgebaut. Sie beliefen sich im Jahr 2000 noch auf ca. 0,35 Mio. t/a. Nach einer mäßigen Wachstumsphase erfolgte durch die Festlegung der Biokraftstoffquote besonders im Jahr 2006 ein starker Zubau, so dass 2007 eine Produktionskapazität von etwa 5 Mio. t/a erreicht wurde. Von den über 50 Biodieselanlagen in Deutschland ist derzeit noch etwa zwei Drittel in Betrieb, mit einer Produktionskapazität von etwa 4,4 Mio. t/a. Einzelne Anlagenstandorte haben Kapazitäten von 2.000 t/a bis 580.000 t/a Biodiesel.

Die in Deutschland produzierte Biodieselmenge lag in 2010 und 2011 bei jeweils etwa 3,08 Mio. t und in 2012 bei 2,73 Mio. t (DESTATIS). Die durchschnittliche Auslastung der in Betrieb befindlichen Anlagen liegt damit in 2012 bei etwa 62 %. 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 bis 2008/2009 sowie Sojabiodiesel aus Argentinien bzw. Palmölbiodiesel aus Indonesien bis Mitte 2013, die auch aufgrund von Subventionen in den Herkunftsländern zu einem niedrigen Preis auf dem europäischen Markt erhältlich waren. Zum anderen ist für Produzenten mit geringen Kapazitäten die Teilnahme am Markt seit der Umstellung von einem Reinkraftstoff- (direkter Vertrieb) zu einem Beimischungsmarkt erschwert. Zudem sinkt derzeit der Bedarf aufgrund steigender Mengen von Biodiesel aus Altspeisefetten, welcher doppelt auf die Quote angerechnet wird.

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. 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 Hafenanschluss. Damit können die von den Mineralölraffinerien geforderten Mindestlieferungsmengen für die Biokraftstoffbeimischung realisiert und zeitgleich die logistischen Voraussetzungen für die benötigten Rohstoffmengen geschaffen werden.

Die vorhandene Anlagenkapazität sowie realisierte Mengen der Produktion von Biodiesel und Bioethanol als Kraftstoff in Deutschland sind in Abbildung 4.2 der nationalen Nutzung beider Biokraftstoffe im Verkehrssektor gegenübergestellt. In 2012 waren die Produktions- und Verbrauchsmengen von Biodiesel in Deutschland etwa ausgeglichen, hingegen ist bei gleichbleibender Produktionsmenge der Verbrauch weiter gestiegen. Etwa die Hälfte des in Deutschland als Kraftstoff eingesetzten Bioethanols wird nicht durch inländische Produktion bereitgestellt.

In Abbildung 4.3 sind die Standorte zur Produktion von Biodiesel und Bioethanol als Kraftstoff 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.

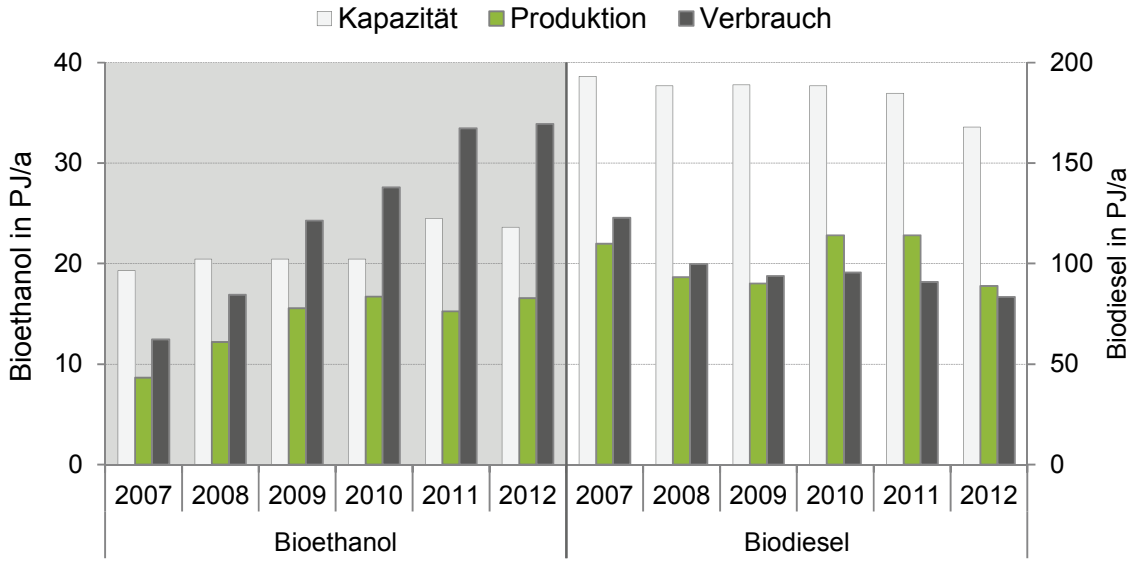


Abbildung 4.2 Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch von Biokraftstoffen in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BDBE; DESTATIS; F.O.LICHTA; VDB, 2011b), © DBFZ)

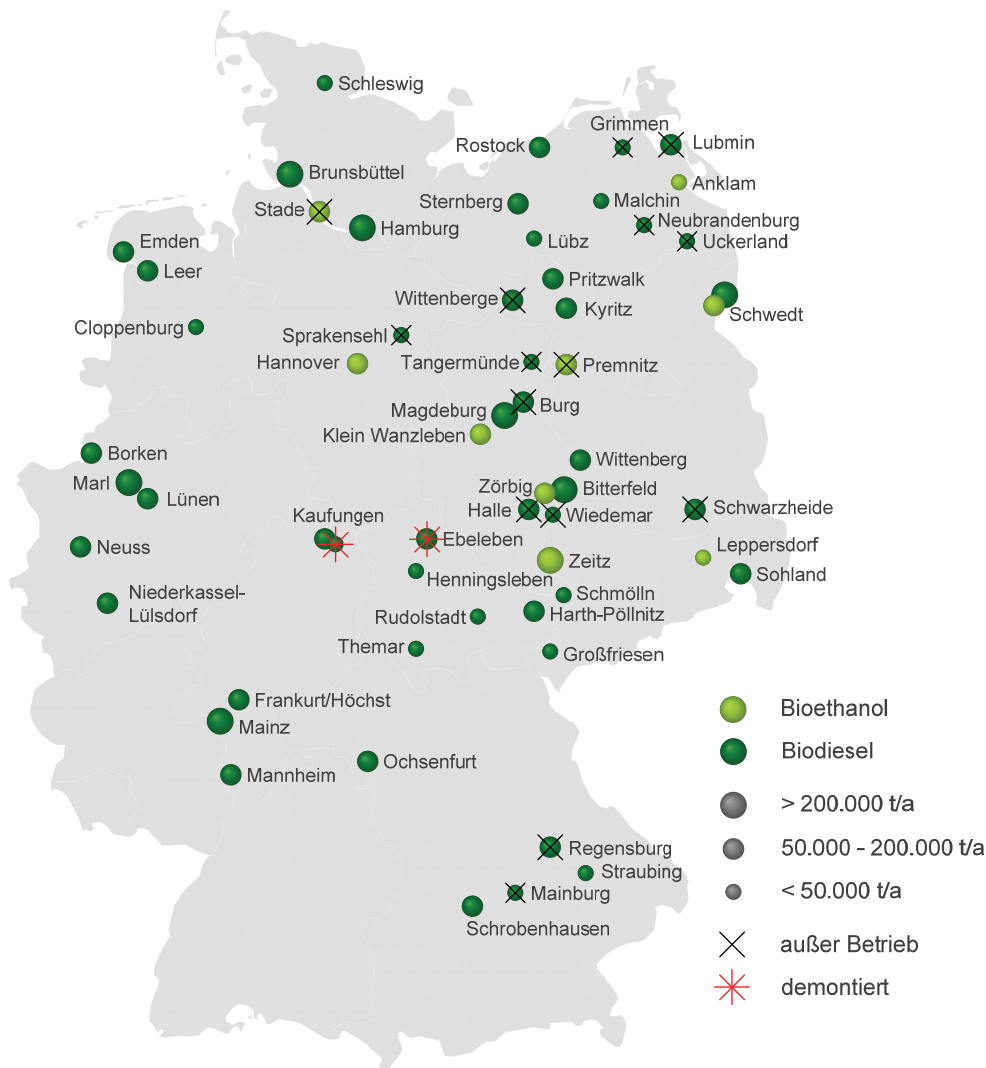


Abbildung 4.3 Kommerzielle Produktionsanlagen für Biodiesel und Bioethanol als Kraftstoff in Deutschland, Stand Dez. 2013 (© DBFZ)

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

4.2.2 Biokraftstoffproduktion EU

Produktionskapazitäten für **Biodiesel** werden in der EU derzeit in etwa 350 Anlagen im Umfang von ca. 30 Mio. t/a vorgehalten. Das European Biodiesel Board weist für 2012 eine Kapazität von 24 Mio. t/a aus (EBB). Spanien hat mit ca. 6,3 Mio. t/a die größten Kapazitäten, gefolgt von Deutschland mit ca. 4,4 Mio. t/a und Frankreich mit 2,9 Mio. t/a (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013). Weitere wichtige Erzeugerländer sind Italien, Polen und die Niederlande. Die Biodieselproduktion in Europa stieg bis 2010/2011 auf etwa 9,5 Mio. t/a an und ist derzeit leicht rückläufig (FLACH u. a., 2013).

Bis 2012 sind die Produktionskapazitäten von Biodiesel in der EU stetig gewachsen, bis 2009 allerdings deutlich massiver als danach. Nach einer Auslastung der Produktionskapazität von über 80 % in 2006 ist diese in den Folgejahren stark gesunken und liegt derzeit bei 40 % (FLACH u. a., 2013). Diese Auslastung variiert 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 %.

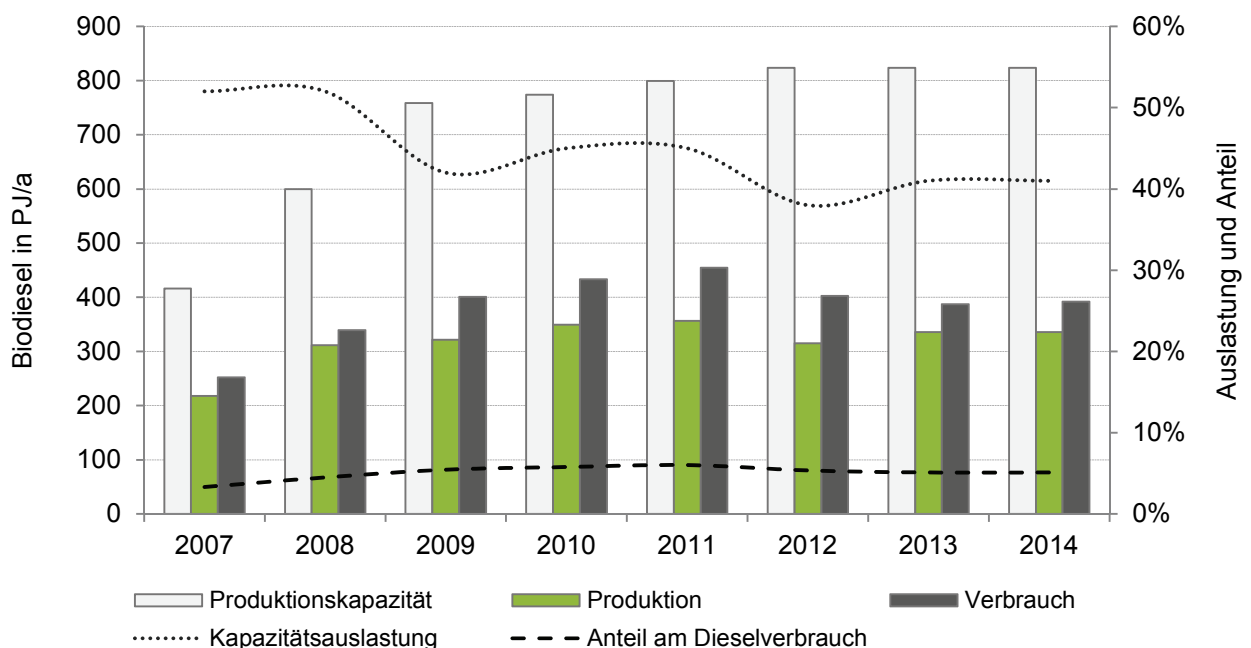
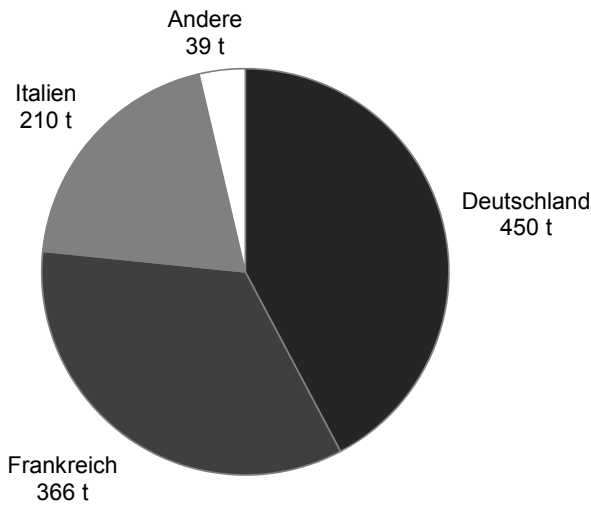


Abbildung 4.4 Entwicklung Biodieselsektor EU, 2014: Schätzung (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. a., 2013), © DBFZ)

Die Produktion von Biodiesel in der EU wird seit über 10 Jahren von Herstellern in Deutschland und Frankreich dominiert. Sie sind die einzigen Mitgliedsstaaten mit Produktionsmengen > 1.000 t/a. In etlichen weiteren Mitgliedstaaten wird in geringerem Umfang produziert.

2002



2011

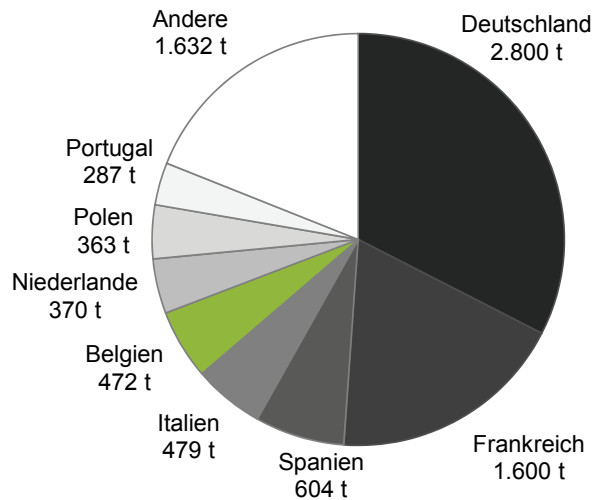
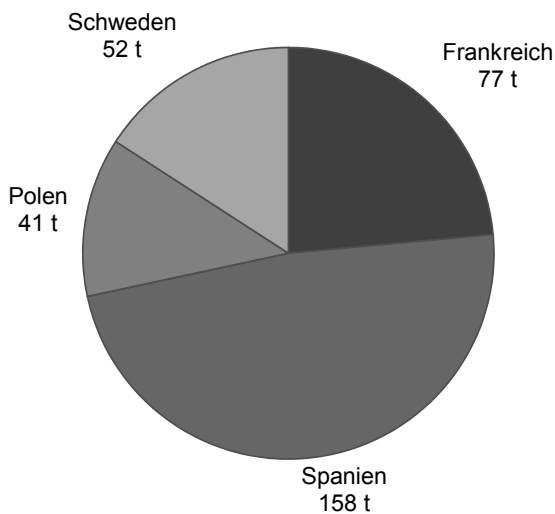


Abbildung 4.5 Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU 2002 und 2011 in Tsd. t/a (geänderte Darstellung auf Basis von(EBB))

2003



2013

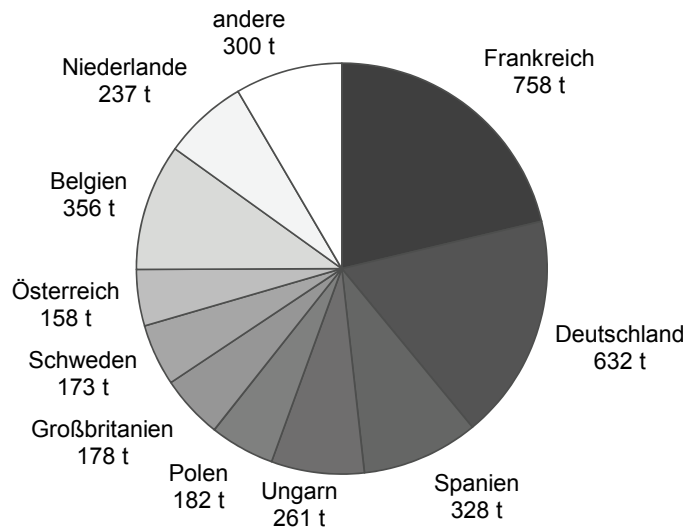


Abbildung 4.6 Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU 2003 und 2013 in Tsd. t/a (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

Die derzeitigen Produktionskapazitäten für **Bioethanol** zur Kraftstoffverwendung belaufen sich in der Europäischen Union auf etwa 8,7 Mio. t/a (ca. 140 Anlagen). In Frankreich sind mit ca. 1,7 Mio. t/a die größten Produktionskapazitäten installiert, gefolgt von ca. 1,1 Mio. t/a in Deutschland und 0,9 sowie 0,4 Mio. t/a in Spanien und Polen. Weitere wichtige Produzenten sind Großbritannien, Ungarn und Schweden. In Frankreich, Deutschland und Großbritannien erfolgte in den vergangenen 5 Jahren der stärkste Ausbau der Produktionskapazitäten. (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013).

Die Produktion von Bioethanol stieg von 0,3 Mio. t in 2003 auf ca. 3,6 Mio. t in 2013. (F.O.LICHTA)

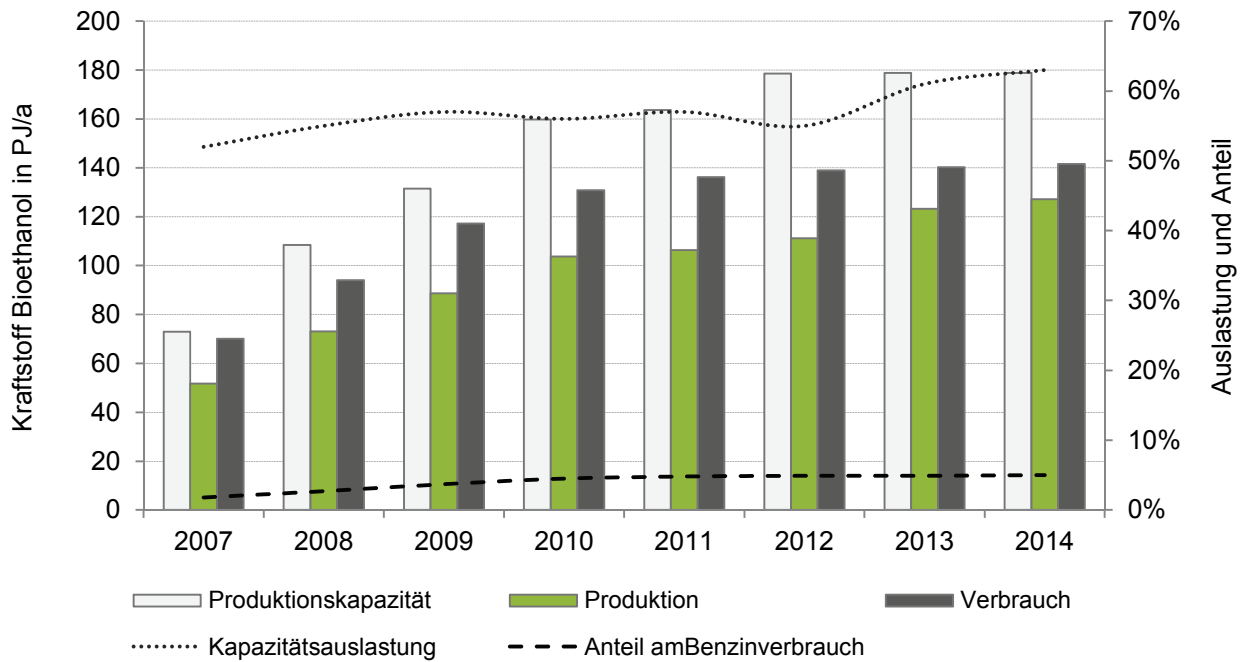


Abbildung 4.7 Entwicklung Bioethanolsektor EU (geänderte Darstellung auf Basis (FLACH u. a., 2013), © DBFZ)

Die Produktionsmengen von Bioethanol sind in der EU analog zu den installierten Kapazitäten in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Die gesamte Produktionsmenge ist zwischen 2003 und 2013 von ca. 330 Tsd. t auf etwa 2.670 Tsd. t gestiegen und hat sich damit innerhalb von 10 Jahren mehr als verachtfacht. Wie in Abbildung 4.8 dargestellt, hat Spanien in 2003 noch etwa 50% der Produktion der EU realisiert, seine Produktion bis 2013 jedoch nur vergleichsweise mäßig gesteigert. Derzeit produzieren Frankreich und Deutschland mit jeweils etwa 760 bzw. 630 Tsd. t in 2013 etwa die Hälfte des europäischen Bioethanols (F.O.LICHTA). Die gesamte Produktion in 2013 umfasst unterschiedlichen Quellen zufolge 4,5 Mio. m³, was 95 PJ (F.O.LICHTA) bzw. 5,2 Mio. m³, was 110 PJ (FLACH u. a., 2013) entspricht.

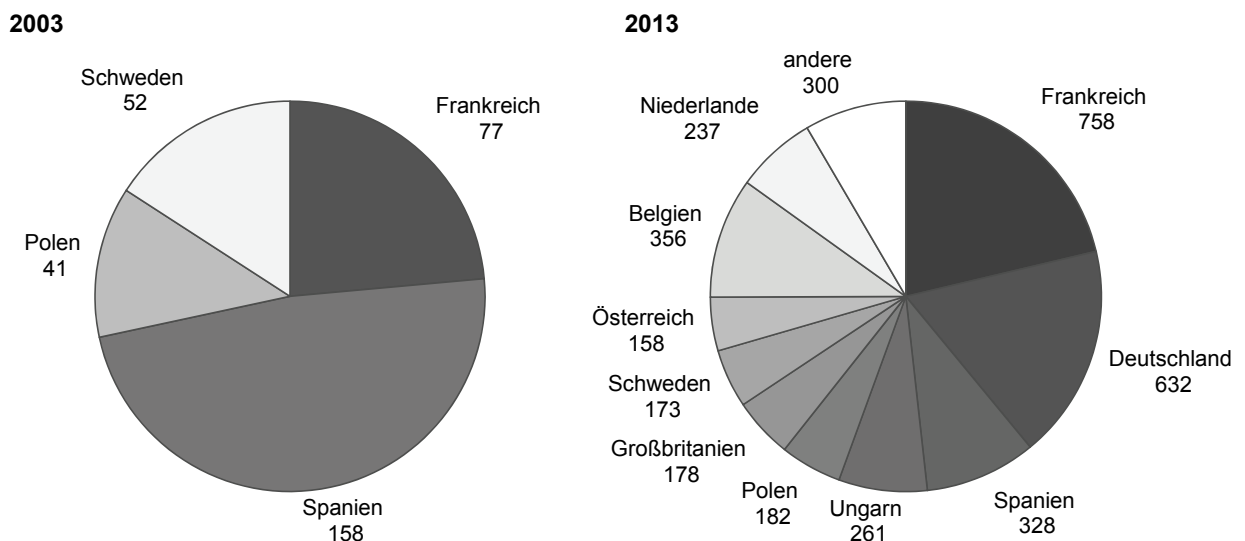


Abbildung 4.8 Produktion von Bioethanol als Kraftstoff in der EU 2003 und 2013 in Tsd. t/a (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

4.2.3 Biokraftstoffproduktion weltweit

Produktionsmengen weltweit

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)

Die weltweit überwiegende Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen entfällt auf Bioethanol. Die wesentlichen Produktionsmengen stammen aus Brasilien und den USA. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion liegt in Europa. In Abbildung 4.9 sind die Produktionsmengen für flüssige Biokraftstoffe seit 2006 hinsichtlich ihres Energiegehaltes aufsummiert.

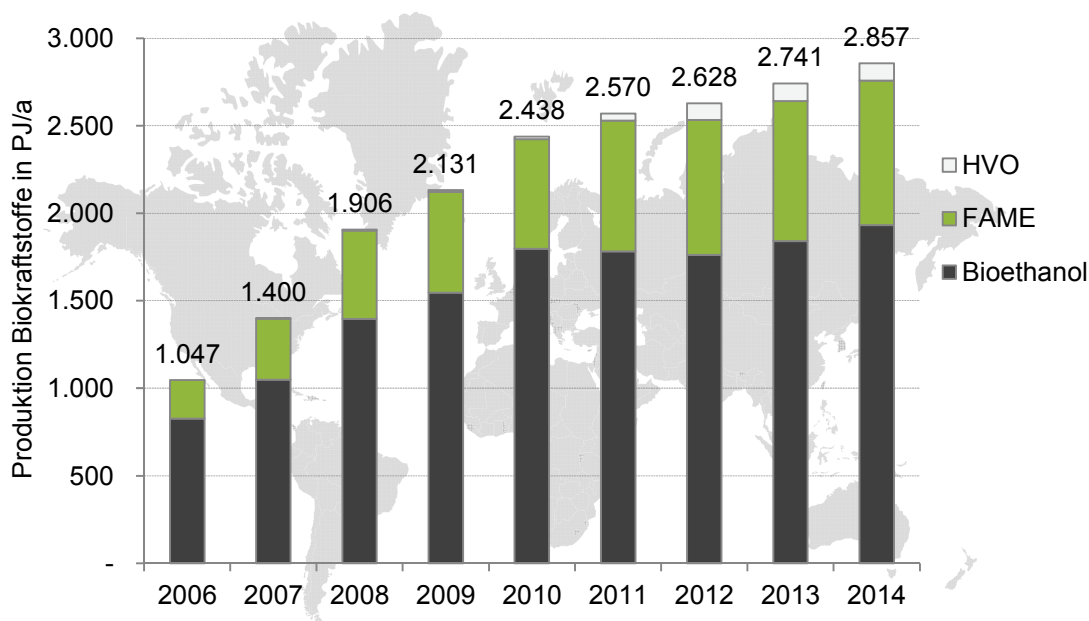


Abbildung 4.9 Weltweite Produktion von Biokraftstoffen nach Energiegehalt 2006 - 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

Die weltweite Produktion von Bioethanol ist v. a. bis 2010 stetig gestiegen, wobei der stärkste Zuwachs in den USA zu verzeichnen war. Aber auch in Brasilien wurde die Produktion ausgeweitet.

Größter Produzent von Biodiesel bis 2010 war Deutschland, dicht gefolgt von den wachsenden Produktionskapazitäten in Brasilien und Argentinien. Seit 2011 werden in den USA die größten nationalen Produktionsmengen für Biodiesel erreicht (3,4 bzw. 3,9 Mio. t in 2012 bzw. 2013, (F.O.LICHTA)).

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.LICHTA; IEA, 2011)

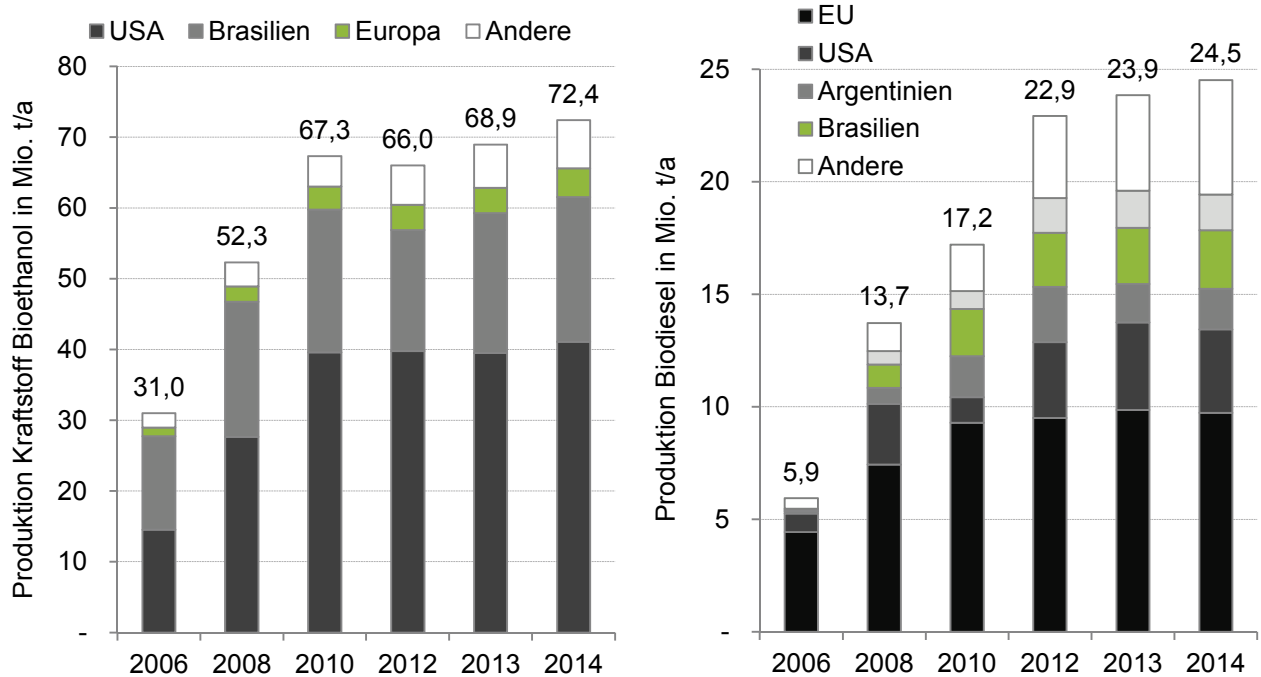


Abbildung 4.10 Weltweite Produktion von Biodiesel (FAME/HVO) Bioethanol als Kraftstoff 2006-2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

Produktionskapazität weltweit

Das DBFZ hat im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Projektes „Monitoring zur Wirkung nationaler und internationaler gesetzlicher Rahmenbedingungen auf die Marktentwicklung im Biokraftstoffsektor“ (2009-2011) eine umfangreiche Internet- und Literaturrecherche¹³ durchgeführt und mit dem Aufbau einer Datenbank zu Produktionsanlagen von Biokraftstoffen begonnen.

Diese Datenbank wird seither laufend auf Basis verfügbarer Informationen aktualisiert. Zudem erfolgt ein regelmäßiger Abgleich mit der Anlagendatenbank von F.O.Licht. (F.O.LICHT, 2013)

Zum 31.12.2013 umfasste die Datenbank etwa 2.250 Bioethanol- und 1.280 Biodieselanlagen sowie weitere ca. 160 Anlagen zur Produktion von potenziell zukünftigen Biokraftstoffen wie HVO, Ethanol aus Lignozellulose und BTL. Diese beinhalten in und außer Betrieb, in Planung sowie in Bau befindliche Anlagen. Diese Datenbasis ist auf den folgenden Seiten zusammenfassend ausgewertet.

Einen Überblick zum derzeitigen Bestand der Produktionsanlagen von Bioethanol, Biodiesel sowie HVO, BTL und Ethanol aus Lignozellulose geben die Karten im Anhang.

¹³ Quellen dieser Internetrecherche waren u.a.: <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 sowie herstellereigene Veröffentlichungen

Produktionskapazität Bioethanol

Die Produktionskapazitäten für Bioethanol wurden zunächst v. a. in Brasilien und in den letzten 20 Jahren ebenso in Nordamerika sehr stark ausgebaut. Wie in Abbildung 4.11 auch deutlich wird, hat dieser Zubau v. a. seit 2010 sehr stark nachgelassen.

In Indien gibt es eine Vielzahl von Bioethanolanlagen, die v. a. vor dem Jahr 2000 in Betrieb gegangen sind. Diese Anlagen haben allerdings eine vergleichsweise sehr geringe spezifische Kapazität und fallen daher auch kumuliert im globalen Kontext nicht ins Gewicht.

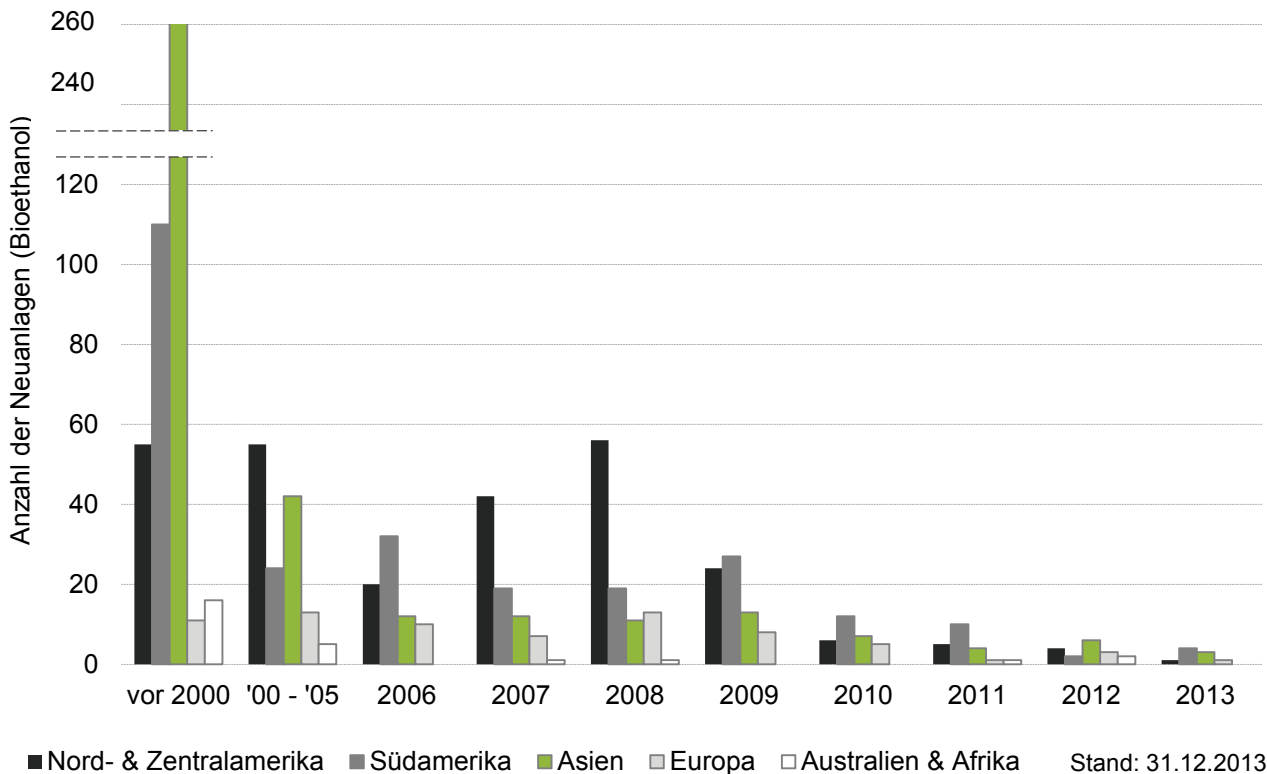


Abbildung 4.11 Entwicklung Zubau Bioethanol Produktionsanlagen weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

Auch hinsichtlich der durchschnittlich installierten Leistung je neuer Anlage zur Produktion von Bioethanol war die USA bis 2011 auf überdurchschnittlichem Niveau, bei über 150.000 t/a ab dem Jahr 2000 bzw. deutlich über 200.000 t/a ab dem Jahr 2008. Die weltweit wenigen Neuanlagen seit 2010 haben eine Produktionskapazität von 100.000 t/a und weniger, mit Ausnahme einer Anlage in Europa. Der Trend zur laufenden Vergrößerung der anlagenspezifischen Produktionskapazität bis 2008, setzt sich seither nicht erkennbar (vgl. Abbildung 4.12).

Der aktuelle Anlagenstatus (produzierend, insolvent etc.) ist für die etwa 2.250 Produktionsanlagen für Bioethanol schwer nachvollziehbar. In Abbildung 4.13 ist der Status der Anlagenkapazitäten nach Regionen zusammenfassend gegenübergestellt. Ein Kapazitätsausbau ist weiterhin, vor allem in Asien (v.a. in Indonesien und Thailand), geplant. Für etwa 130 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von ca. 8 Mio. t/a ist der Status unbekannt oder sie sind außer Betrieb.

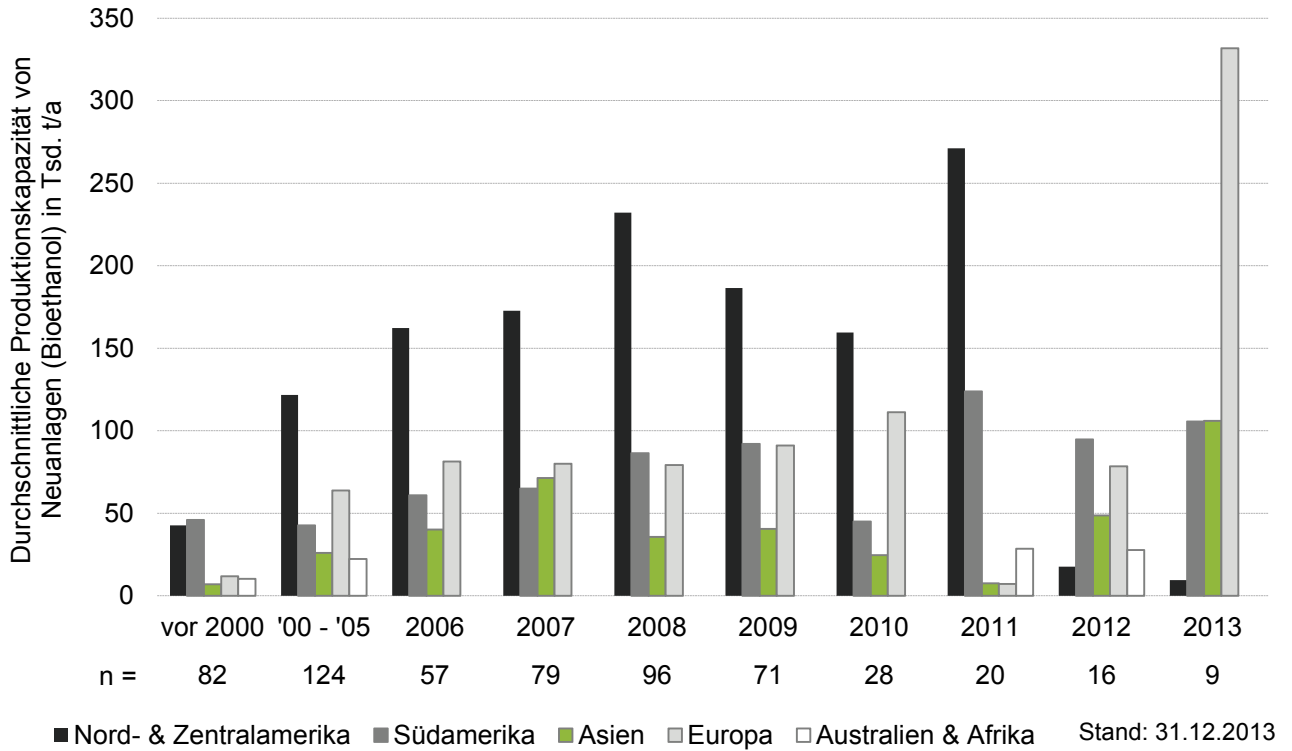


Abbildung 4.12 Entwicklung der durchschnittlichen Kapazität von Neuanlagen zur Produktion von Bioethanol weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

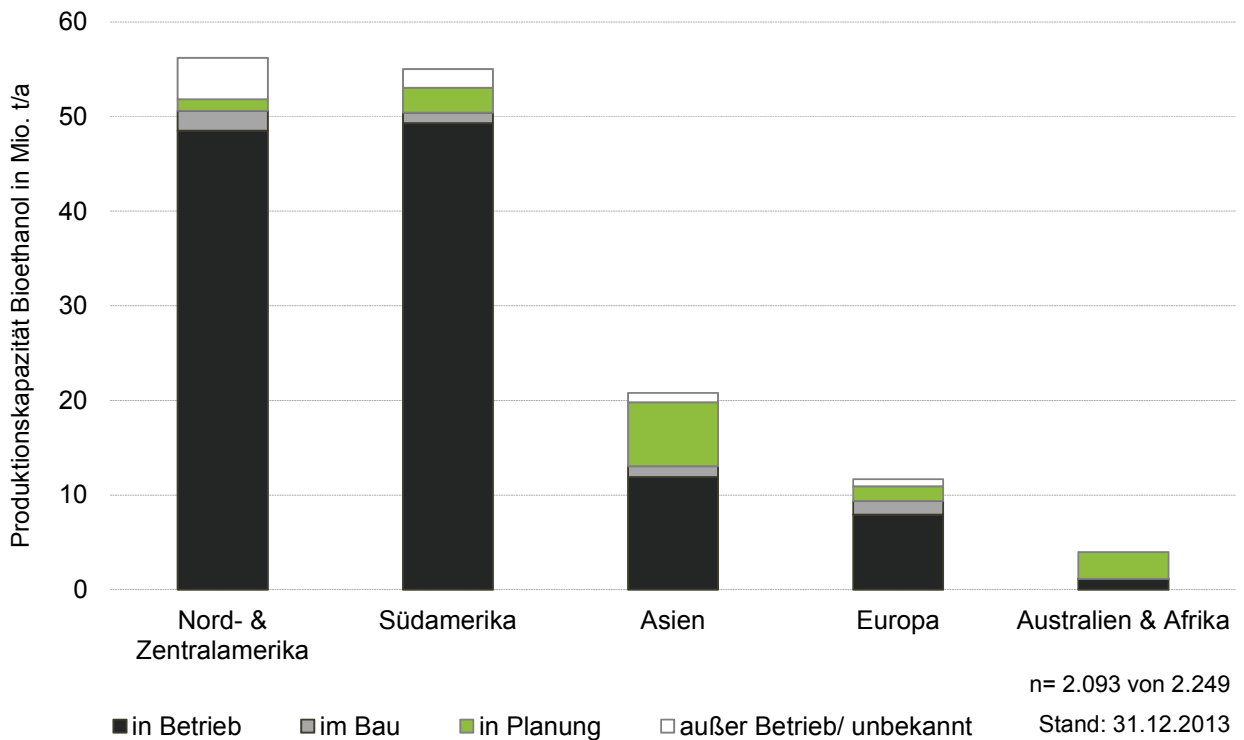


Abbildung 4.13 Kapazität und Status von Anlagen zur Produktion von Bioethanol weltweit 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

Die weltweite Produktionskapazität für Bioethanol beträgt deutlich über 100 Mio. t/a, dem steht eine produzierte Menge von 69 Mio. t in 2013 (F.O.LICHT) gegenüber. Die Entwicklung der installierten Produktionskapazität bis 2013 ist in Abbildung 4.14 dargestellt, wobei für etwa 100 Anlagen keine Kapazität in die Auswertung eingegangen ist (unbekannt).

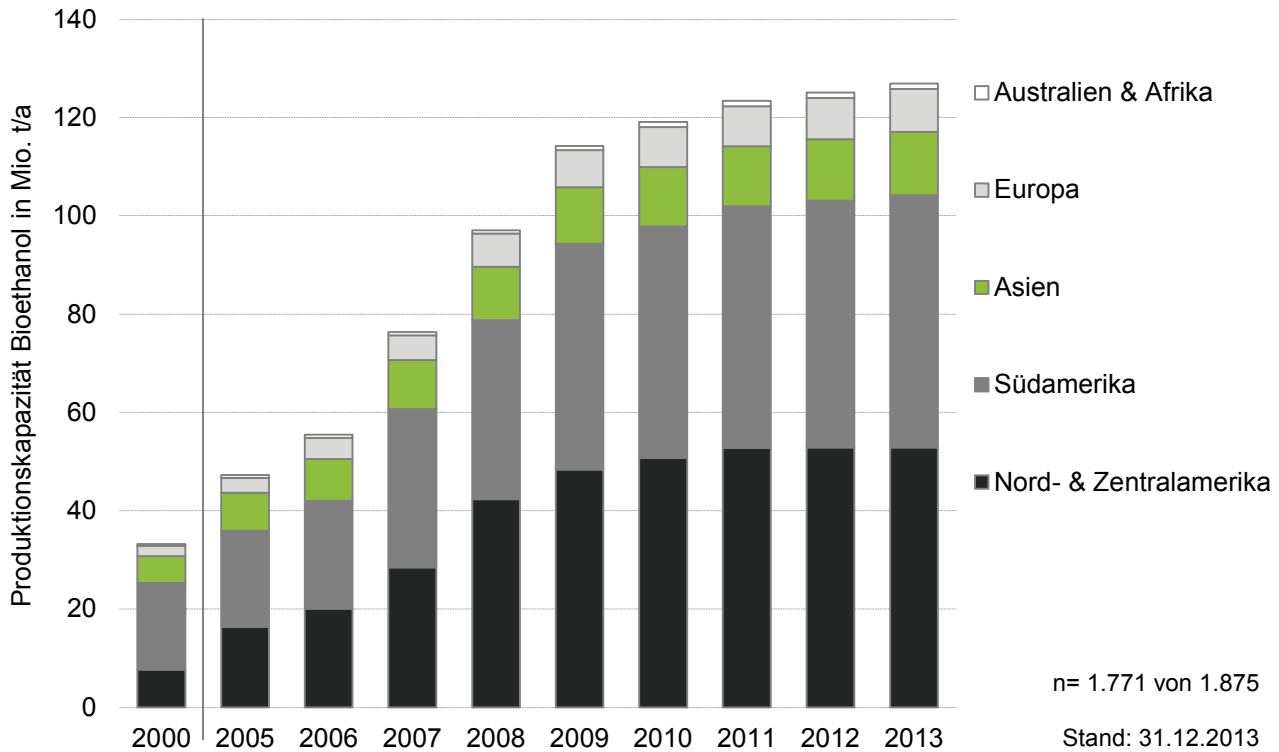


Abbildung 4.14 Entwicklung Bioethanol Produktionskapazität weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

In den vergangenen Jahren von 2010 bis 2013 wurden Investitionen in Höhe von ca. 5 Mrd. \$ (2010), 4 Mrd. \$ (2011) bzw. je 3 Mrd. \$ (2012 und 2013) in den Bau von Anlagen zur Produktion von Bioethanol getätigt, weshalb auch in den kommenden Jahren mit einer Zunahme der Kapazitäten zu rechnen ist.

Produktionskapazität Biodiesel

Die Produktionskapazitäten für Biodiesel wurden v.a. in Europa und den USA bis 2010 sehr stark ausgebaut. In Abbildung 4.15 ist der jährliche Zubau an Anlagen zur Produktion von Biodiesel im Zeitverlauf dargestellt. Es wird die bereits seit 2008 abnehmende Anzahl von Neuanlagen deutlich. Die wenigen Neuanlagen seit 2010 wurden v. a. in Nord- und Südamerika installiert.

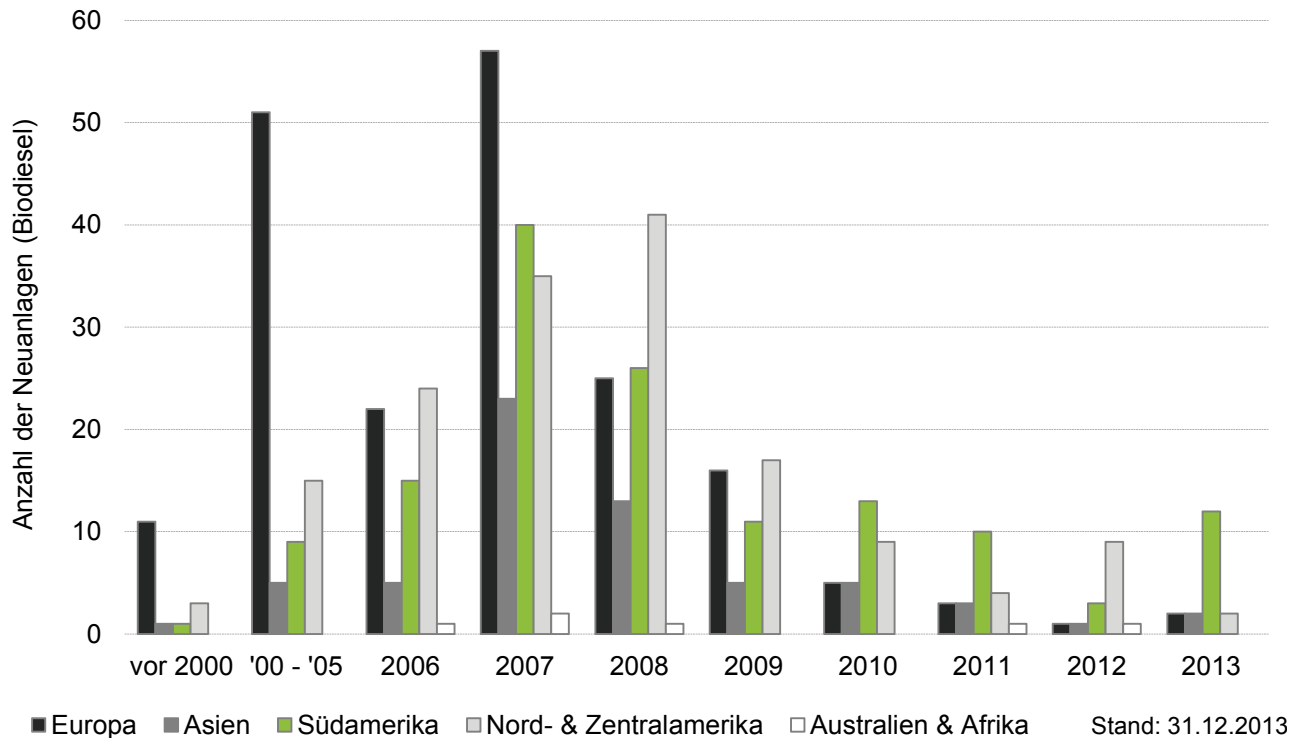


Abbildung 4.15 Entwicklung Zubau Biodiesel Produktionsanlagen weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

Hinsichtlich der durchschnittlichen Produktionskapazität je Anlage ist im Gegensatz zum Bioethanol keine deutliche Änderung im Zeitverlauf erkennbar. Wie in Abbildung 4.16 erkennbar, nimmt die Anlagengröße weltweit und v. a. in Europa (> 100.000 t/a) bis 2010/2011 tendenziell zu. Die Neuanlagen in Südamerika sind durchschnittlich deutlich größer als in Nordamerika. Nach zwischenzeitlich kleineren Neuanlagen nimmt deren durchschnittliche installierte Leistung seit 2011 v. a. in Südamerika und Asien tendenziell wieder zu.

Für den überwiegenden Teil der Biodieselanlagen sind die Produktionskapazitäten nachvollziehbar. Den etwa 1.200 Anlagen steht in 2013 eine in Betrieb befindliche Kapazität von etwa 60 Mio. t/a sowie eine Kapazität außer Betrieb bzw. mit unbekanntem Status von etwa 12 Mio. t/a gegenüber (Abbildung 4.17). Bei einer Produktion von 21,6 Mio. t in 2011 (F.O.LICHTa) ergibt sich eine durchschnittliche Auslastung der mutmaßlich in Betrieb befindlichen Kapazitäten von etwa 36 %.

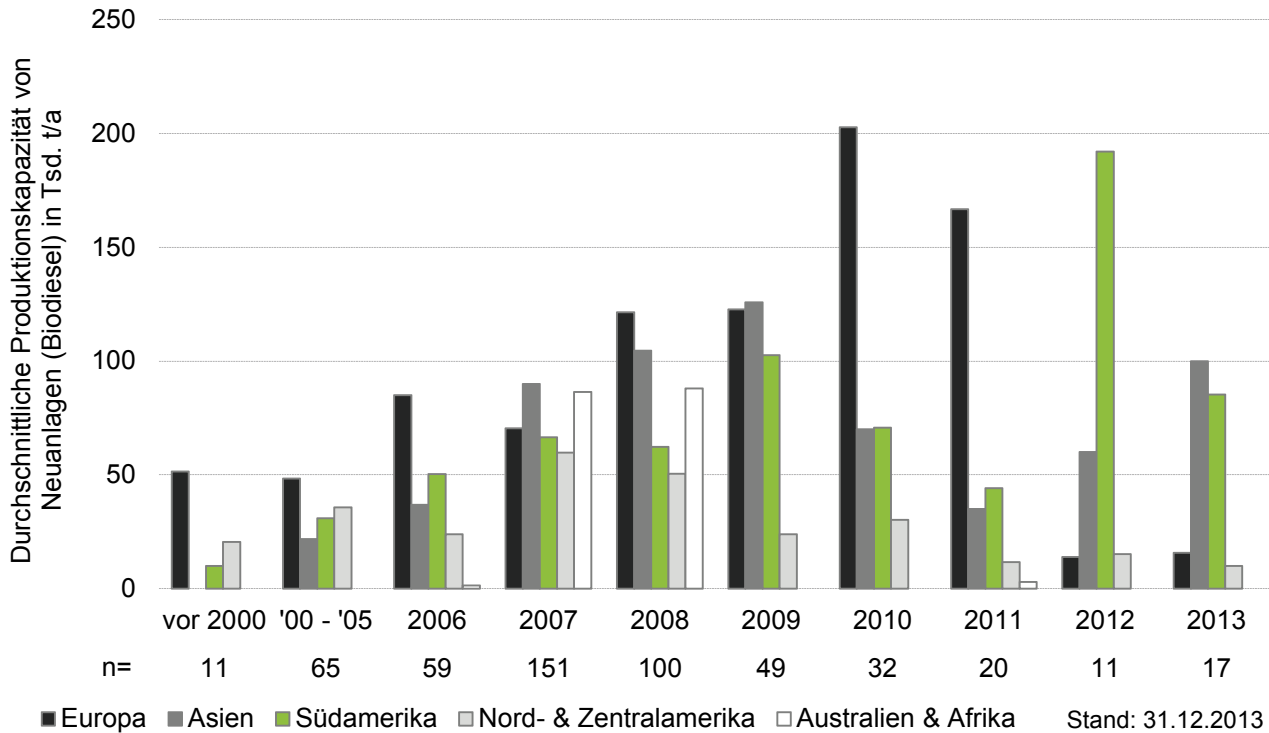


Abbildung 4.16 Entwicklung der durchschnittlichen Kapazität von Neuanlagen zur Produktion von Biodiesel weltweit bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

Im Vergleich zur relativ geringen Biodieselproduktion fallen die hohen Produktionskapazitäten in Asien auf. Wesentliche Kapazitäten sind hier v. a. in

- Indonesien (> 40 Anlagen mit 5 Mio. t/a, Produktion ca. 1,65 Mio. t in 2013 (F.O.LICHTa)),
- Malaysia (ca. 40 Anlagen mit 4,8 Mio. t/a, Produktion ca. 330 Tsd. t in 2013 (F.O.LICHTa)),
- Thailand (ca. 30 Anlagen mit 3,5 Mio. t/a, Produktion ca. 950 Tsd. t in 2013 (F.O.LICHTa)) und
- China (ca. 30 Anlagen mit 2,6 Mio. t/a, Produktion ca. 850 Tsd. T in 2013 (SCOTT & JUNYANG, 2013)) installiert.

Auch in den USA und Europa werden Produktionskapazitäten in großem Umfang nicht genutzt. Der Anteil stillgelegter Produktionskapazitäten ist in Abbildung 4.17 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 Indonesien.

In Abbildung 4.18 ist die Entwicklung der weltweiten Produktionskapazität (Status in Betrieb, außer Betrieb und unbekannt) zusammenfassend dargestellt. Sie liegt in 2013 bei über 70 Mio. t/a.

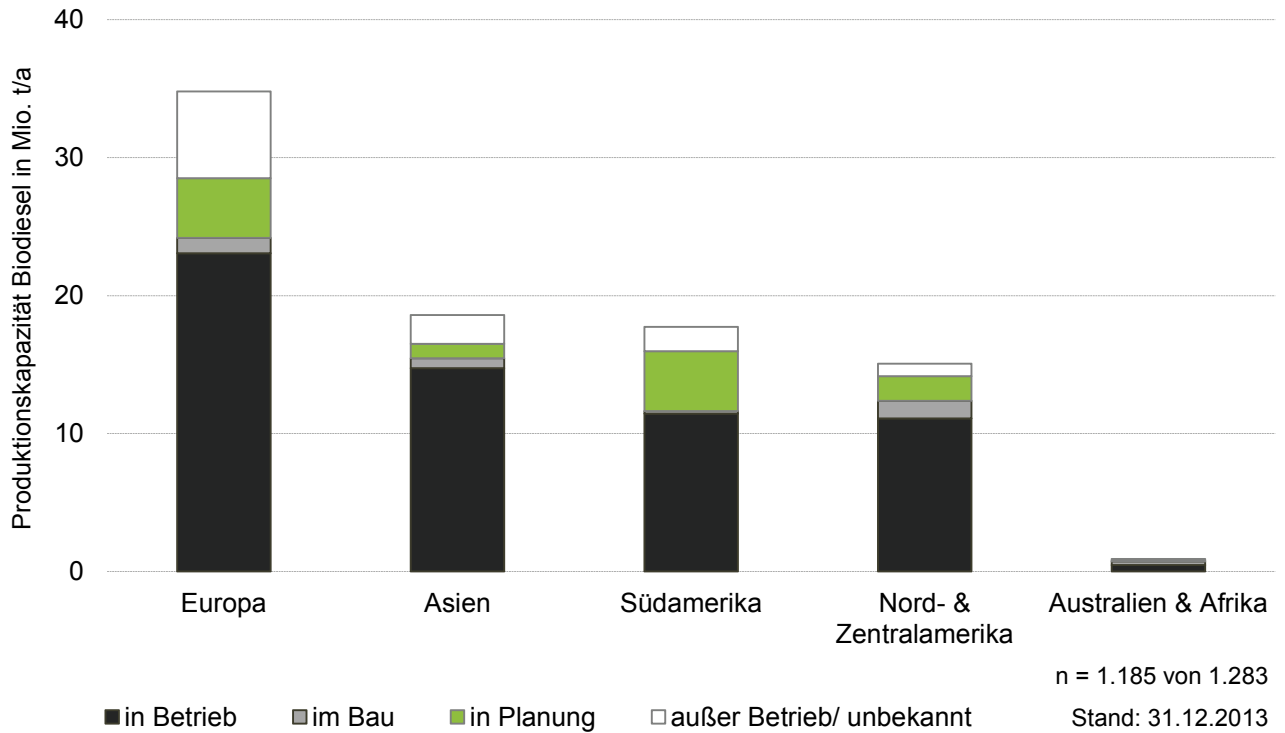


Abbildung 4.17 Kapazität und Status von Anlagen zur Produktion von Biodiesel weltweit 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

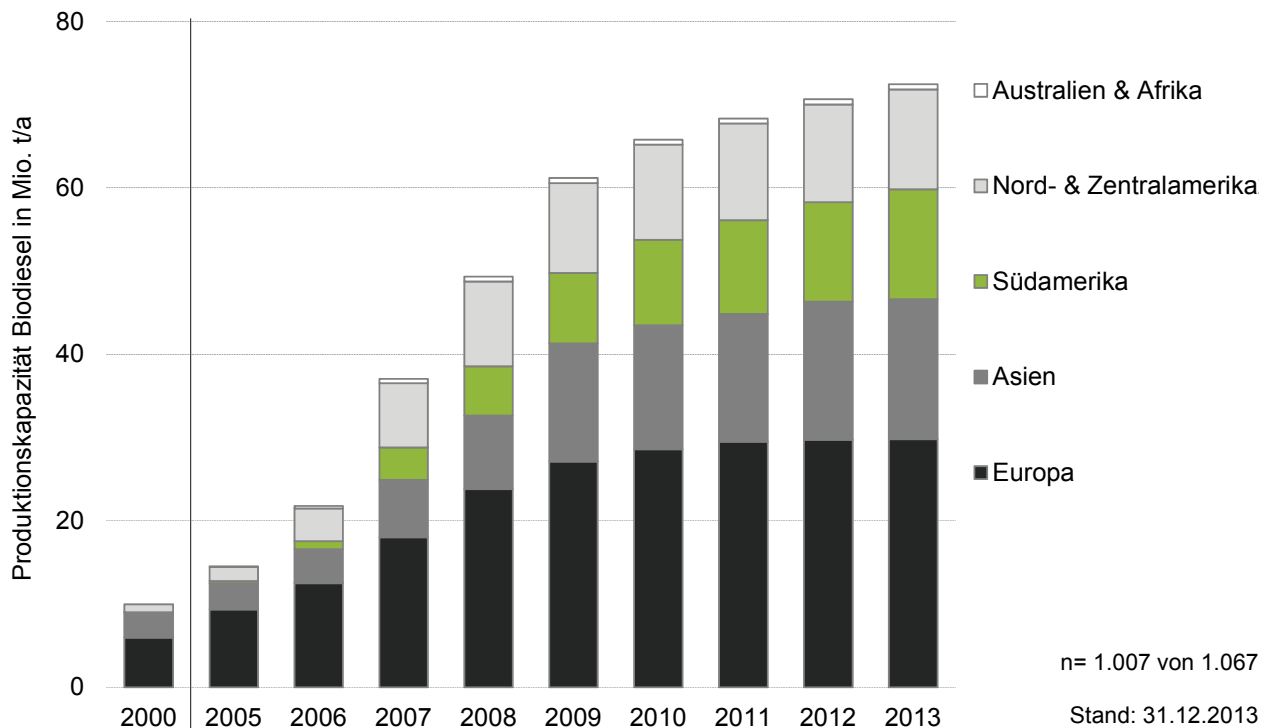


Abbildung 4.18 Entwicklung der globalen Produktionskapazität für Biodiesel bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

Produktionskapazität Biomethan

Die derzeitigen Produktionskapazitäten für Biomethan werden ausschließlich über die biochemische Konversion produziert. In den USA werden große Mengen über Deponiegas bereitgestellt, von denen wiederum der überwiegende Teil ins Erdgasnetz eingespeist wird, lediglich an zwei Anlagen wird das Produkt direkt als Kraftstoff genutzt. Das in Deutschland produzierte und aufbereitete Biogas wird nahezu vollständig über Energiepflanzen bereitgestellt und ebenfalls ins Erdgasnetz eingespeist. In Schweden und der Schweiz wird Biogas aus Klärschlamm und Bioabfall produziert, wobei es in Schweden fast ausschließlich direkt als Kraftstoff genutzt und in der Schweiz ins Erdgasnetz eingespeist wird (IEA, 2013). Die Anzahl der Anlagen zur Biomethanproduktion weltweit sowie die damit verbundenen Kapazitäten sind in Abbildung 4.19 zusammenfassend dargestellt.

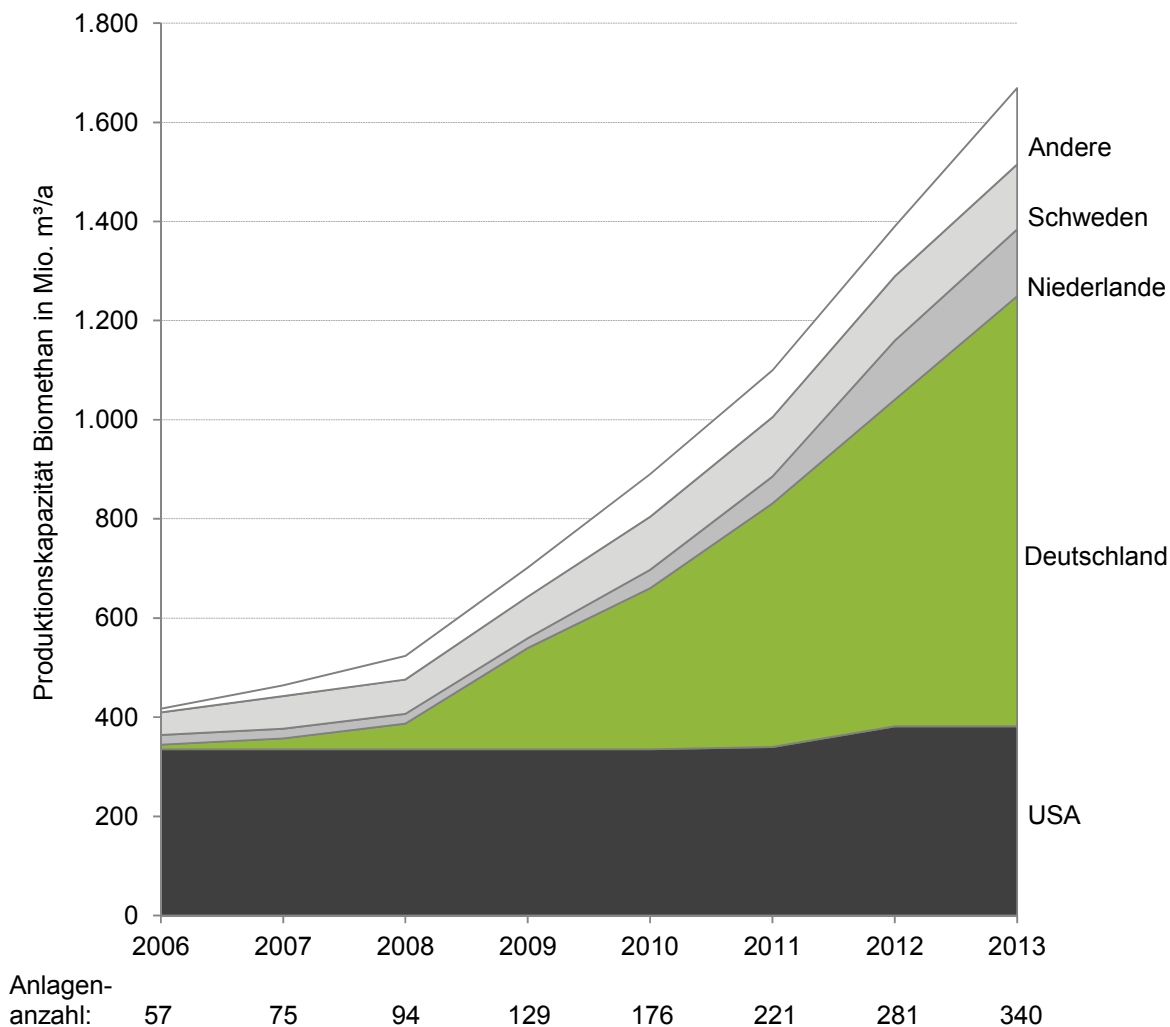


Abbildung 4.19 Entwicklung der globalen Produktionskapazität und Anlagenzahl für Biomethan bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (BIOGASPARTNER, 2013; FRAUNHOFER IWES, 2013; IEA, 2013), © DBFZ) ¹⁴

¹⁴ Annahmen: 0,55 m³ CH₄/ m³ Rohbiogas, 8.500 Volllaststunden/a

Die Produktionskapazitäten in Ländern außer USA, Deutschland, Niederlande und Schweden (in Abbildung 4.19 „Andere“) sind in zusammenfassend dargestellt.

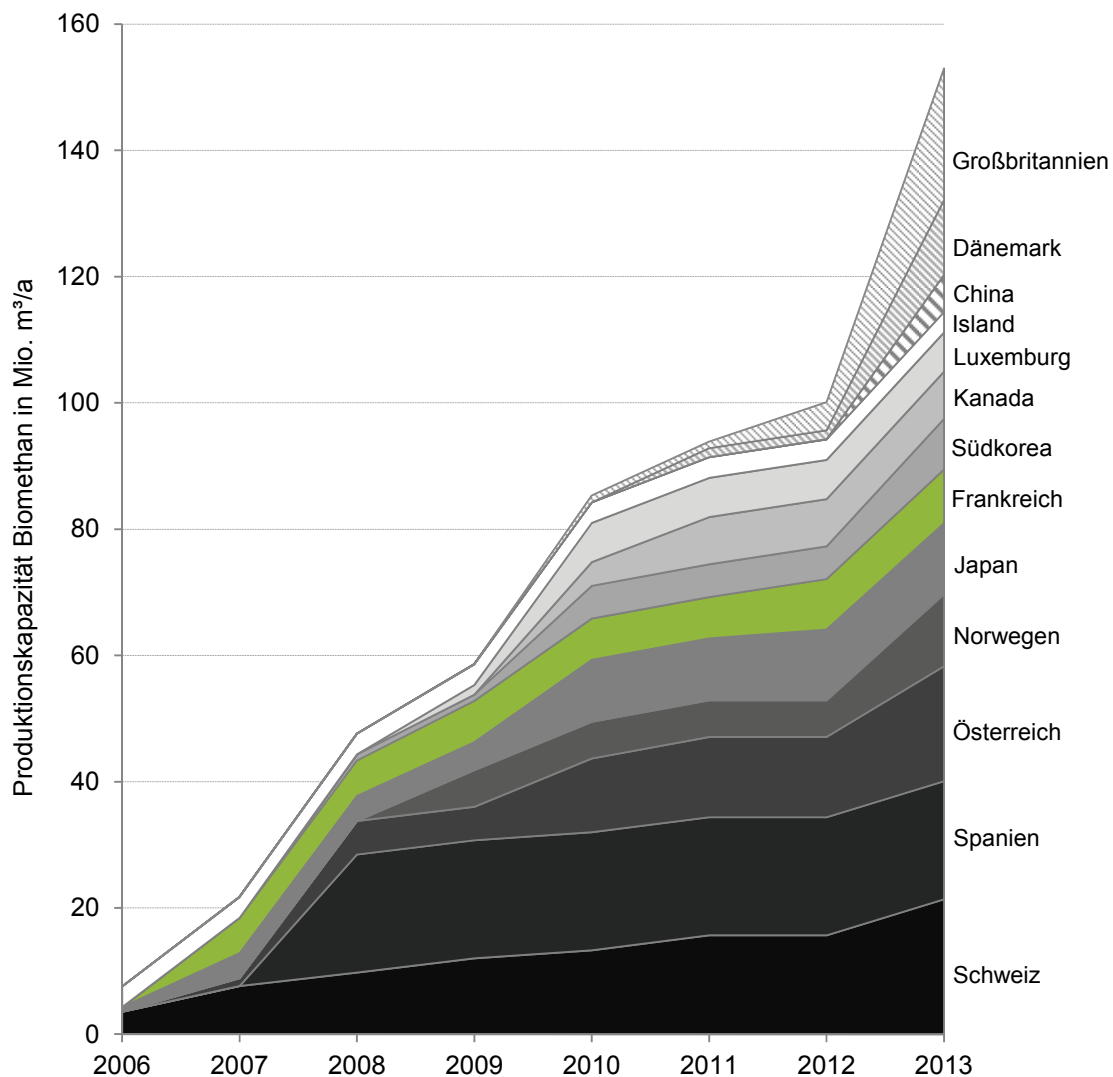


Abbildung 4.20 Entwicklung der Produktionskapazität und in ausgewählten Ländern bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (BIOGASPARTNER, 2013; FRAUNHOFER IWES, 2013; IEA, 2013), © DBFZ)¹⁴

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 und sind v.a. in Deutschland bis 2013, auch aufgrund der nationalen Förderung durch das EEG (EEG, 2011), stark gestiegen (FRAUNHOFER IWES, 2013).

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)

Produktionskapazität HVO/HEFA

Die derzeitigen Produktionskapazitäten für Hydrobehandelte Fette und Öle (HVO/HEFA) wurden v.a. durch die Firma NesteOil installiert. Die beiden Anlagen in Singapur und Rotterdam (Niederlande) haben eine Produktionskapazität von je 800 Tsd. t/a, die zwei Anlagen am Raffineriestandort Porvoo (Finnland) weisen insgesamt eine Produktionskapazität von 525 Tsd. t/a auf (NESTE OIL, 2014).

Im Juni 2013 gab das Unternehmen Diamond Green Diesel, ein Joint Venture zwischen Darling International Inc. und Diamond Alternative Energy LLC, die Fertigstellung der HEFA-Raffinerie in Norco, Louisiana (USA) bekannt. Aus Altspeiseölen, tierischen Fetten und Maisöl soll in Zukunft erneuerbarer Diesel mit einer Produktionskapazität von ca. 380 Tsd. t/a gewonnen werden (DARLING INTERNATIONAL INC., 2013).

Bereits installierte Anlagen in Brasilien (Petrobras), Irland (ConocoPhillips) und Italien (UOP/Eni S.p.A.) sind zurzeit außer Betrieb. Dies ist auch auf steigende Rohstoffpreise (bspw. Sojaöl), die Konkurrenz zur Nahrungsmittelindustrie sowie geänderte politische Rahmenbedingungen zurück zu führen (KHALIP, 2008; ORDONEZ, 2009; PECKHAM, 2008).

Produktionskapazitäten HVO/HEFA 2013

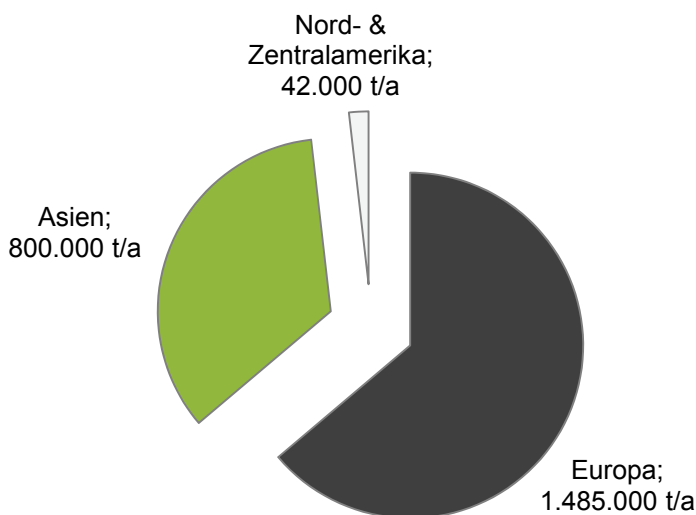


Abbildung 4.21 Produktionskapazität von Anlagen zur Produktion von HVO 2013 (geänderte Darstellung auf Basis (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

Produktionskapazität Ethanol aus Lignozellulose

Produktionskapazitäten für Bioethanol auf Lignozellulosebasis befinden sich seit einigen Jahren im Aufbau. Die Pilot- und Demonstrationsanlagen mit einer gesamten Produktionskapazität von etwa 110 Tsd. t/a (entspricht 140 Mio. l/a) werden in Nordamerika (USA, Kanada), Europa (v.a. Norwegen, Dänemark) sowie Asien (China, Japan) betrieben. Der Ausbau der vorhandenen Produktionskapazitäten wird in den USA am stärksten forciert, wo ein verstärkter Einsatz von lignozellulosebasierten Kraftstoffen als politisches Ziel festgeschrieben wurde. Auch in weiteren Staaten sind Projekte in Realisierung (z.B. Kanada, Italien, China, Deutschland) sowie Planung. (F.O.LICHT, 2013)

In Europa sind derzeit Projekte in Planung und in Bau welche die Produktionskapazität von knapp 40 Mio. l/a in 2010/2011 auf ca. 90 Mio. l/a in 2012/2013 bzw. ca. 115 Mio. l/a in 2014/2015 steigern werden. (F.O.LICHTa)

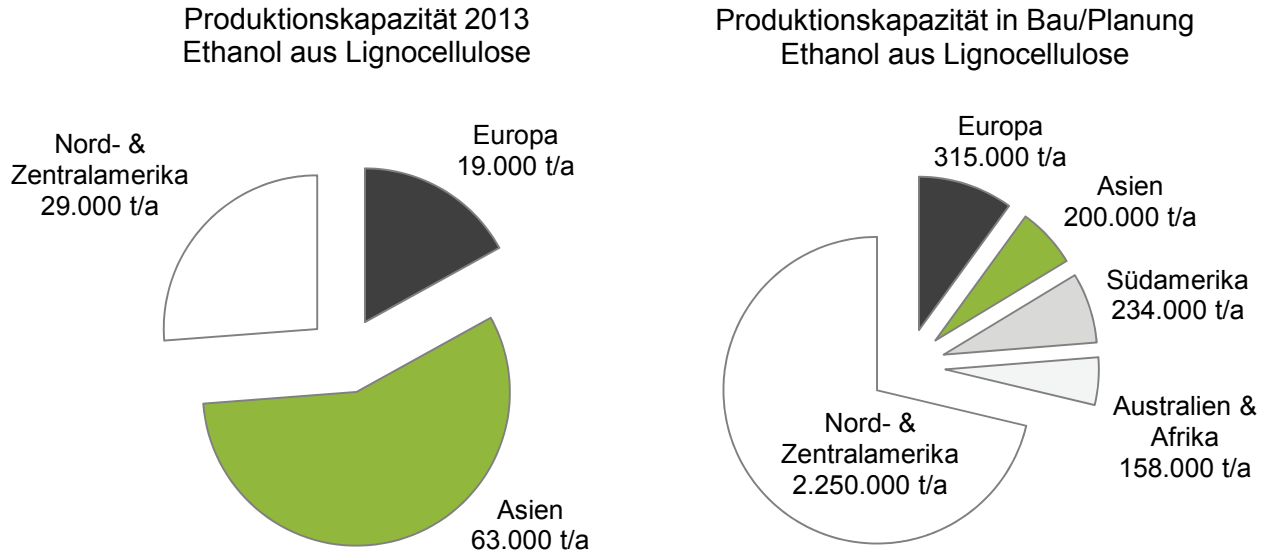


Abbildung 4.22 Produktionskapazität, installiert sowie Bau/Planung von Anlagen zur Produktion von Ethanol aus Lignocellulose (geänderte Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

Produktionskapazität BTL

Hinsichtlich der Produktion von BTL befinden sich vor allem in Nord- und Südamerika sowie Europa Demonstrationsanlagen in der Bau- sowie Projektierungsphase. Laut F.O.Licht ist in China eine Anlage mit einer Produktionskapazität von 60 Tsd. t/a in Planung. Die Produktion marktrelevanter Mengen ist kurzfristig nicht zu erwarten.

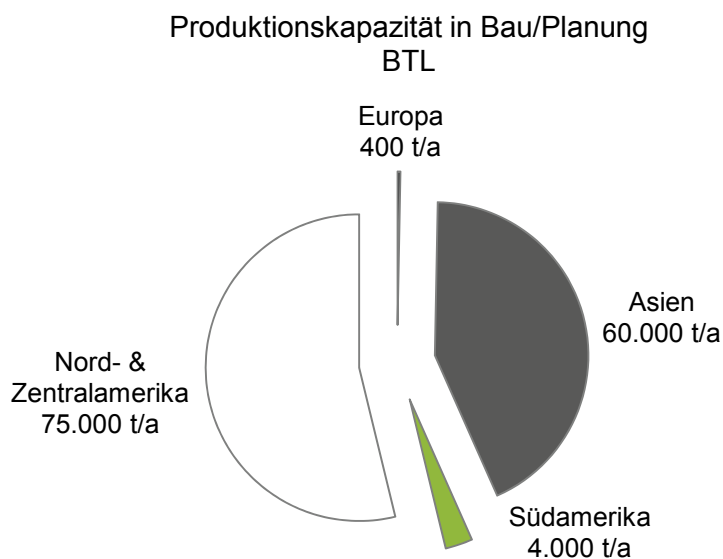


Abbildung 4.23 Produktionskapazität in Bau/Planung von Anlagen zur Produktion von BTL (geänderte Darstellung auf Basis von (DBFZ, 2013; F.O.LICHT, 2013), © DBFZ)

5 Distribution von Biokraftstoffen

5.1 Biokraftstoffhandel

5.1.1 Biokraftstoffhandel Deutschland

Von den in Deutschland produzierten Biokraftstoffen wurden und werden zum Teil erhebliche Mengen international gehandelt. In der Gesamtbilanz ergeben sich dabei ein Netto-Export von Biodiesel sowie ein Netto-Import von Bioethanol.

Ein Großteil des Handels von Biokraftstoffen, v.a. Import aber auch Export, erfolgt über die Niederlande, dort maßgeblich über den Hafen Rotterdam. Wichtigste außereuropäische Handelspartner der Niederlande in 2012 waren für Biodiesel Argentinien und Indonesien und für Bioethanol Brasilien und die USA. Neben den Niederlanden sind Belgien, Polen, Österreich und Frankreich wichtige Im- und Exportpartner von Deutschland im Biokraftstoffsektor. (F.O.LICHTA)

Mit dem steigenden Verbrauch von Bioethanol als Kraftstoff in Deutschland steigen auch dessen Importmengen. In 2012 wurde ein Defizit von etwa 550 Tsd. t/a über Importe abgedeckt, was etwa 45 % des Verbrauchs entspricht. Die in Abbildung 5.1 dargestellte Verteilung nach Herkunft- bzw. Zielländern entspricht den Handelsmengen von Bioethanol inklusive technischem und Genussmittel-Alkohol.

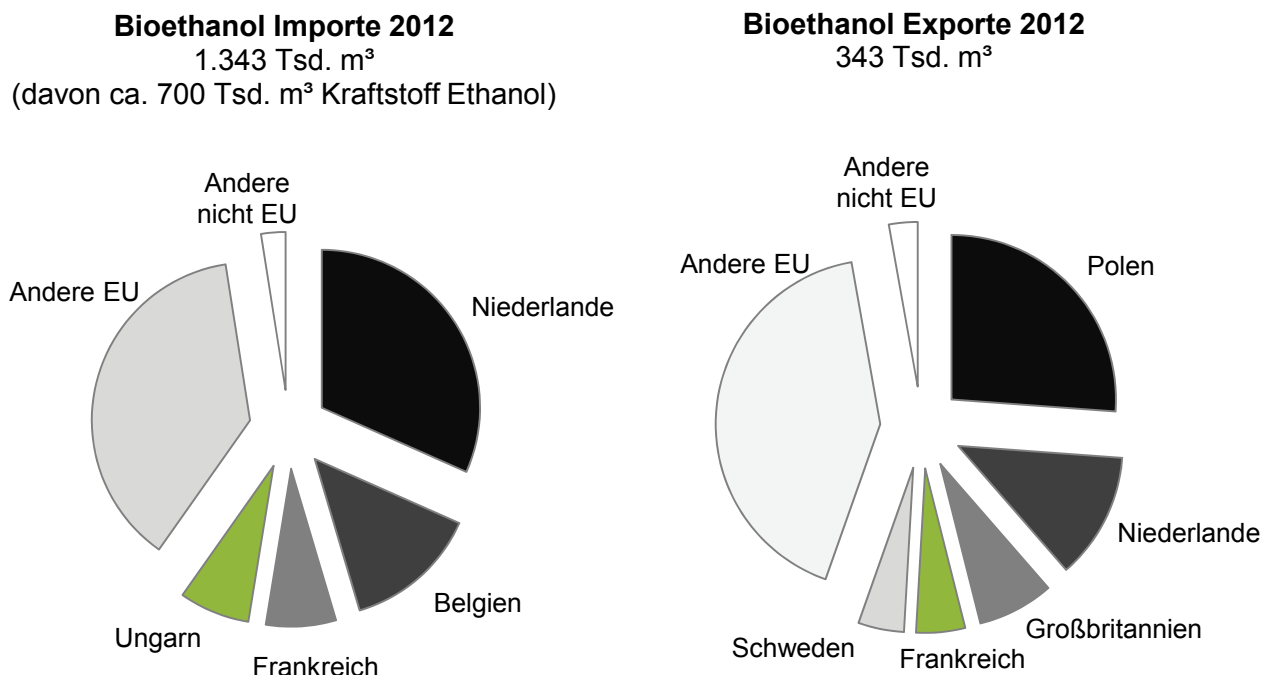


Abbildung 5.1 Im- und Exporte von Bioethanol (zur Nutzung als Kraftstoff und sonstige Nutzungen) nach/aus Deutschland 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

Die deutsche Handelsbilanz für Biodiesel ist ausgeglichener als die von Bioethanol als Kraftstoff. In 2009 und 2010 lag der Import etwa 100 Tsd. t/a über dem Export von Biodiesel. In 2012 hat Deutschland bereits 467 Tsd. t Biodiesel mehr exportiert als importiert. Die Biodiesel-Exporte gehen nahezu ausschließlich in das europäische Ausland. (F.O.LICHTA)

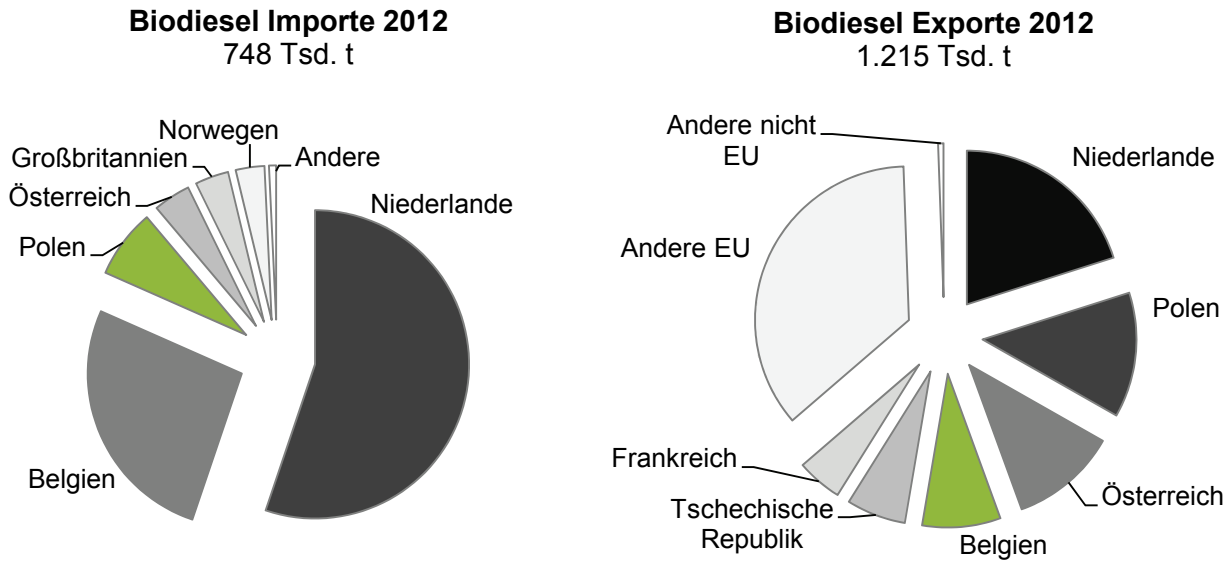


Abbildung 5.2 Im- und Exporte von Biodiesel nach/aus Deutschland 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

5.1.2 Biokraftstoffhandel EU

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

In 2012 wurden ca. 2,8 Mio. t **Biodiesel** in die EU importiert. In 2008 waren die USA mit über 2,2 Mio. t/a wichtigster Biodiesellieferant für die EU. Durch Veränderungen in der Steuerpolitik der USA und der Zollpolitik der EU ging die Menge deutlich zurück und lag 2012 bei lediglich noch 17.000 t/a. Hingegen sind die Importmengen aus Argentinien und Indonesien in den vergangenen Jahren sehr stark angestiegen und lagen in 2012 bei ca. 1,4 Mio. t/a sowie ca. 1,1 Mio. t/a. Die Exportmenge war 2012 mit etwa 80.000 t/a erneut auf vergleichsweise niedrigem Niveau und geht überwiegend nach Norwegen. Im Jahr 2011 lag sie bei ca. 88.000 t/a und 2010 bei 103.000 t/a. Tendenziell werden sinkende Import- und steigende Exportmengen für den europäischen Biodiesel (FAME und HVO) in 2013/2014 erwartet (F.O.LICHTA)

Die Importmengen von Biodiesel aus Argentinien und Indonesien sind in den vergangenen Jahren sehr stark gestiegen, auch weil dessen Produktion bzw. Export in den Ursprungsländern gefördert wird. Um eine Doppelförderung (im Zusammenhang mit den Quotenzielen der EU und einzelner Mitgliedstaaten) zu verhindern, hat die EU am 27.05.2013 Anti-Dumping-Zölle für Biodiesel aus diesen Herkunftsländern erlassen (COMMISSION REGULATION (EU) No 490/2013). Infolge dessen haben die Importmengen in 2013 sehr stark abgenommen (Juli 2013 vs. Juli 2012: Argentinien -93 %, Indonesien -60 %, Biodiesel gesamt -64 %). (F.O.LICHTA)

Die EU Importmengen für Biodiesel in 2010 und 2012 sind in Abbildung 5.3 nach Herkunftsländern zusammenfassend dargestellt.

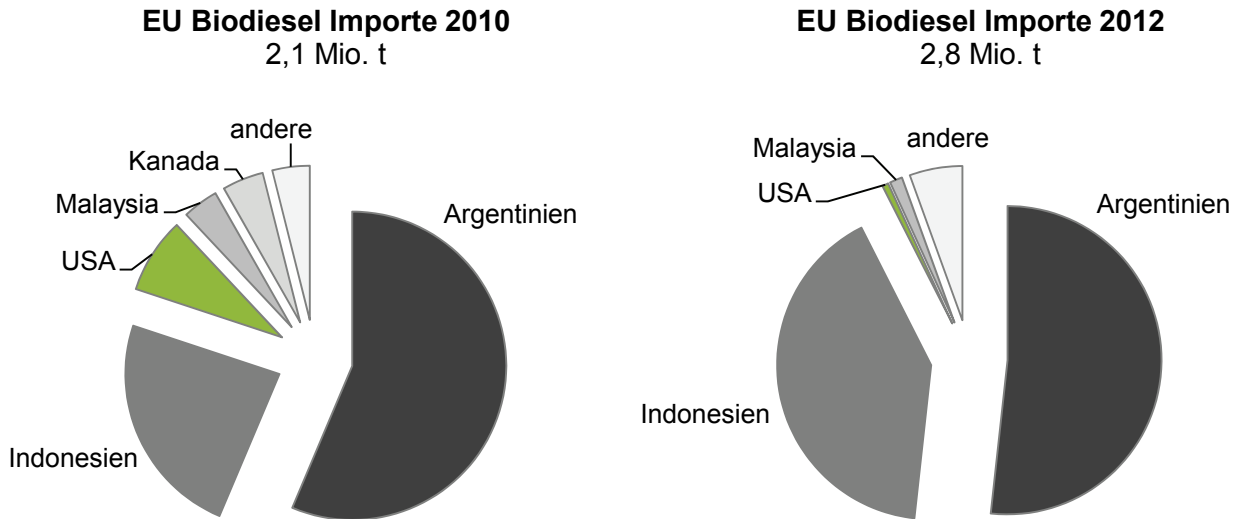


Abbildung 5.3 EU Importe von Biodiesel 2010 und 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

In 2012 wurden ca. 1,2 Mio. m³ **Bioethanol** in die EU importiert und 0,1 Mio. m³ exportiert (Bioethanol inklusive Industrialkohol). Der größte Anteil an der Importmenge entfiel lange Zeit auf Brasilien, v. a. in 2011 hat die Importmenge aus den USA stark zugenommen. Sie hatte sich nahezu verdoppelt und entsprach mit 1,2 Mio. m³ etwa einem Anteil von 67 % der Gesamtimporte.

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. In 2007 wurden weniger als 50 % des in der EU produzierten sowie importierten Bioethanols als Kraftstoff genutzt, in 2012/2013 ist dieser Anteil auf etwa 70 % gestiegen. (F.O.LICHTA)

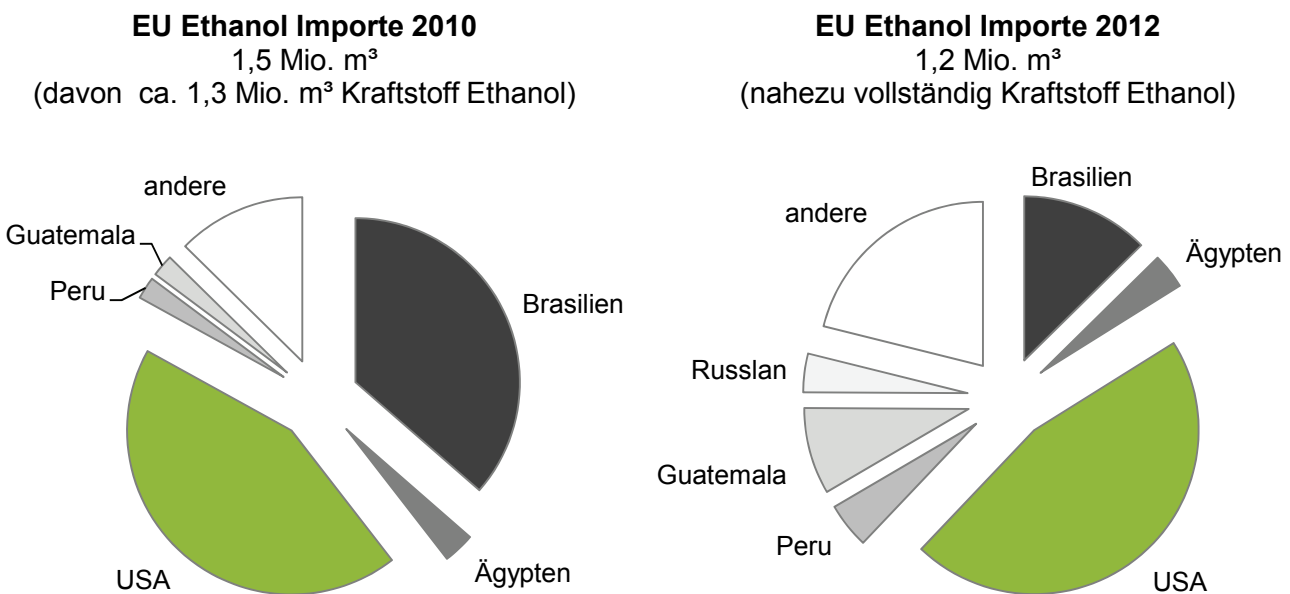


Abbildung 5.4 EU Importe von Bioethanol (zur Nutzung als Kraftstoff und sonstige Nutzungen) 2010 und 2012 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

5.1.3 Biokraftstoffhandel weltweit

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

Beim internationalen Handel von **Bioethanol** spielen v. a. Marktteilnehmer aus den USA sowohl als Exporteur als auch als Importeur eine wesentliche Rolle (vgl. Abbildung 5.5).

Brasilien als einer der größten Biokraftstoffproduzenten handelte bis 2009 kaum, bis 2011 mit vergleichsweise geringen Mengen, da die Kapazitäten vor allem zur Deckung der Binnennachfrage genutzt werden. In 2012/2013 war Brasilien hingegen mit ca. 50 % wesentliches Herkunftsland für Exporte von Bioethanol als Kraftstoff. Die Bedeutung der EU als Importeur hat in den vergangenen Jahren tendenziell abgenommen. Nachdem in 2008 bzw. 2011 noch 1,3 Mio. m³ Ethanol als Kraftstoff in die EU importiert wurden (ca. 25 % der weltweiten Importe), waren es in 2013 noch etwa 0,5 Mio. m³ (entspricht etwa 10 % der weltweiten Importe). (F.O.LICHTA)

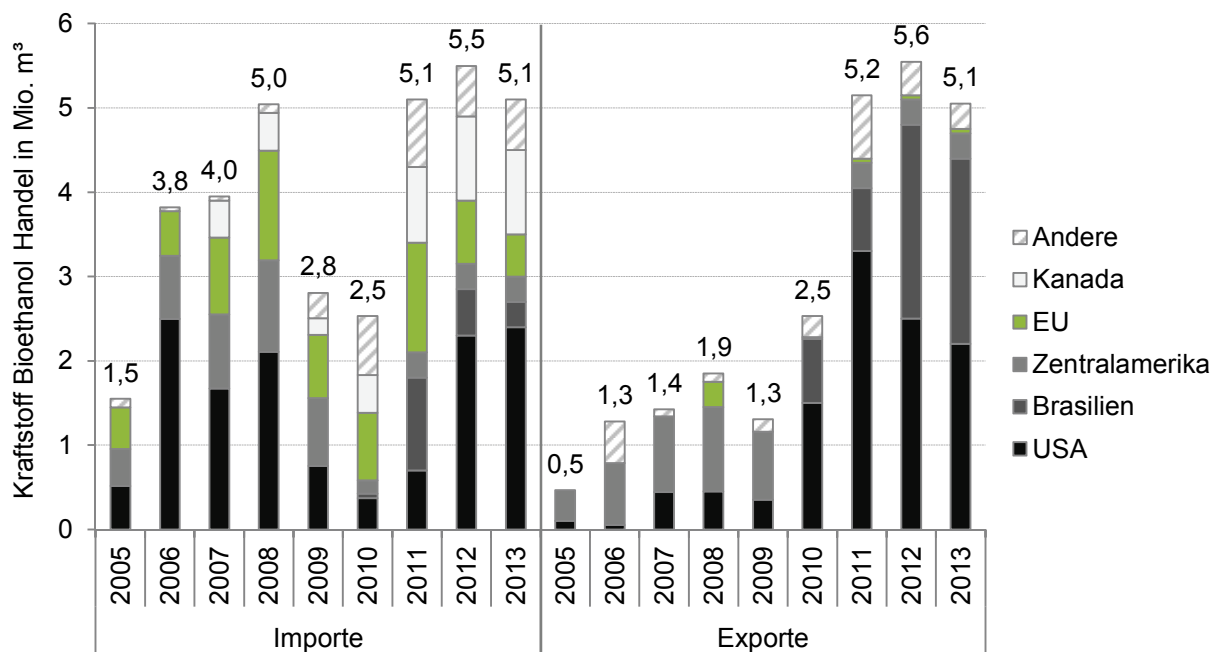


Abbildung 5.5 Entwicklung der Im- und Exporte von Bioethanol als Kraftstoff weltweit 2005 bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

Der Biokraftstoffhandel war im **Biodiesel**bereich 2008 bis 2010 leicht rückläufig. Die Exporte aus den USA waren in 2009 subventionsbedingt noch vergleichsweise hoch (> 800 Tsd. t). 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 (100 Tsd. t in 2013). In 2011 und 2012 stammte der überwiegende Teil des gehandelten Biodiesels aus Argentinien und Indonesien. Diese gingen in 2013 wiederum stark zurück, da die EU als Hauptimporteur von Biodiesel wiederum Antidumpingzölle für diese beiden Herkunftsländer festlegte. Die Entwicklung der weltweiten Im- und Exporte von Biodiesel von 2009 bis 2013 sind in Abbildung 5.6 zusammenfassend dargestellt. (F.O.LICHTA)

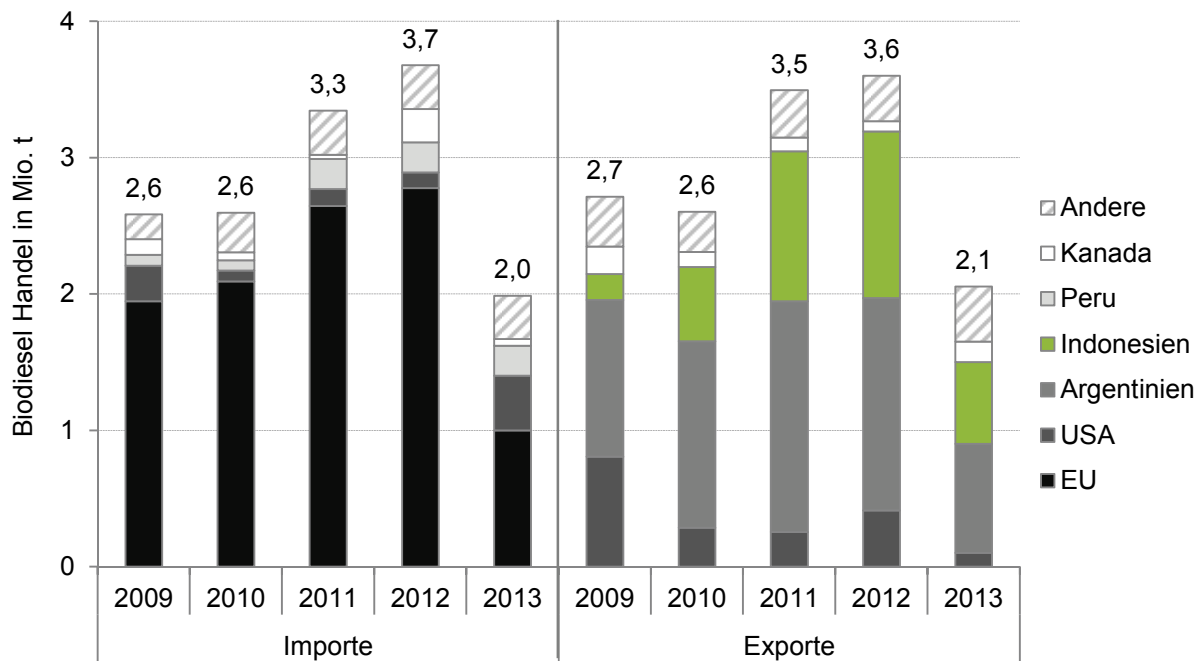


Abbildung 5.6 Entwicklung der Im- und Exporte von Biodiesel weltweit 2009 bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

5.2 Beimischung und Reinkraftstoffe

Um die europäischen Ziele für erneuerbare Energien im Verkehrssektor zu erreichen, werden v.a. Biokraftstoffe den fossilen Benzin- und Dieselmotoren beigemischt. In der Regel liegen die Grenzen für die Beimischung von Biodiesel (FAME) zu fossilem Diesel sowie Bioethanol zu Ottokraftstoff/Benzin bei 5 % (volumetrisch). In einigen Mitgliedstaaten werden auch bereits höhere Beimischungen bzw. reine Biokraftstoffe genutzt und sind in entsprechenden Normen definiert. Einen Überblick zum aktuellen Stand der Beimischungsgrenzen von Biokraftstoffen in Kraftstoffen gibt Abbildung 5.7.

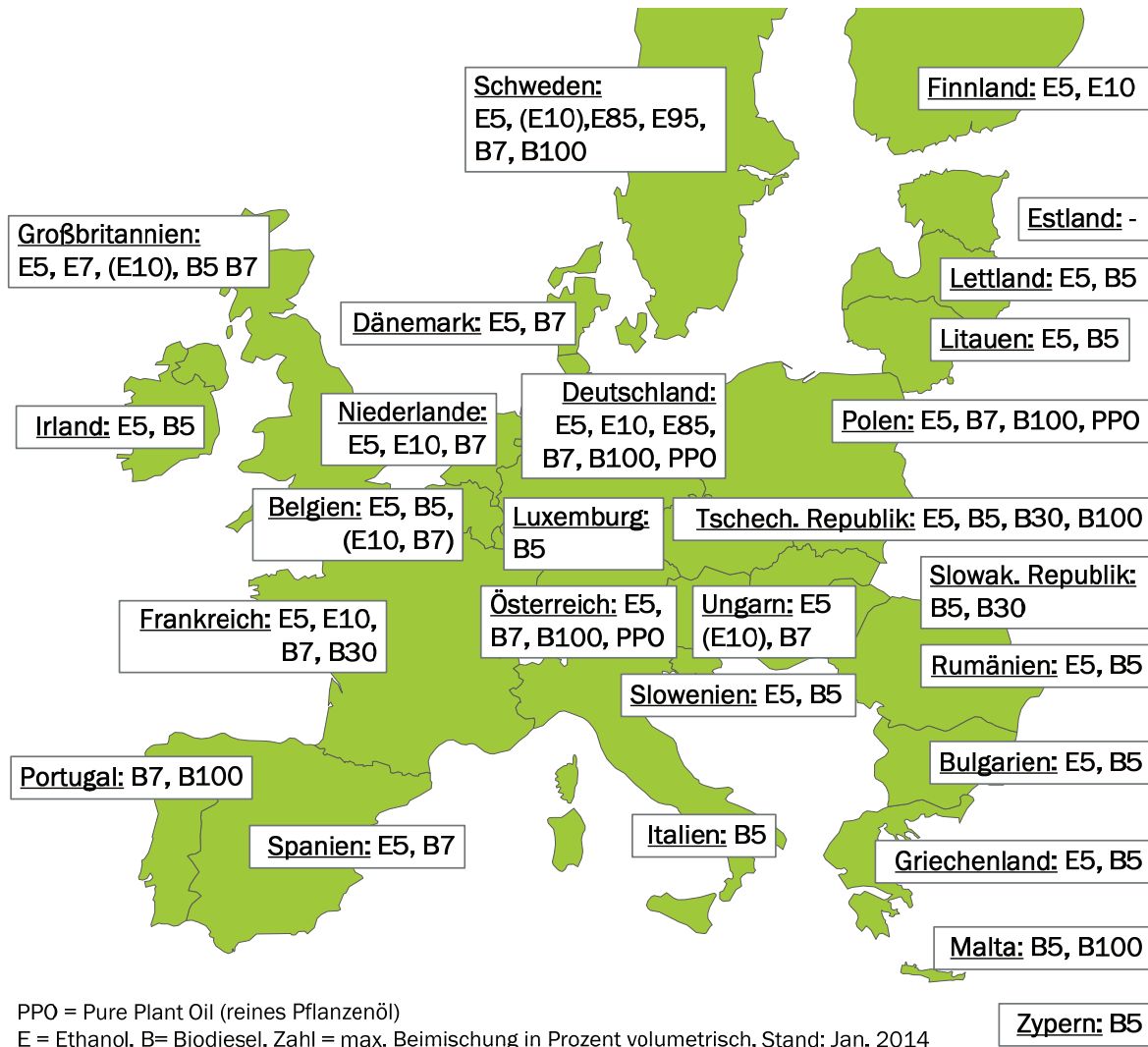


Abbildung 5.7 Beimischungsgrenzen für Biokraftstoffe in der EU 2014 (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

5.3 Tankstellenstruktur Deutschland

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 vermutlich kaum noch Tankstellen in Betrieb.

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 5.1). 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 5.1 gegeben.

Tabelle 5.1 Anzahl an Biokraftstofftankstellen in ausgewählten europäischen Staaten (FUELCAT, 2012; GIBGAS, 2012)

Länder	Bioethanol E85	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 5.8 dargestellt. Die Anzahl der Tankstellen für die Reinkraftstoffe Pflanzenöl und Biodiesel nimmt entsprechend des deutlich abnehmenden Absatzes ebenfalls stark ab. Die Zahl der Pflanzenöltankstellen hat sich zwischen 2010 und 2013 auf geringem Niveau etwa halbiert (von 377 auf 177). Sowohl Biodiesel als auch Pflanzenöl werden nahezu nicht mehr als Reinkraftstoff genutzt, daher ist davon auszugehen, dass auch die Tankstellen für diese Reinkraftstoffe kurzfristig wegfallen. Die Anzahl der Erdgastankstellen (CNG) und damit potenziellen Biomethantankstellen liegt 2013 bei knapp 1.000 (ERDGAS, 2013).

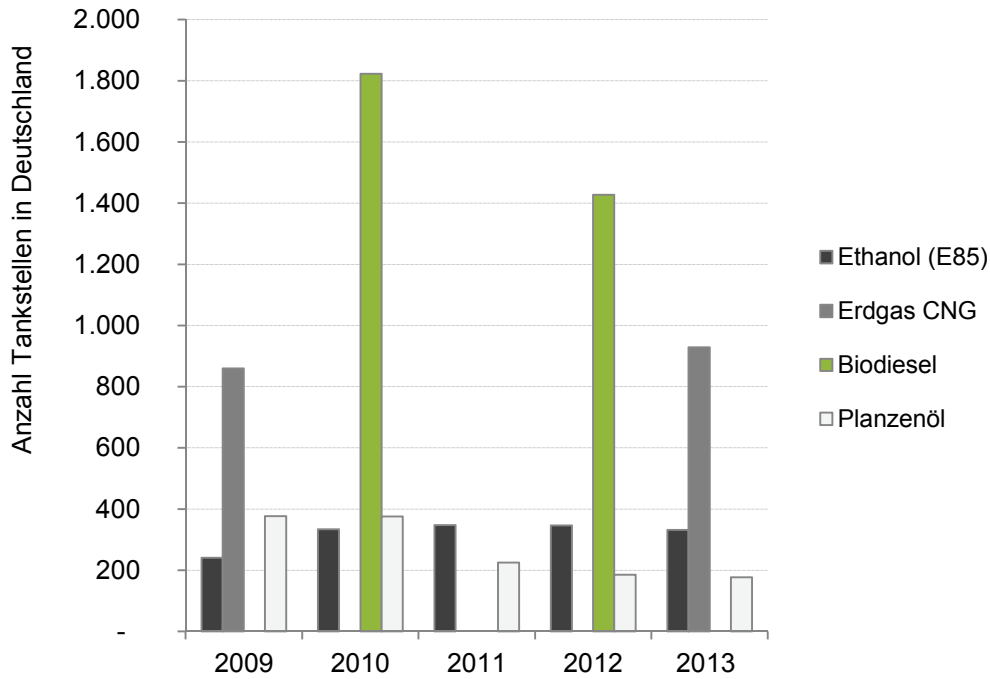


Abbildung 5.8 Bestandsentwicklung Biokraftstofftankstellen in Deutschland (DBFZ auf Basis von (AEE, 2012; BDBE; ERDGAS, 2013; GIBGAS, 2010; INEEDFUEL, 2010, 2012), © DBFZ)

6 Nutzung von Biokraftstoffen

6.1 Biokraftstoffverbrauch in Deutschland

Der Absatz von Biodiesel für den Reinkraftstoff- und Beimischungsmarkt stieg auf 3,3 Mio. t/a in 2007. Seit 2008 sinkt der Absatz von Biodiesel als Reinkraftstoff, während sich der Absatz auf dem Beimischungsmarkt erhöht. Insgesamt nahm der Biodieselvebrauch in Deutschland ab und lag 2012 bei etwa 2,25 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 und seitdem weiter abnimmt. Bioethanol mit 85 % Bioethanolanteil (E85) wird in Deutschland nicht in nennenswertem Umfang eingesetzt. In 2012 wurden in Deutschland insgesamt 1,25 Mio. t Ethanol und ETBE eingesetzt. (BAFA)

In der Amtlichen Mineralölstatistik werden bisher hydrobehandelte Öle und Fette (HVO/HEFA) nicht getrennt ausgewiesen sondern werden kumuliert mit FAME als Biodiesel ausgewiesen. Laut Bundesregierung wurden im Jahr 2012 zur Quotenerfüllung ca. 0,42 Mio. t (ca. 0,54 Mrd. l) HVO eingesetzt.

In Abbildung 6.1 ist der sukzessive Wegfall der Nutzung von Pflanzenöl und Biodiesel als Reinkraftstoff deutlich zu erkennen, vor allem seit 2009. Zum einen ist dies auf die in diesem Zeitraum stark gestiegenen Weltmarktpreise für Pflanzenöle zurückzuführen. Zum anderen erfolgte in den vergangenen Jahren ein schrittweiser Anstieg der Besteuerung für Reinkraftstoffe. Der Einsatz von Reinkraftstoffen verlor dadurch an ökonomischer Attraktivität.

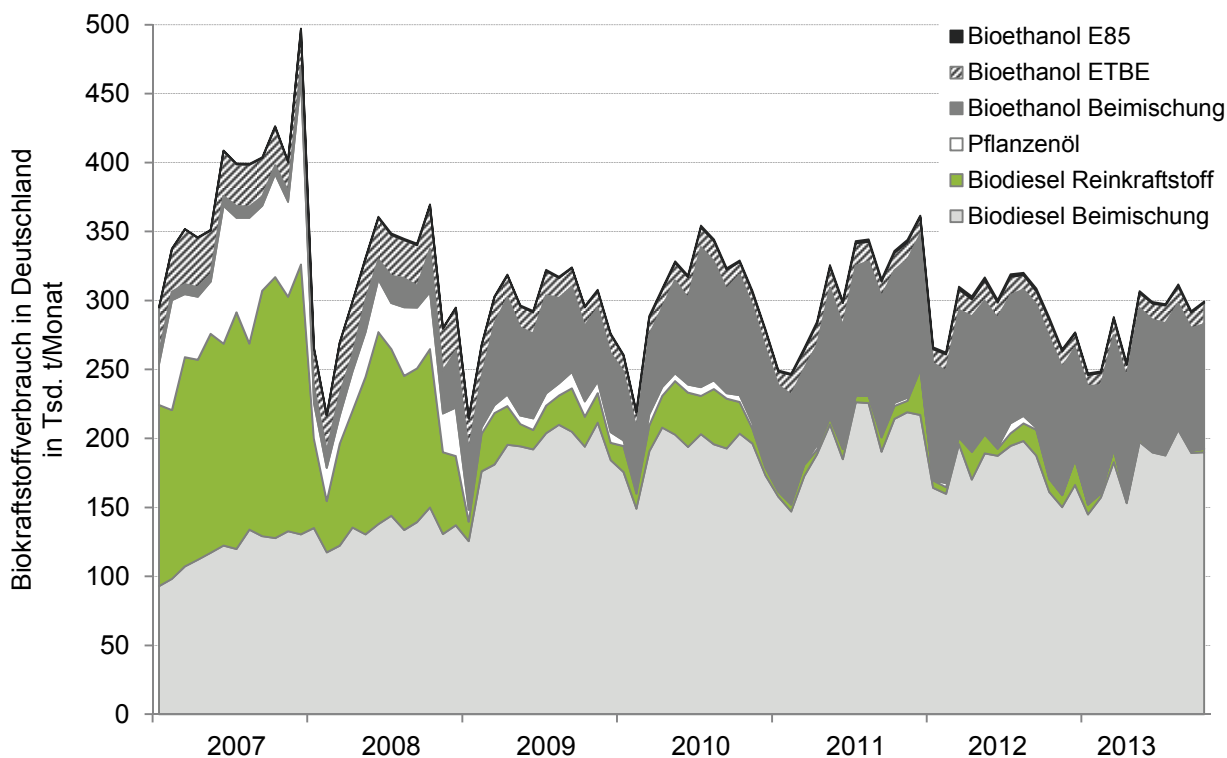


Abbildung 6.1 Monatlicher Biokraftstoffverbrauch in Deutschland 2007 bis 2013 (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA), © DBFZ)

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 2012 auf nur 25 Tsd. t/a und liegt in 2013 bei nahezu 0. (BAFA)

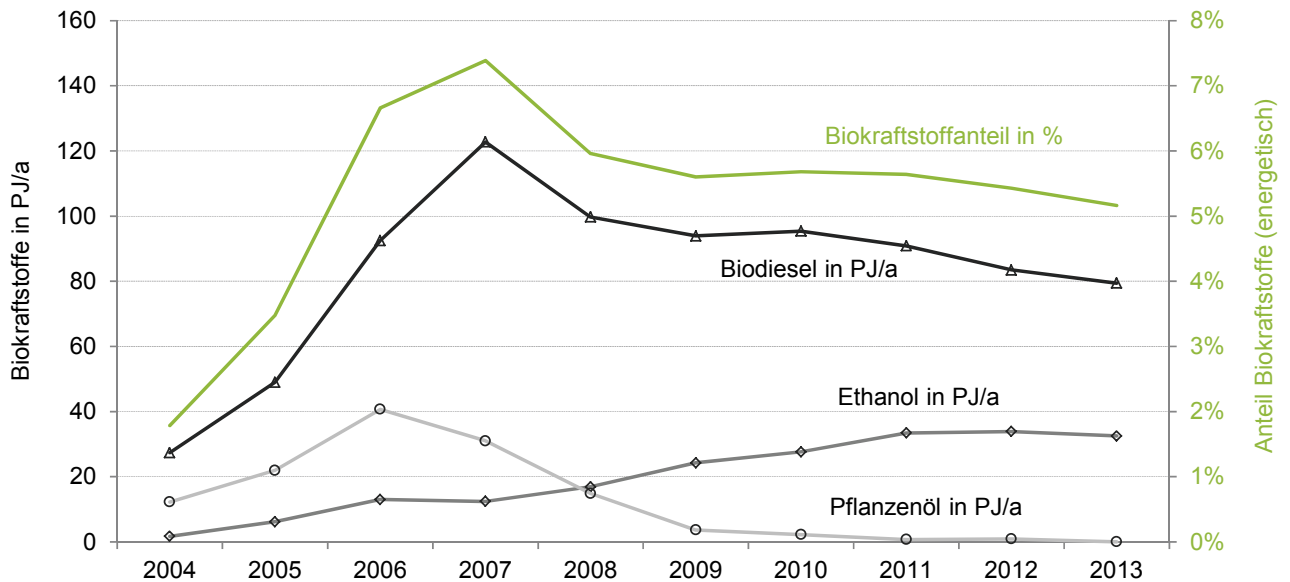


Abbildung 6.2 Entwicklung von Menge und Anteil der Biokraftstoffarten am Kraftstoffverbrauch in Deutschland (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA; BMF, 2007), 2013: Nov. und Dez. Prognose DBFZ, © DBFZ)

Der Biokraftstoffanteil am gesamten Kraftstoffverbrauch in Deutschland sank von 7,2 % in 2007 auf etwa 5,2 % (energetisch) in 2013. Wie in Abbildung 6.1 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 (idF. v. 2006)), während zeitgleich die Pflanzenölpreise deutlich stiegen (AMI). Zudem werden seit 2012 in Deutschland vermehrt Biokraftstoffe aus Abfall- und Reststoffen (v. a. Biodiesel aus Altspeisefett) eingesetzt, die doppelt auf die energetische Quote von 6,25 % angerechnet werden können. Daher sinkt die physische Biokraftstoffmenge, die zur Quotenerfüllung benötigt wird (vgl. Kapitel 2.1.5).

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 Dieselkraftstoff liegen.

Des Weiteren wird in Biomethan als Kraftstoff in Deutschland genutzt, welches zumeist von Produzenten direkt vertrieben und über 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). Die BLE weist für die Jahre 2011 und 2012 etwa 0,2 bzw. 0,9 PJ/a zertifiziertes Biomethan mit Quotenanrechnung aus, sowie weitere ca. 0,1 PJ (2011) bzw. 0,25 PJ (2012) Biomethan im Kraftstoffsektor ohne Anrechnung auf die Quote. Das BMF weist hingegen für 2012 erstmalig eine Menge von 1,2 PJ Biomethan zur Anrechnung auf die Biokraftstoffquote aus.

6.2 Energiebedarf im Verkehrssektor

6.2.1 Energiebedarf im Verkehrssektor weltweit

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)

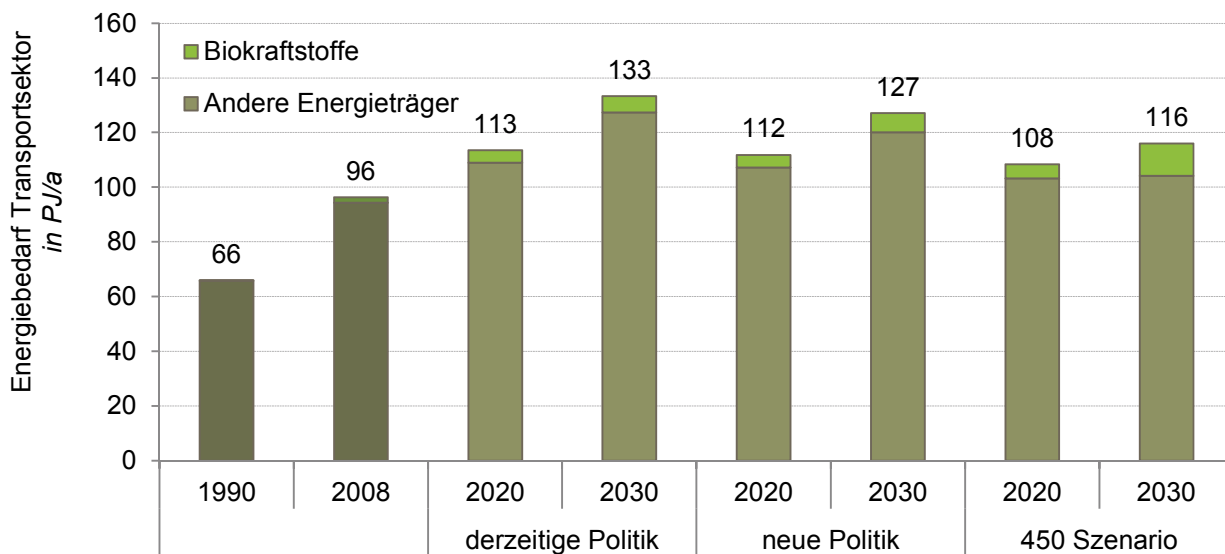


Abbildung 6.3 Entwicklung Energiebedarf im Transportsektor weltweit (geänderte Darstellung auf Basis von (IEA, 2010), © DBFZ)

6.2.2 Kraftstoffe und Verkehrssektoren Deutschland

Der Gesamtbedarf an Endenergie im Verkehr ist seit 2000 leicht abnehmend. Wie Abbildung 6.4 zeigt, nimmt dabei vor allem der Bedarf an Dieselmotorkraftstoff und Flugbenzin stetig zu, während der Verbrauch von Benzin seit 1990 stark gesunken ist.

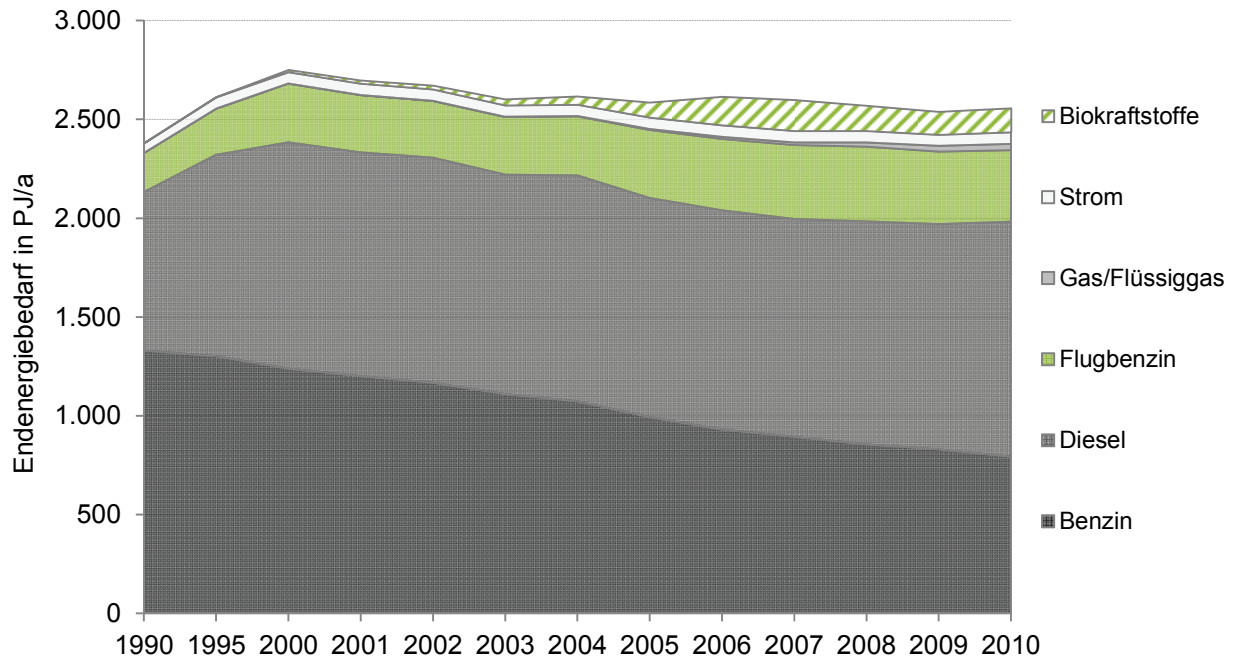


Abbildung 6.4 Endenergiebedarf in Deutschland im Verkehrssektor nach Energieträgern 1990 bis 2010 (geänderte Darstellung auf Basis von (RADKE, 2011), © DBFZ)

In Abbildung 6.5 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 Schienenverkehrs 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.

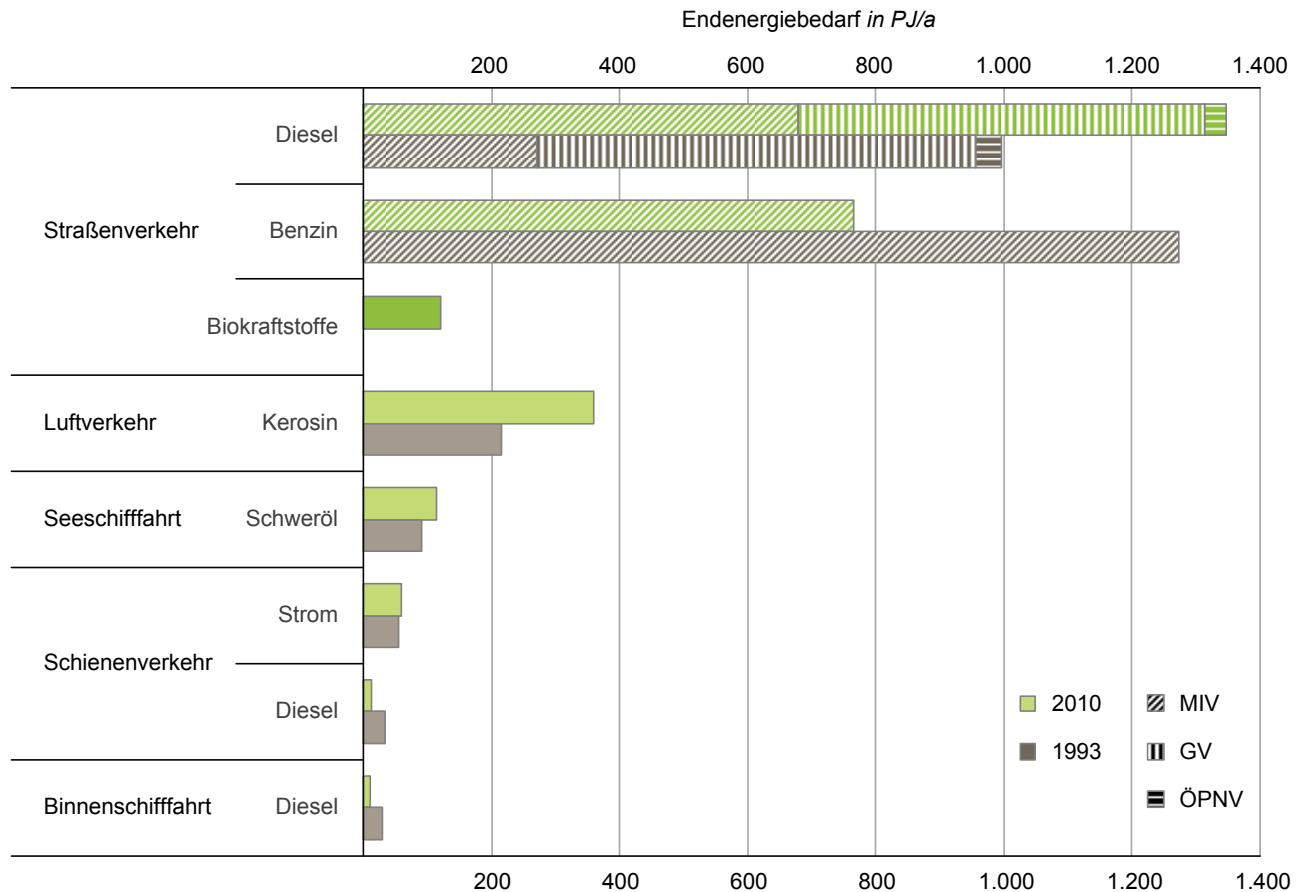


Abbildung 6.5 Endenergiebedarf in Deutschland nach Verkehrssektoren und Energieträgern 1993 und 2010 (geänderte Darstellung auf Basis von (RADKE, 2011), © DBFZ)

Wie in Abbildung 6.6 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.

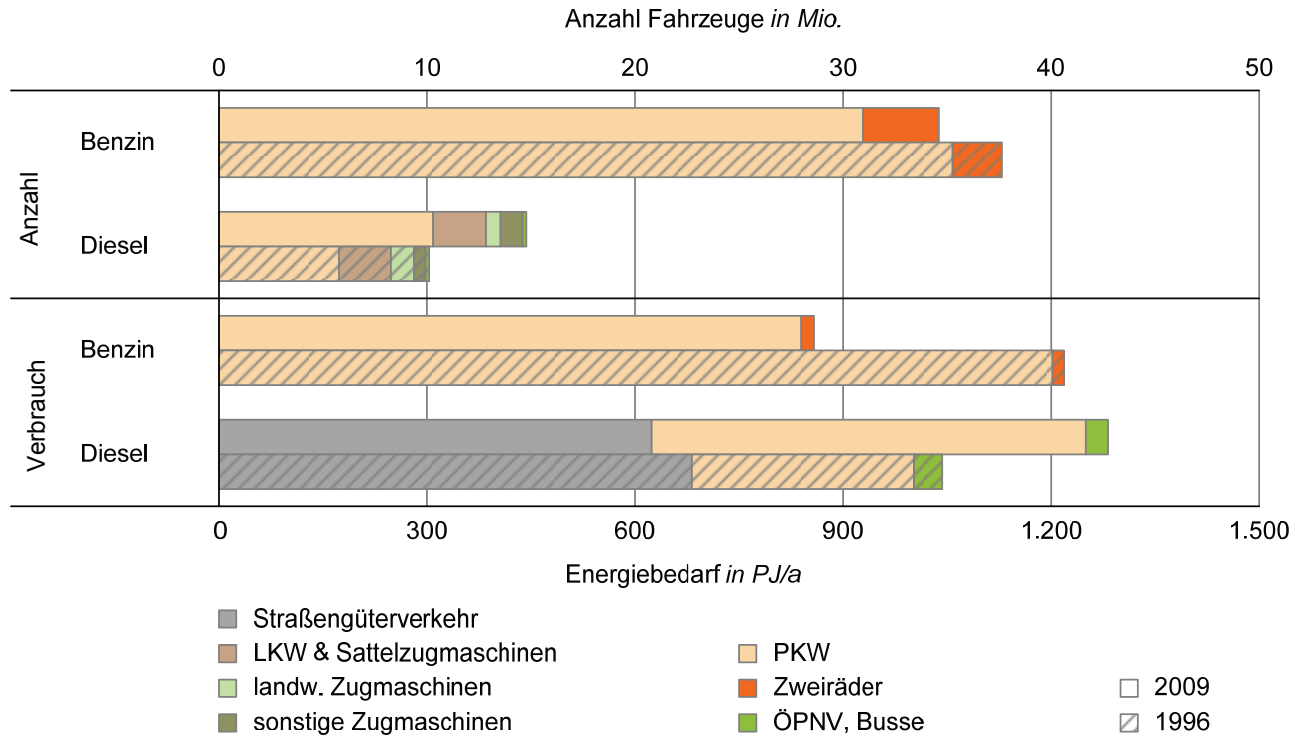


Abbildung 6.6 Kraftstoffverbrauch und Fahrzeugbestand im Straßenverkehr in Deutschland in 1996 und 2009 (geänderte Darstellung auf Basis von (RADKE, 2011), © DBFZ)

In Abbildung 6.7 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)

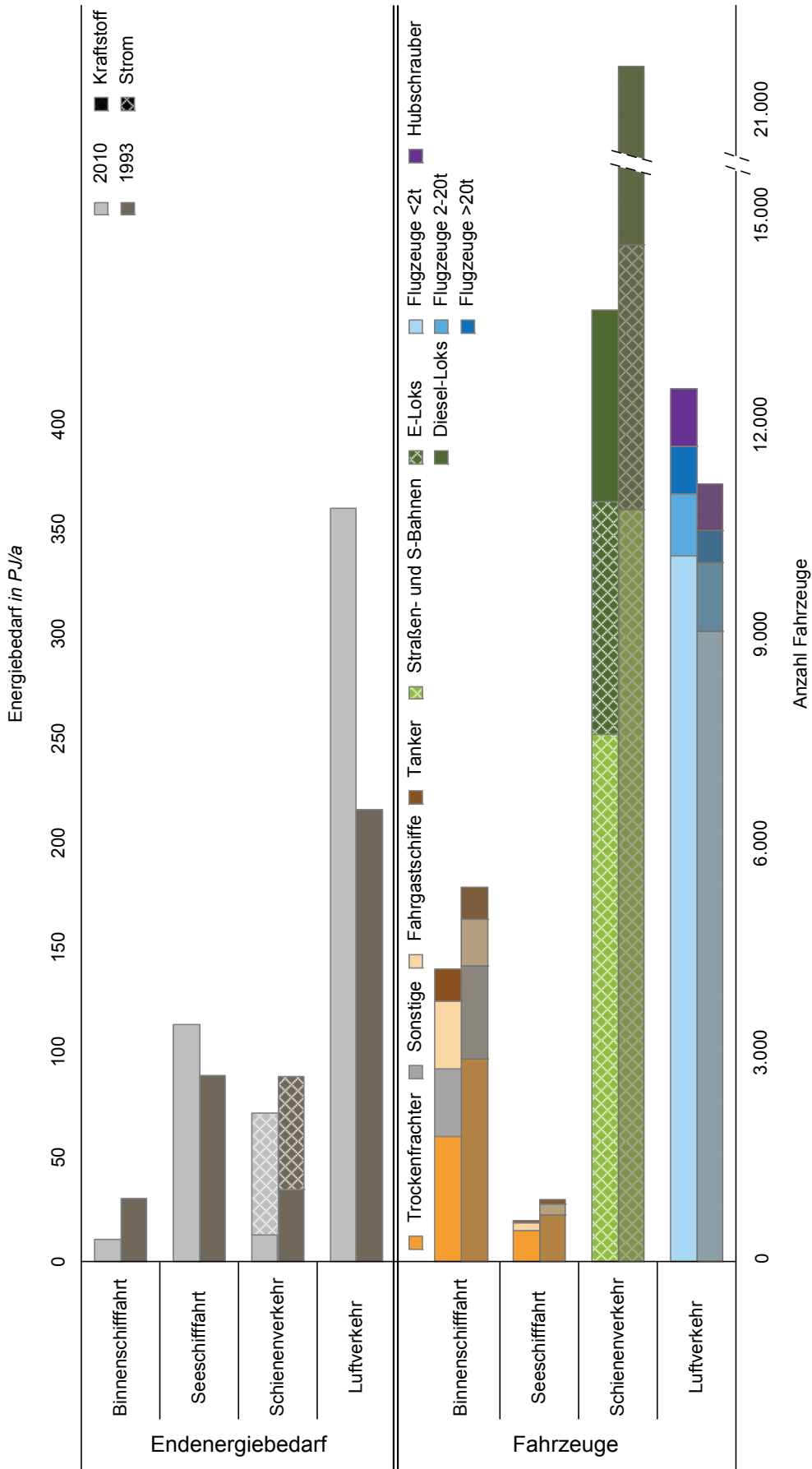


Abbildung 6.7 Endenergiebedarf und Fahrzeuge in Deutschland nach Verkehrssektoren ohne Straßenverkehr 1993 und 2010 (DBFZ auf Basis von (RADKE, 2011), © DBFZ)

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 Gestehungskosten 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 7.1 kurz charakterisiert.

Tabelle 7.1 Parameter ausgewählter modellhafter Anlagenkonzepte zur Biokraftstoffbereitstellung (DBFZ Datenbank unter Einbindung von (NIKANDER, 2008b; SENN & LUCÀ, 2002; SPRENKER, 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
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 ($\triangleq 255.000 \text{ t}_{\text{RME}}/\text{a}$) 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). Hydrobehandelte 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 ($\triangleq 207.000 \text{ t}_{\text{HVO}}/\text{a}$) sind als Ausgangssubstrate gemäß der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung zertifizierte Pflanzenöle vorgesehen. Die Verarbeitung des vorraffinierten Pflanzenöls erfolgt dann in einer Stand-Alone-Anlage und ist nicht in eine bestehende Raffinerie integriert, womit die Herkunft des HVO eindeutig zugeordnet werden kann. Bei der Vorbehandlung des zugekauften Rohpflanzenöls ist zunächst eine Entschleimung vorgesehen. Durch den Zusatz von Alkaliphosphaten und Phosphorsäure lassen sich im Öl gelöste Lecithine, Kohlenhydrate und Proteine ausfällen. Die ausgeflockten Verbindungen setzen sich ab und werden durch Zentrifugieren abgetrennt. Danach wird mittels katalytisch gestützter Reaktionen und Wasserstoff der Glycerinrest abgespalten, aus dem sich Propan bildet, Doppelbindungen zu Einfachbindungen aufgespalten, Heteroatome aus den Fettsäuren entfernt und eine Isomerisierung erzwungen. Durch Destillation wird das Produktgemisch in verschiedene Produkte aufgetrennt.

Bioethanol (Weizen). Für die Bereitstellung von Bioethanol wird ein großtechnisches Anlagenkonzept auf der Basis von Weizenkornvergärung analysiert. Das entstehende Bioethanol kann als Teilsubstitut von Ottokraftstoff oder als Reinkraftstoff (E100) in den Verkehr gebracht werden. Die Kapazität des untersuchten Anlagenkonzepts beträgt 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 €/ct/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 (idF. v. 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 mittleren Kraftstoffgestehungskosten überführt (Abbildung 18). Für alle Berechnungen der Gestehungskosten sind der untere Heizwert (Hi) 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.

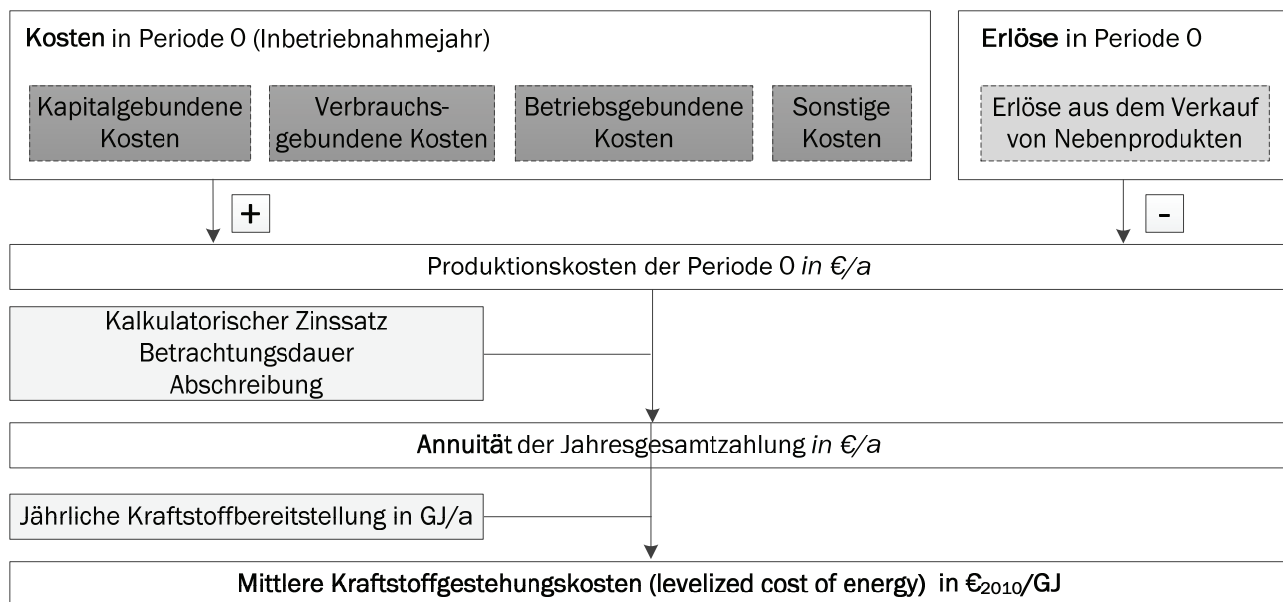


Abbildung 7.1 Kalkulationsmodell zur Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten (Zeymer 2013, © DBFZ)

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)

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

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

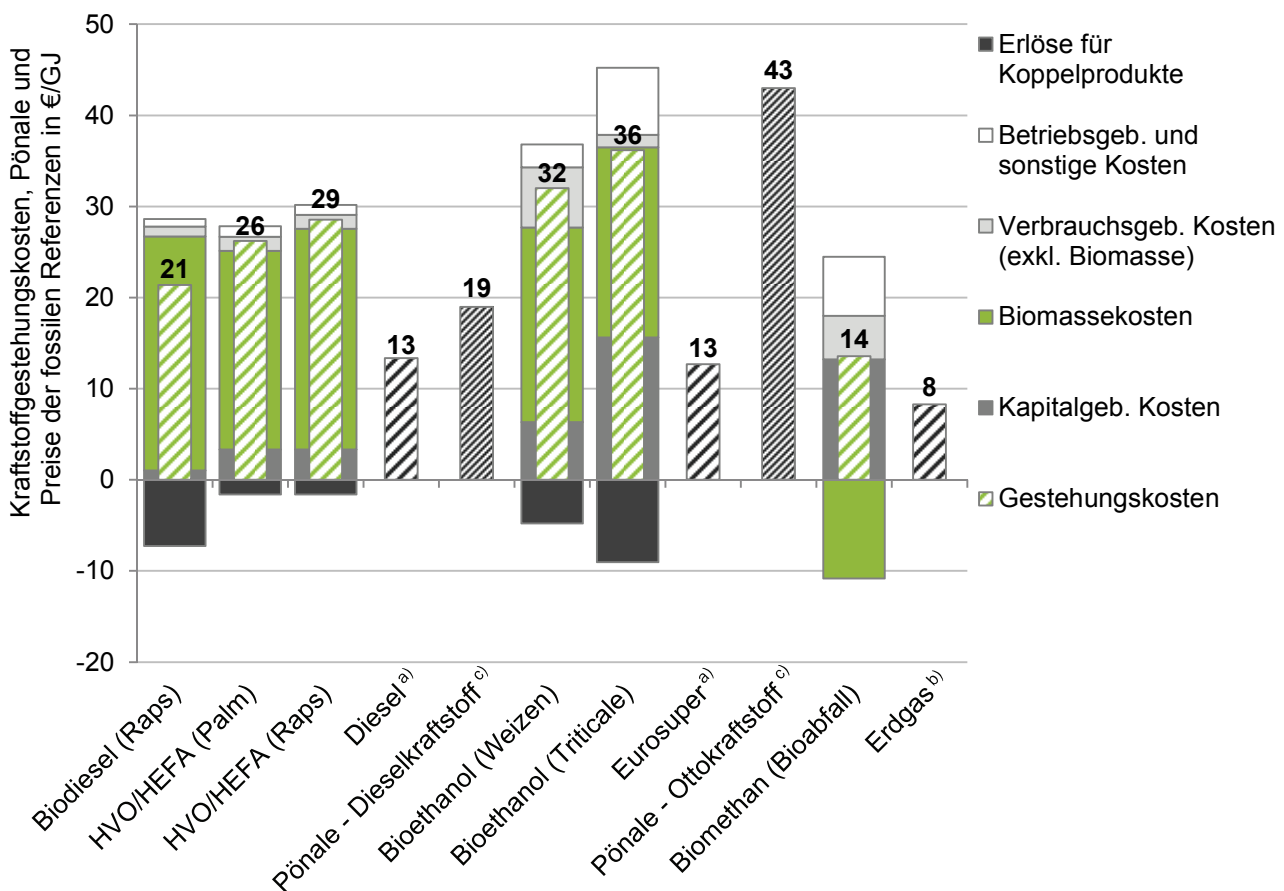
7.2.2 Gestehungskosten der Biokraftstoffkonzepte

Für die Berechnung der Kraftstoffgestehungskosten sind die Annahmen der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Tabelle 7.2 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 7.2 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 (Stroh)	-35
Strompreis (€/kWh)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,12	0,12
Mitarbeiteranzahl (MA)	81	35	35	28	2	2
Personalkosten (€/ (MAa))	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 7.2 sind die Kraftstoffgestehungskosten der Konzepte, die anfallenden Strafabgaben (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 (Hi). 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 (Hi) (Jahresmittel 2010), zuz. vermiedener Netznutzungsentgelte (1,9 €/GJ)

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

Abbildung 7.2 Biokraftstoffgestehungskosten im Vergleich zu fossilen Referenzen (eigene Berechnungen, © DBFZ)

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 €/GJ (4,9 €/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 €/kWh) lagen

(BUNDESNETZAGENTUR, 2011). Der Grund dafür ist der Erlös, der für die Verwertung von Bioabfällen (35 €/tFM) 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 €/MWh 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 7.3 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.

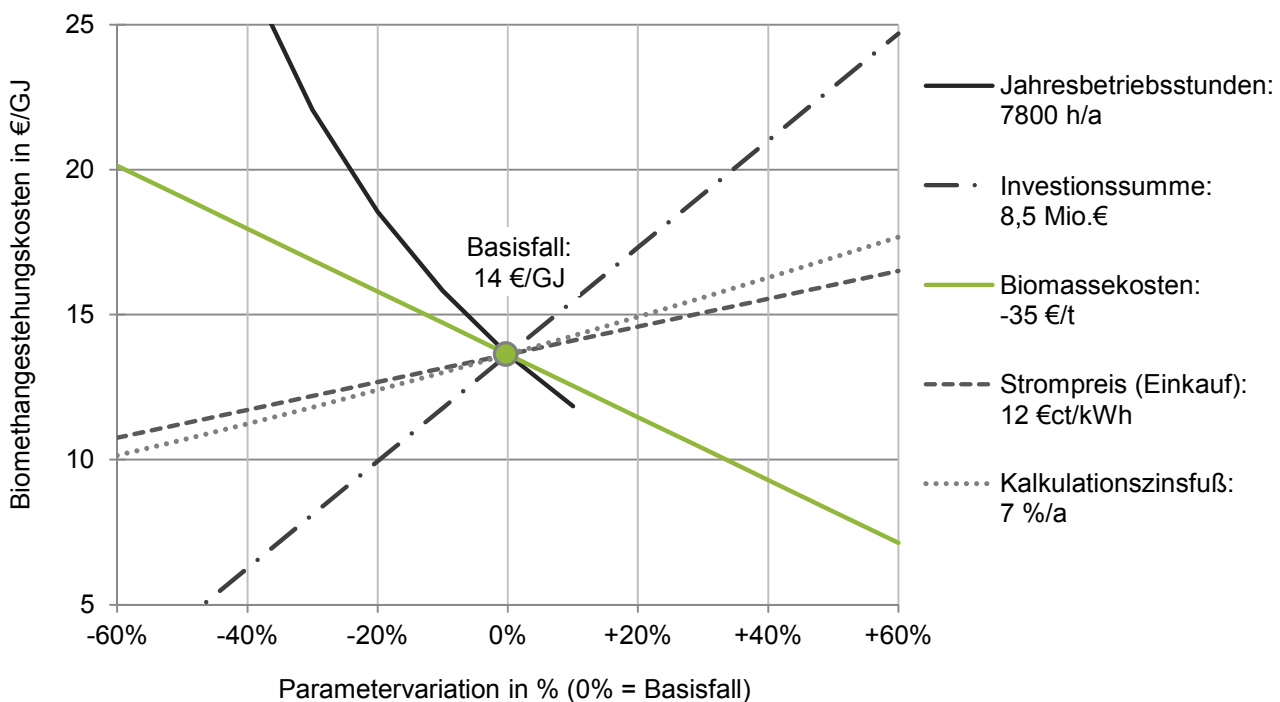


Abbildung 7.3 Sensitivitätsbetrachtung der Biomethangestehungskosten aus Bioabfällen mit Angabe der Basisannahmen (© DBFZ)

Exemplarisch für dieselähnliche Biokraftstoffe sind in Abbildung 7.4 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.

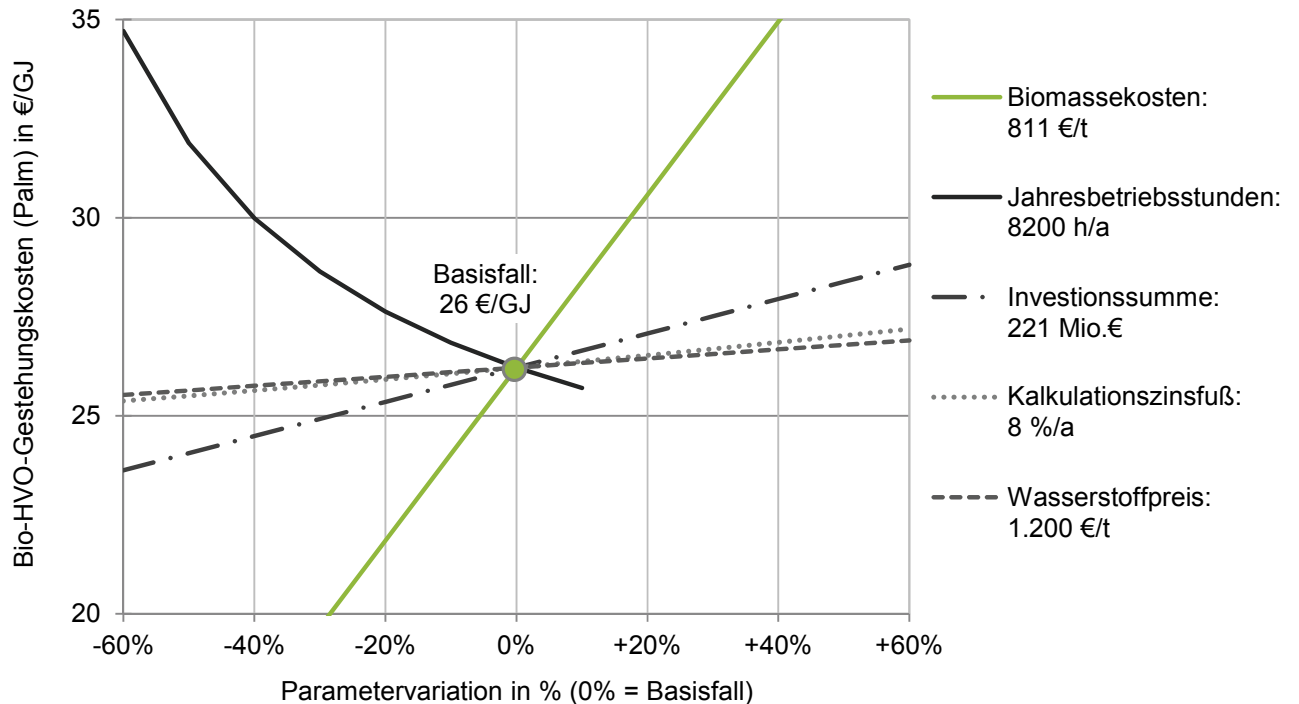


Abbildung 7.4 Sensitivitätsbetrachtung der HVO/HEFA-Gestehungskosten (Palm) mit Angabe der Basisannahmen (© DBFZ)

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 7.5 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.

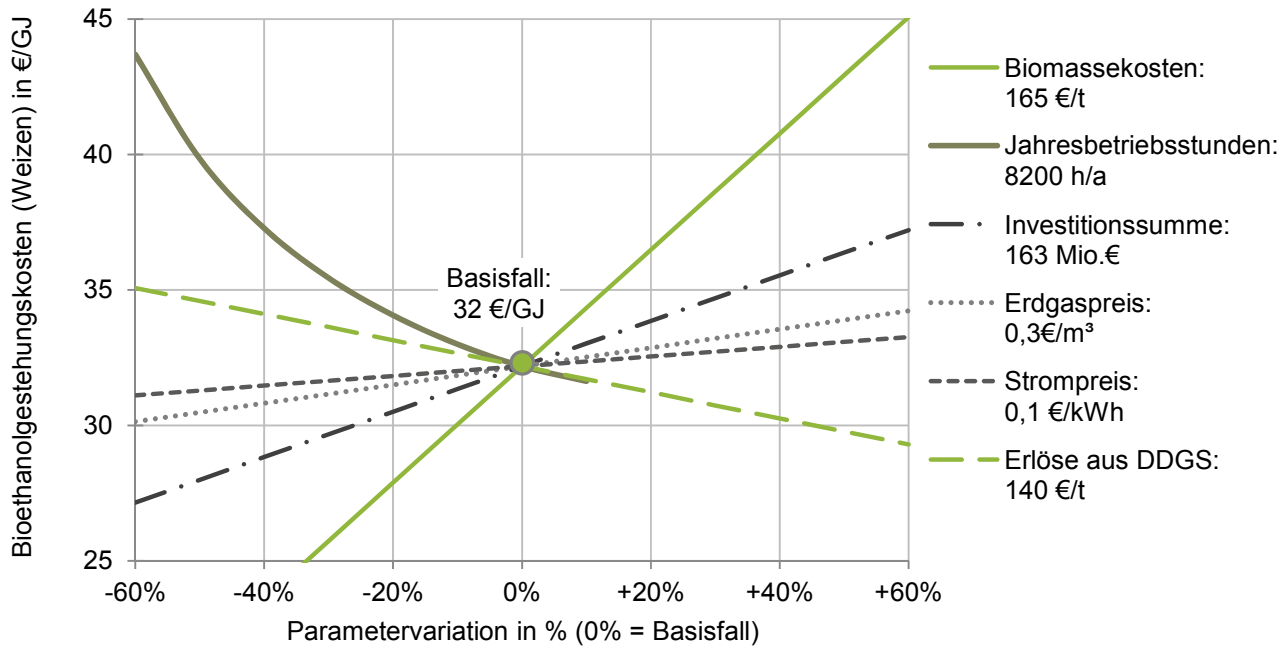


Abbildung 7.5 Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanolgestehungskosten (Weizen) mit Angabe der Basisannahmen (© DBFZ)

In Abbildung 7.6 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.

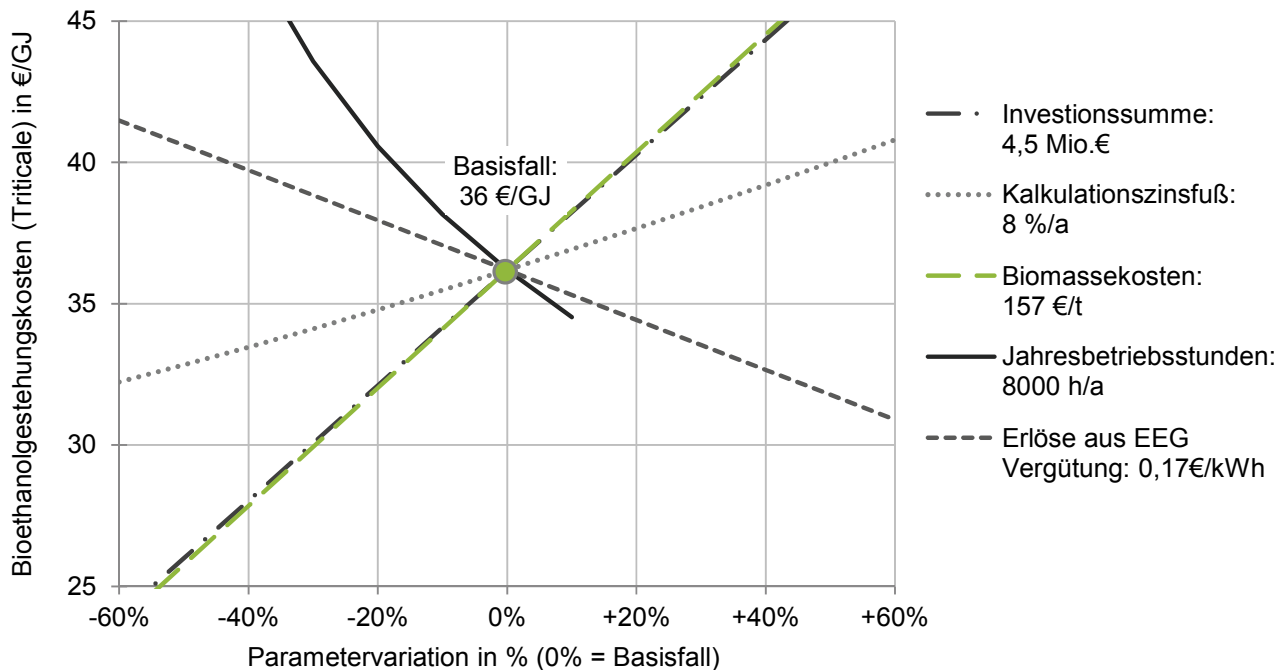
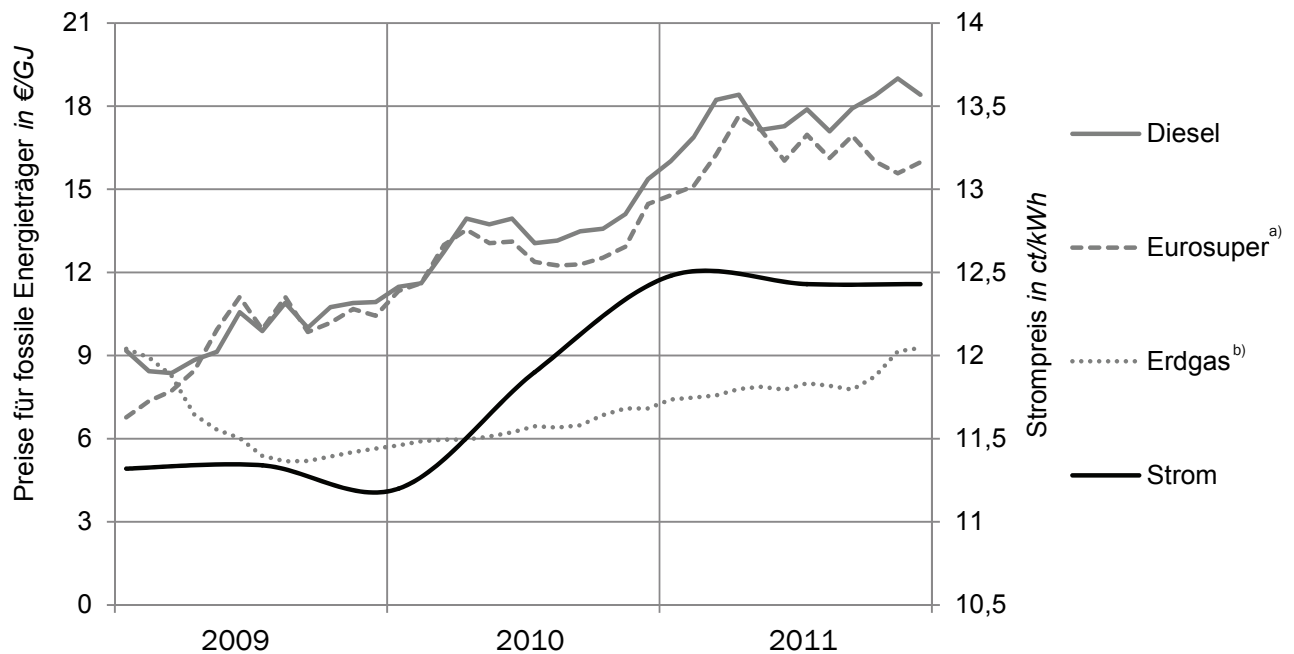


Abbildung 7.6 Sensitivitätsbetrachtung der Bioethanolgestehungskosten (Triticale) mit Angabe der Basisannahmen (© DBFZ)

Da die Gesteungskosten 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 7.7 ist die Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe bzw. Energieträger sowie elektrischer Energie (Industrie) dargestellt. Im Vergleich mit Abbildung und Abbildung 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.



a) Grenzübergangspreis bezogen auf den Heizwert (H_i)

b) Industrie, inkl. Steuern, ohne MwSt.

Abbildung 7.7 Preisentwicklung fossiler Kraftstoffe und Strom (geänderte Darstellung auf Basis von (BAFA, 2012; EUROSTAT, 2012a; MWV, 2012a, 2012b), © DBFZ)

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 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.

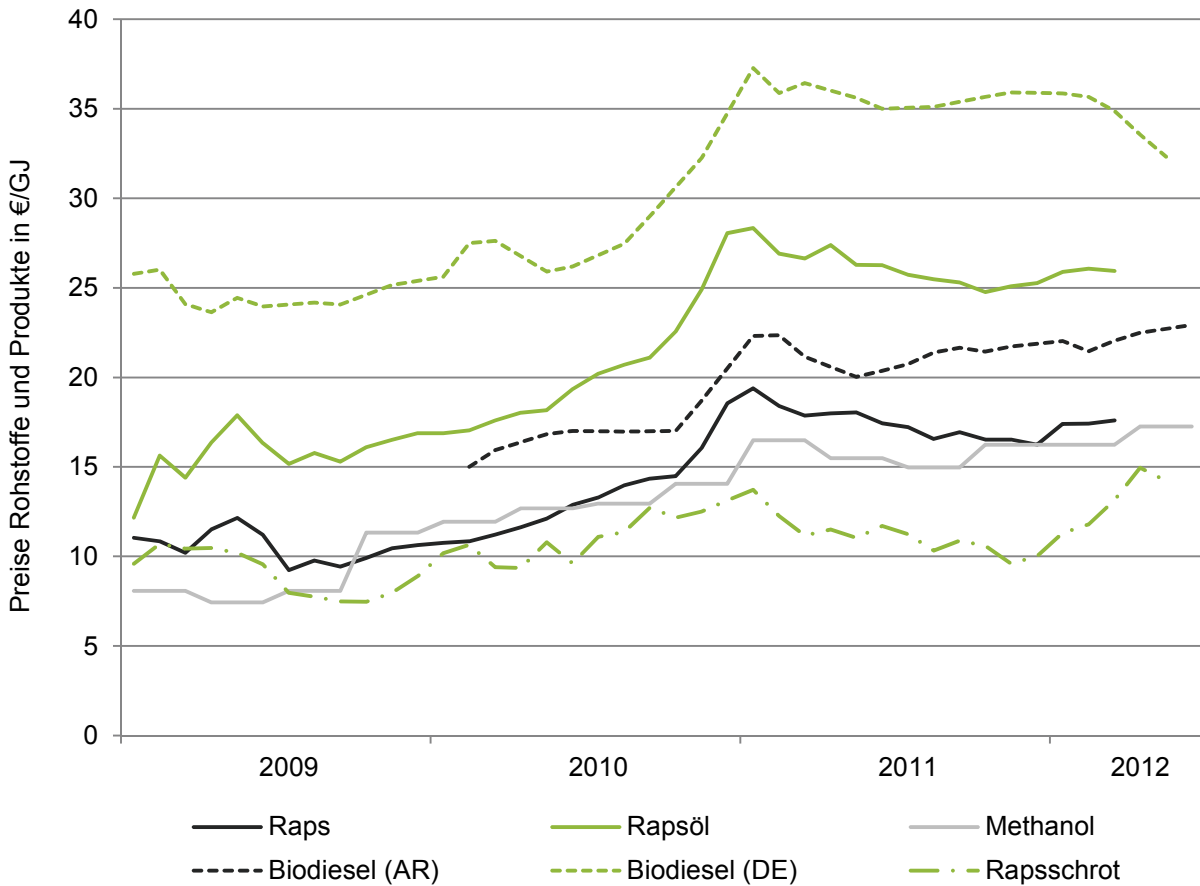


Abbildung 7.8 Preisentwicklungen für Rohstoffe und Produkte der Biodieselproduktion seit 2009 (geänderte Darstellung auf Basis von (AMI; F.O.LICHTA; METHANEX, 2012; UFOP), © DBFZ)

In Abbildung 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.LICHTA)

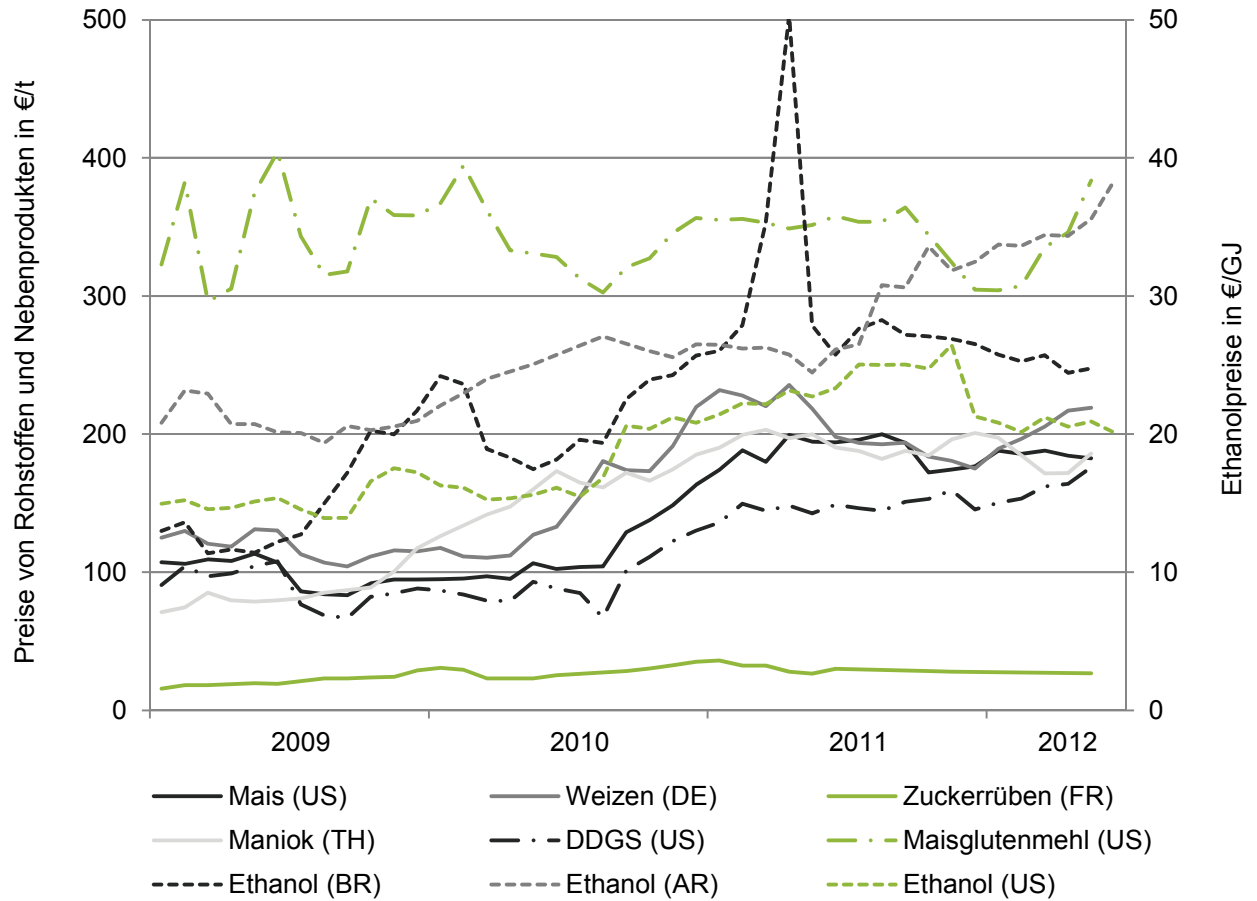


Abbildung 7.9 Preisentwicklungen für Rohstoffe und Produkte der Bioethanolproduktion ab 2009, Wechselkurs tagesgenau (geänderte Darstellung auf Basis von (F.O.LICHTA), © DBFZ)

7.3 Treibhausgasvermeidungskosten

Eine Übersicht der ermittelten THG-Vermeidungskosten und THG-Einsparungen der untersuchten Biokraftstoffe enthält Abbildung 7.10. Dabei liegen die THG-Vermeidungskosten in einem Bereich von 113 €/tCO₂-Äq. für Biomethan aus Bioabfällen bis 456 €/tCO₂-Äq. für Bioethanol aus Weizen.

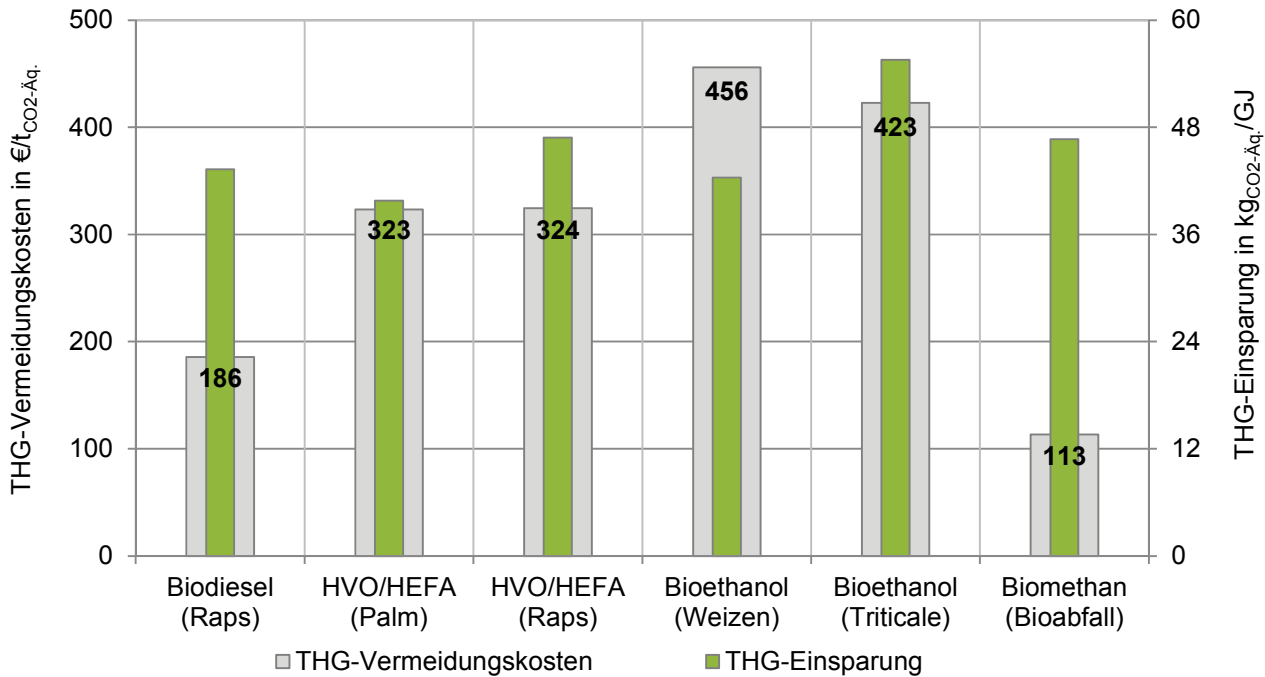


Abbildung 7.10 Treibhausgasvermeidungskosten und THG-Einsparungen von Biokraftstoffen (eigene Berechnungen, © DBFZ)

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 €/tCO₂-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 Treibhausgaseminderung 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 €/tCO₂-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 (idF. v. 2009)) und deren nationalen Umsetzung in Form der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BIOKRAFTNACHV (idF. v. 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 (idF. v. 2006)) nur dann angerechnet werden, wenn sie diese Vorgaben einhalten. Vor diesem Hintergrund wurden für die vorhergehend beschriebenen Modellanlagen unterschiedlicher Biokraftstoffoptionen die Treibhausgasemissionen (d. h. CO₂-Äquivalente) bilanziert, die Ergebnisse den in der EU RED enthaltenen Standardwerten gegenübergestellt und Minderungspotenziale gegenüber der fossilen Referenz ermittelt.

8.2 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 8.1 zusammengefasst.

Tabelle 8.1 Wesentliche Aspekte der EU RED

Rohstoff	EU RED
Systemgrenzen/Bilanzgrenzen	Well-to-Wheel (d. h. vom Anbau bis zur Tankbefüllung, Emissionen aus der motorischen Verbrennung werden mit Null angesetzt) inklusive direkter Landnutzungsänderungen ab 2008
THG-Minderungspotenzial gegenüber fossiler Referenz	35% ab Inkrafttreten 50 % ab 2017

(mind.)	(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 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 Charakterisierungsfaktoren 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.

8.3 Ergebnisse

Die entsprechend der erläuterten Methodik berechneten THG-Emissionen für die Bereitstellung von 1 MJ Kraftstoff aus den Modellanlagen sind nachfolgend zusammengefasst. Abbildung 8.1 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.

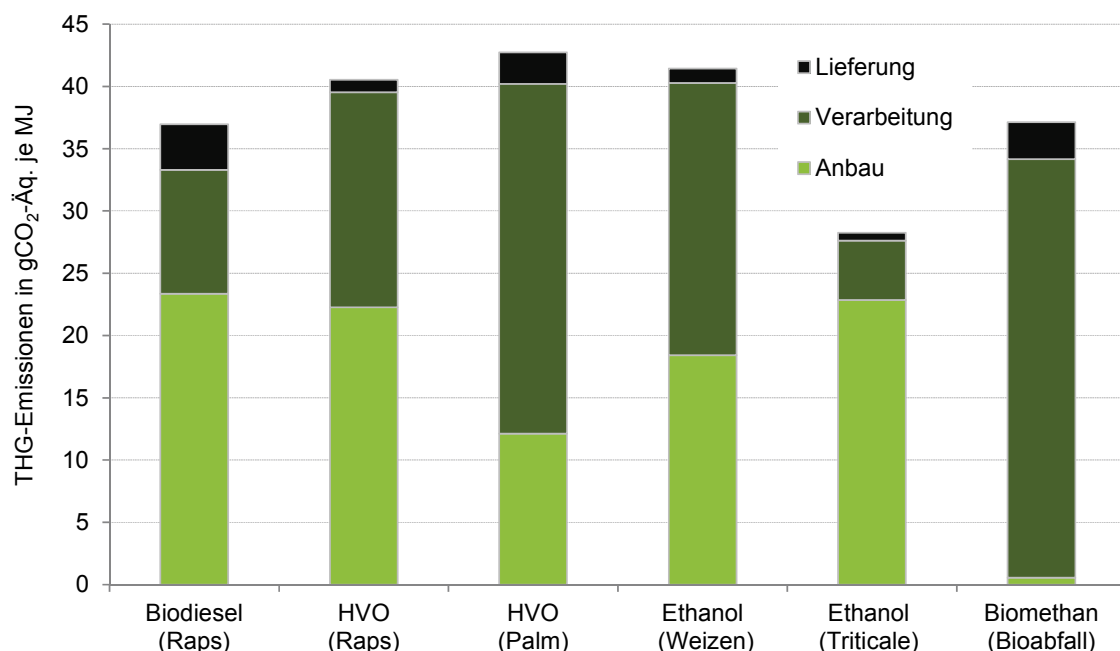


Abbildung 8.1 THG-Emissionen in g CO₂-Äquivalent je MJ Kraftstoff (© DBFZ)

Die THG-Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Anbau (hellgrün dargestellt) werden im Wesentlichen von den Flächenerträgen, dem Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen und dem Einsatz

von Düngemitteln beeinflusst. Besonders groß ist der Anteil der Emissionen, die aus der Stickstoffapplikation stammen. Klimarelevante Emissionen entstehen hier bei der Düngemittelproduktion und als direkte Feldemissionen durch den applizierten Stickstoffdünger. Im Gegensatz zu den landwirtschaftlich erzeugten Rohstoffen sind mit der Bereitstellung von Rest- und Abfallstoffen kaum THG-Emissionen verbunden. Dementsprechend 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 (dunkelgrün dargestellt) der rapsölbasierten Konzepte Biodiesel (Raps) und HVO/HEFA (Raps) deutlich unter denen des Biomasseanbaus liegen, machen sie bei der Produktionskette für HVO/HEFA (Palm) den Hauptanteil der Gesamtemissionen aus. Dies ist hauptsächlich auf die emissionsintensive Behandlung der Reststoffe aus der Palmölmühle zurückzuführen. 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.

8.4 Einordnung der THG-Bilanzen und Treibhausgasreduzierungsziel

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 8.2). Die geringeren Emissionen aus dem Rapsanbau gegenüber dem Standardwert sind auf Ertragssteigerung und eine stickstoffeffizientere Rapsproduktion zurückzuführen, dies gilt auch für das Konzept HVO/HEFA (Raps). Der signifikanteste Unterschied zwischen den beiden verglichenen Werten liegt im Bereich der Emissionen aus der Verarbeitung. Dies ist in erster Linie der Tatsache geschuldet, dass der disaggregierte Standardwert der EU RED für die Verarbeitung zu Bioethanol die 1,4 fache Erhöhung eines definierten typischen Wertes darstellt. Da Biokraftstoffproduzenten zum Nachweis des THG-Minderungsziel 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.

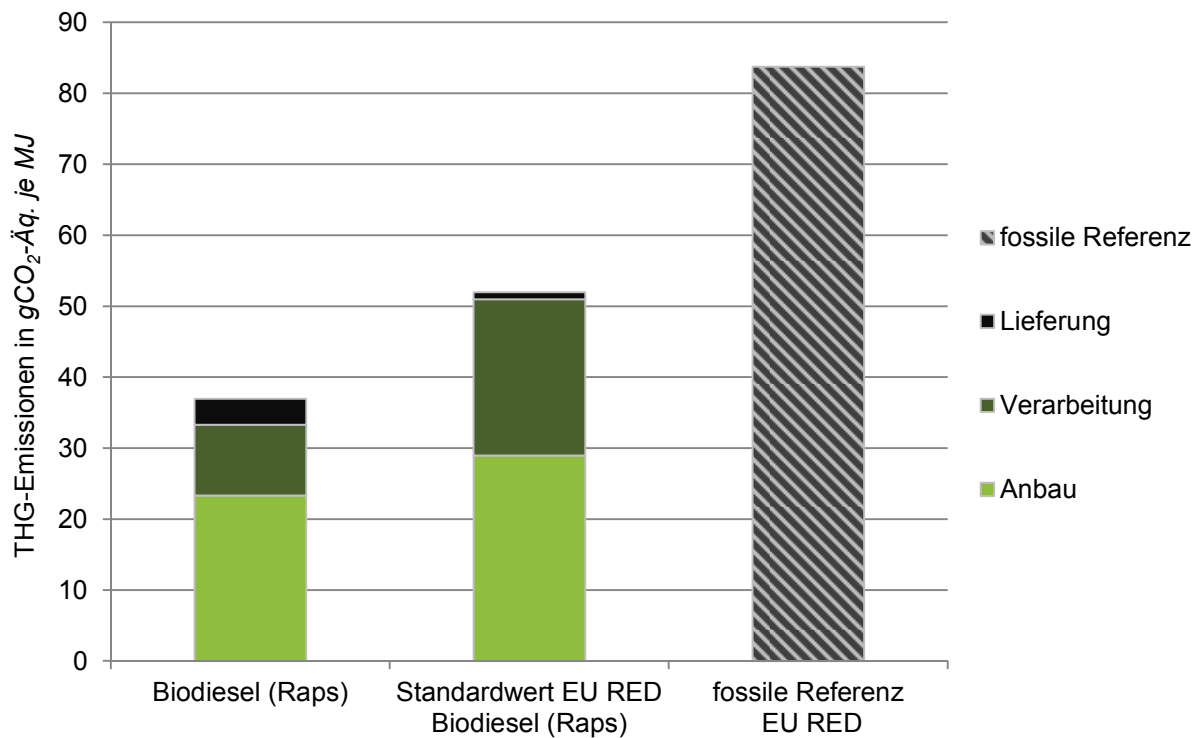


Abbildung 8.2 THG-Emissionen der Bereitstellung von Biodiesel aus Raps in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ)

HVO/HEFA (Raps). Stellt man die berechneten Gesamt THG-Emissionen der Modellanlage für die Bereitstellung hydrierten Rapsöls in Höhe von 41 g CO₂-Äq./MJ dem entsprechenden Standardwert der EU RED vergleichend gegenüber, so zeigen sich wie in Abbildung 8.3 dargestellt nur geringfügige Unterschiede mit leichten Vorteilen auf Seiten des für diese Studie gewählten Referenzkonzeptes. Analog zum Modellkonzept Biodiesel sind die geringeren Emissionen aus dem Rapsanbau gegenüber dem 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.

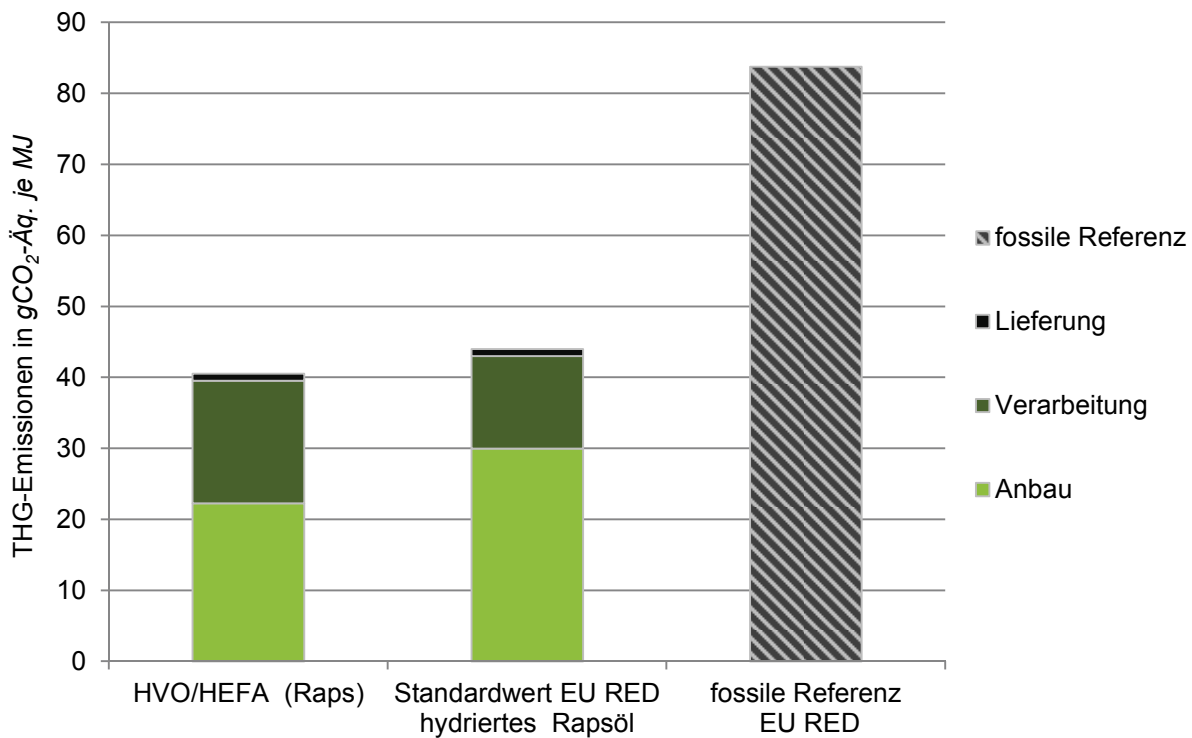


Abbildung 8.3 THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Raps) in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ)

HVO/HEFA (Palm). Im Gegensatz zu Biodiesel und HVO/HEFA (Raps) sind die berechneten THG-Emissionen des Konzeptes für hydrobehandeltes Palmöl mit einem Wert von 43 g CO₂-Äq./MJ (Abbildung 8.4) 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 bei 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.

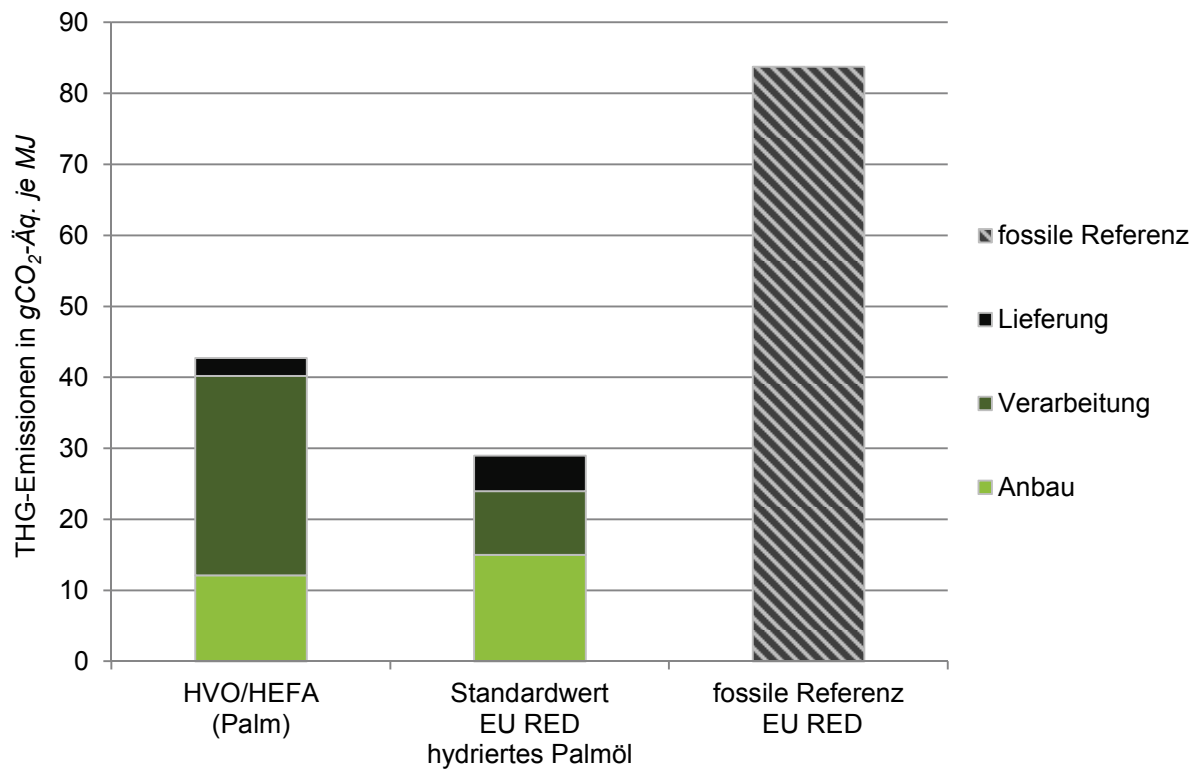


Abbildung 8.4 THG-Emissionen der Bereitstellung von HVO/HEFA (Palm) in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ)

Bioethanol (Weizen). Entsprechend der vorgestellten Methodik wurden für das gewählte Referenzkonzept (vgl. Tabelle 7.1) 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 Weizen¹⁵ gegenübergestellt. Wie Abbildung 8.5 zeigt, werden durch die Bereitstellung von Bioethanol des gewählten Referenzkonzeptes weniger klimarelevante Gase emittiert als durch die Bereitstellung von Bioethanol aus der dem Standardwert unterstellten Modellanlage. Der signifikanteste Unterschied zwischen den beiden verglichenen Werten liegt im Bereich der Emissionen aus der Verarbeitung. Dies ist in erster Linie der Tatsache geschuldet, dass der disaggregierte Standardwert der EU RED für die Verarbeitung zu Bioethanol die 1,4 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 Düngemiteleinsatz geprägt. Sowohl in der Modifizierung des Düngemiteleinsatzes als auch der Bereitstellung der benötigten Prozesswärme für die Konversion besteht bezüglich der THG-Emissionen Optimierungsbedarf und -potenzial.

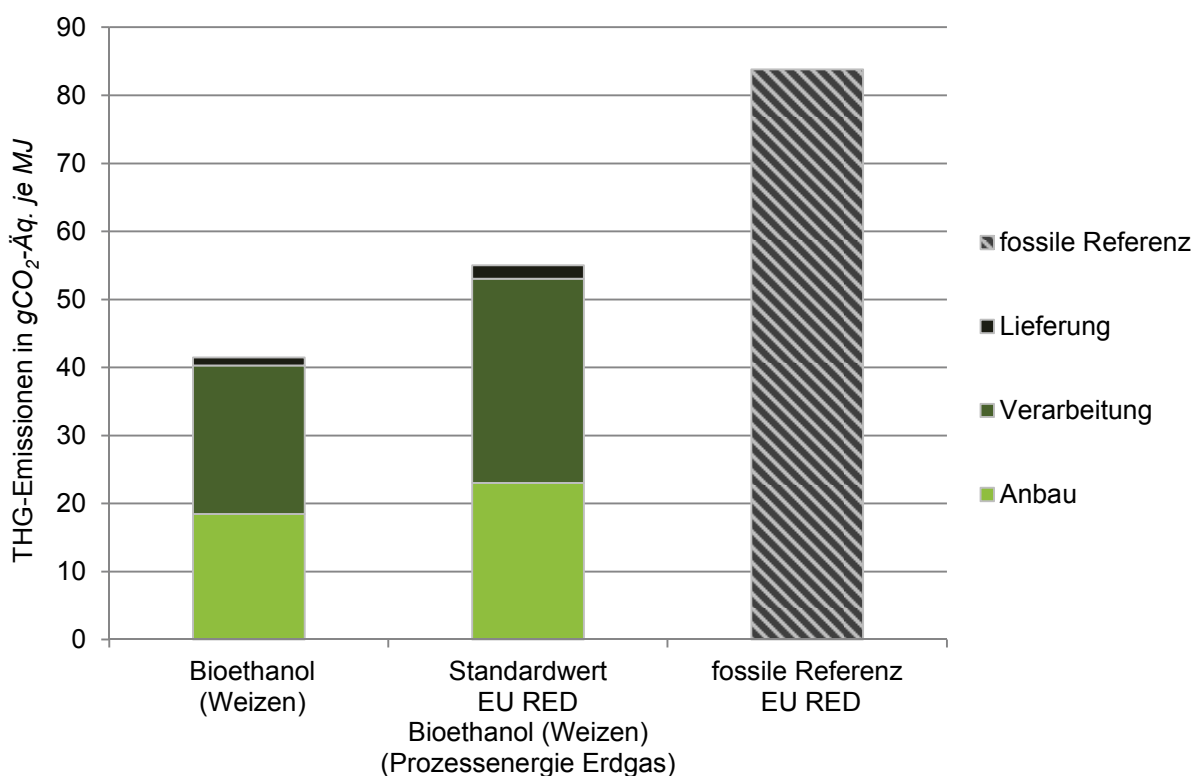


Abbildung 8.5 THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Weizen in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ)

¹⁵ Ethanol aus Weizen (Erdgas als Prozessbrennstoff in konventioneller Anlage)

Bioethanol (Triticale). Die Bilanzierung der THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Triticale ergab einen Wert von 28 g CO₂-Äq./MJ (Abbildung 8.6). 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 Bioethanolkonzepte (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.

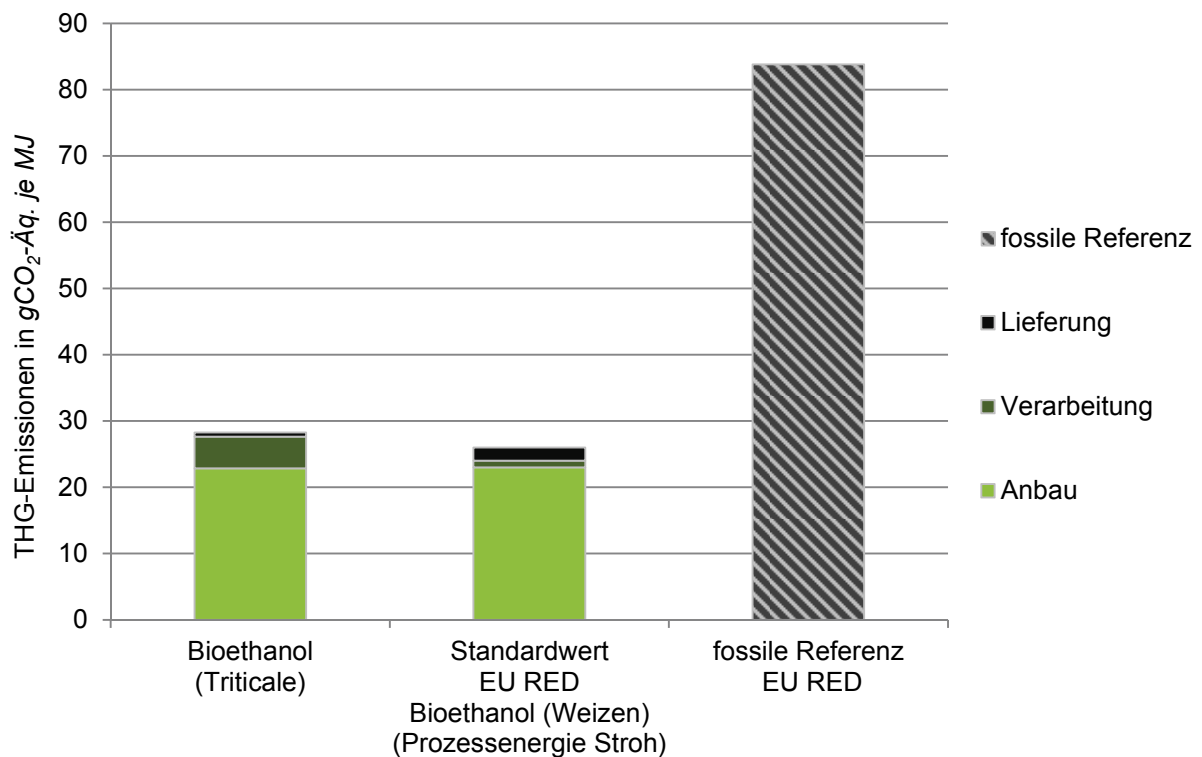


Abbildung 8.6 THG-Emissionen der Bereitstellung von Bioethanol aus Triticale in g CO₂-Äq./MJ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED für Bioethanol aus Weizen (© DBFZ)

Biomethan (Bioabfall). Die Gesamt THG-Emissionen aus der Bereitstellung von abfallbasiertem Biomethan der Modellanlage liegen mit 37 g CO₂-Äq./MJ (Abbildung 8.7) 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).

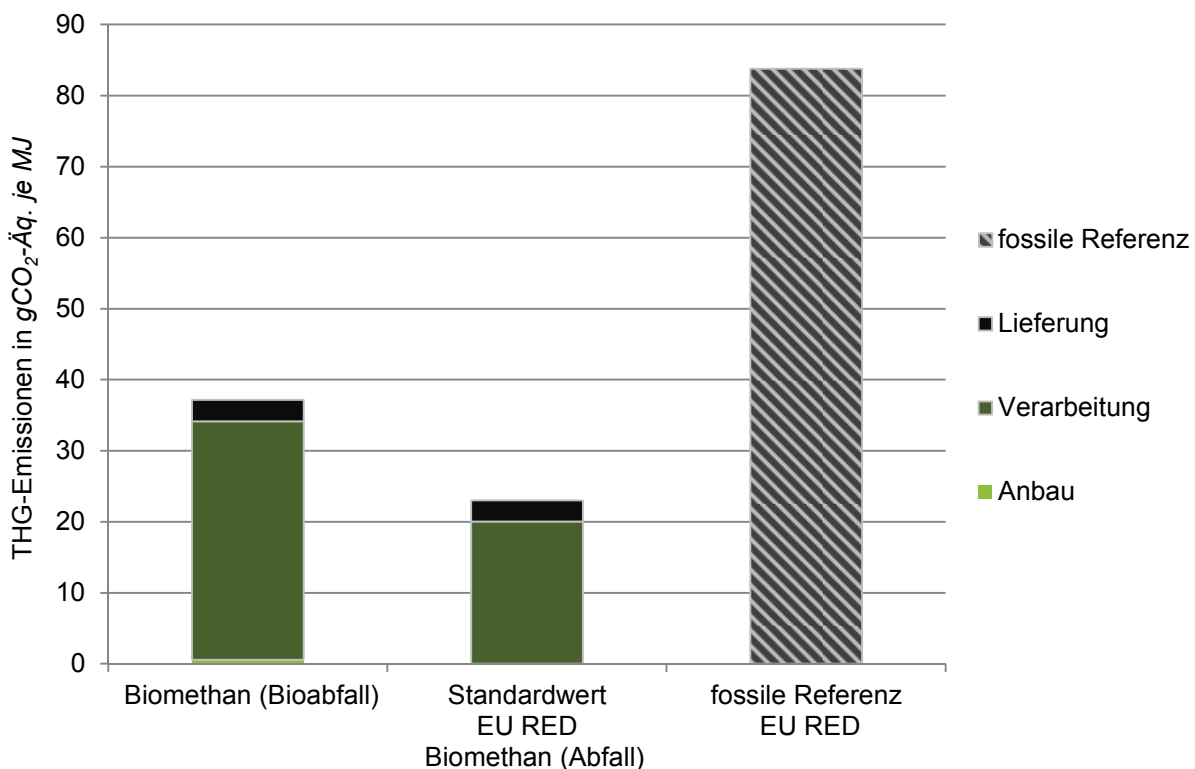


Abbildung 8.7 THG-Emissionen der Bereitstellung von Biomethan aus Bioabfall in $\text{g CO}_2\text{-Äq./MJ}$ im Vergleich mit dem Standardwert der EU RED (© DBFZ)

Neben dem Vergleich der Treibhausgasbilanzen der betrachteten Produktionsketten für Biokraftstoffe und den entsprechenden Standardwerten der EU RED wurde für die ausgewählten Biokraftstoffkonzepte das jeweilige Treibhausgasemissionsminderungspotenzial gegenüber der in der EU RED definierten fossilen Referenz berechnet. Die Minderungspotenziale sind abgetragen auf der rechten y-Ordinate in Abbildung 8.8 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.

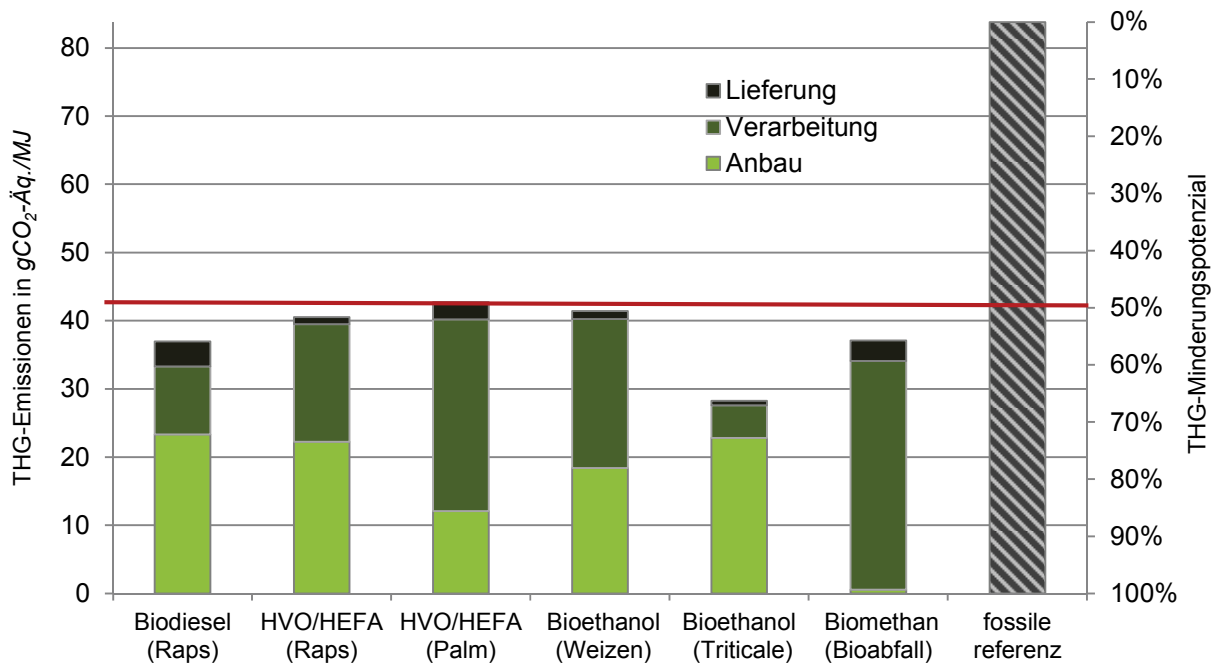


Abbildung 8.8 THG-Minderungspotenziale der betrachteten Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzwert 83,8 g CO₂-Äq je MJ der EU RED (© DBFZ)

Die in Abbildung 8.8 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.

8.5 Fazit

Die Treibhausgasminderungspotenziale der ausgewählten Biokraftstoffkonzepte (vgl. Tabelle 7.1) wurden gemäß der Methode der EU Richtlinie 2009/28/EC (EU RED) berechnet. Die Ergebnisse zeigen je nach Annahmen ein Minderungspotential 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 Gesamttreibhausgasemissionen identifizieren. Zum einen die Emissionen aus der Biomassebereitstellung und zum anderen die Emissionen aus der Verarbeitung der Biomasse zu Biokraftstoffen. Vornehmlich der Anbau von Energiepflanzen ist maßgeblich für die höheren THG-Emissionen der Rohstoffbereitstellung verantwortlich, dementsprechend stellt sich diesbezüglich der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen (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 (idF. v. 2009)) müssen eingesetzte Biokraftstoffe im Vergleich zu ihrer fossilen Vergleichsgröße ein THG-Minderungspotential von mindestens 35 % aufweisen. Wird zusätzlich eine nachhaltige Landbewirtschaftung eingehalten und der Schutz von Lebensräumen gewahrt, können die Biokraftstoffe auf die Quote nach BioKraftQuG (BIOKRAFTQUG (idF. v. 2006)) angerechnet werden und die Steuerentlastung nach Energiesteuergesetz (ENSTG (idF. v. 2009)) erhalten. Als fossile Referenz für die Biokraftstoffe soll der gemäß Richtlinie 98/70/EG (RICHTLINIE 98/70/EG (idF. v. 1998)) letzte gemeldete verfügbare tatsächliche Durchschnitt der Emissionen aus dem Otto- und Dieselkraftstoffverbrauch 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 Dieselkraftstoff. In der EU RED wird dieser Wert allerdings nicht für die einzelnen Prozessschritte aufgeschlüsselt. Darüber hinaus erfolgt auch keine Unterscheidung in Otto- und Dieselkraftstoff. 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 Dieselkraftstoff 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 Dieselkraftstoff bilanziert hat, gibt für Ottokraftstoff einen Wert von 87,11 g CO₂-Äquivalente/MJ und für Dieselkraftstoff 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 Dieselkraftstoff 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 Biokraftstoffhersteller 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 Dieselkraftstoff 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 Dieselmotoren 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 Dieselmotors in Pkws bilanziert (Abbildung 9.1). 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.

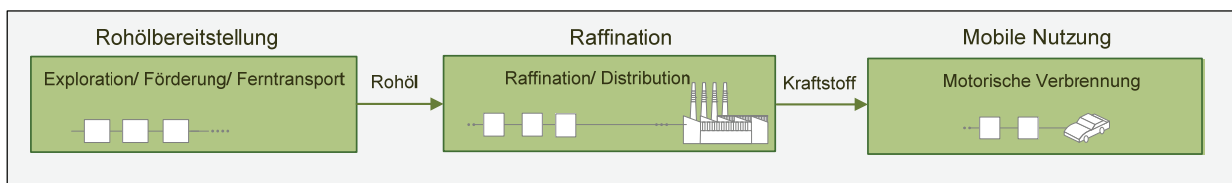


Abbildung 9.1 Prozesskette der ausgewählten fossilen Kraftstoffe (© DBFZ)

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 9.2 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 Industriefeuerung 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.

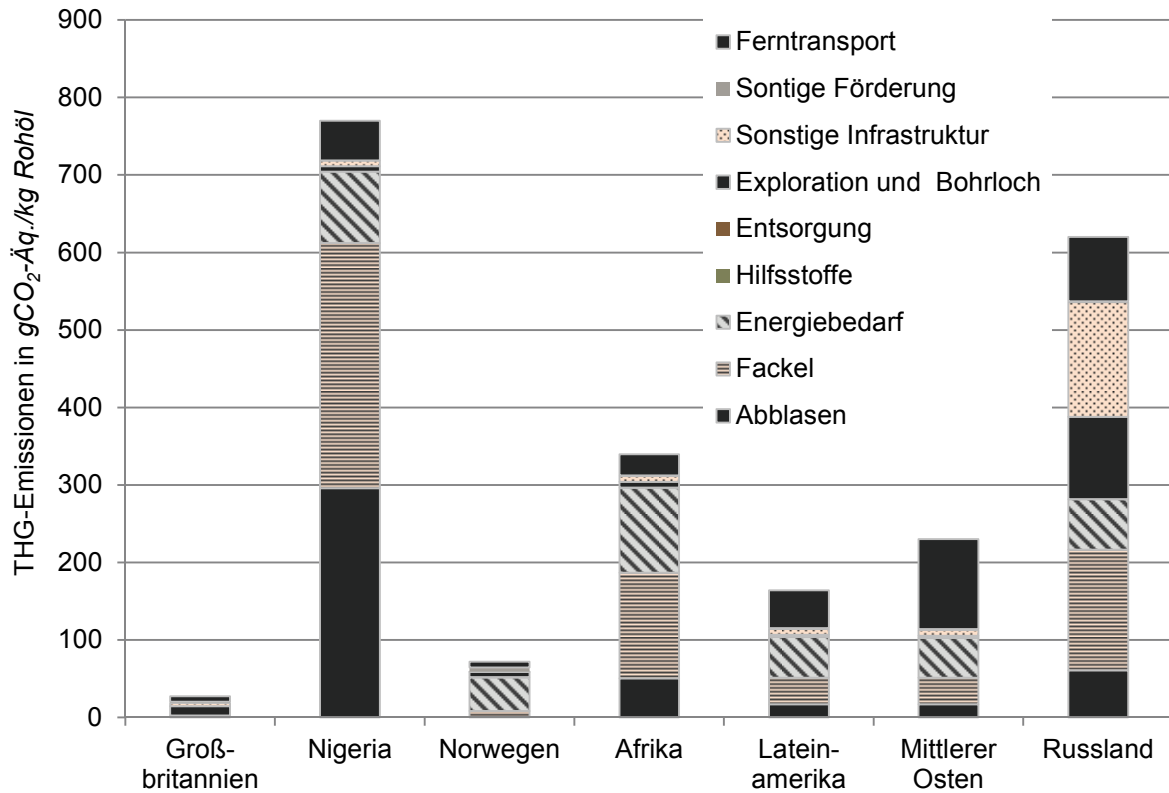


Abbildung 9.2 Spezifische THG-Emissionen der Rohölbereitstellung nach Herkunft in gCO₂-Äq. je kg Rohöl (© DBFZ)

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 Röhölimportmix sind in der Abbildung 9.3 dargestellt.

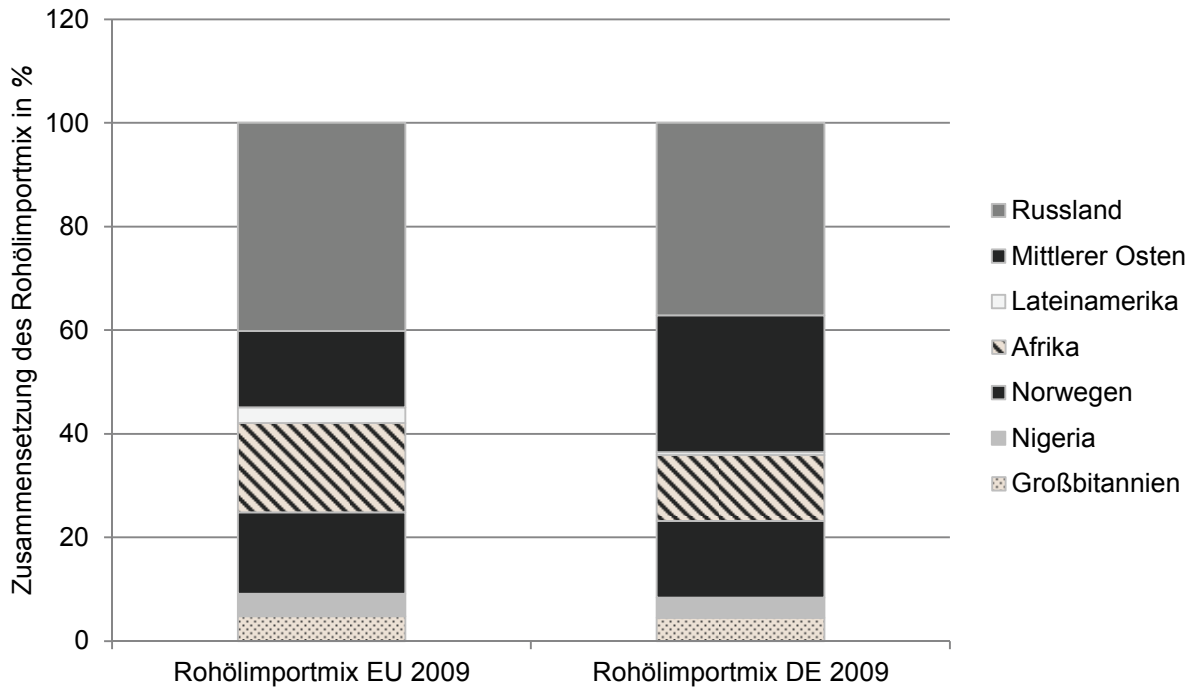


Abbildung 9.3 Anteile am Rohölimportmix für Europa und Deutschland in % (BIOKRAFTQUG (idF. v. 2006); RICHTLINIE 2009/28/EG (idF. v. 2009)), (© DBFZ)

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 9.4).

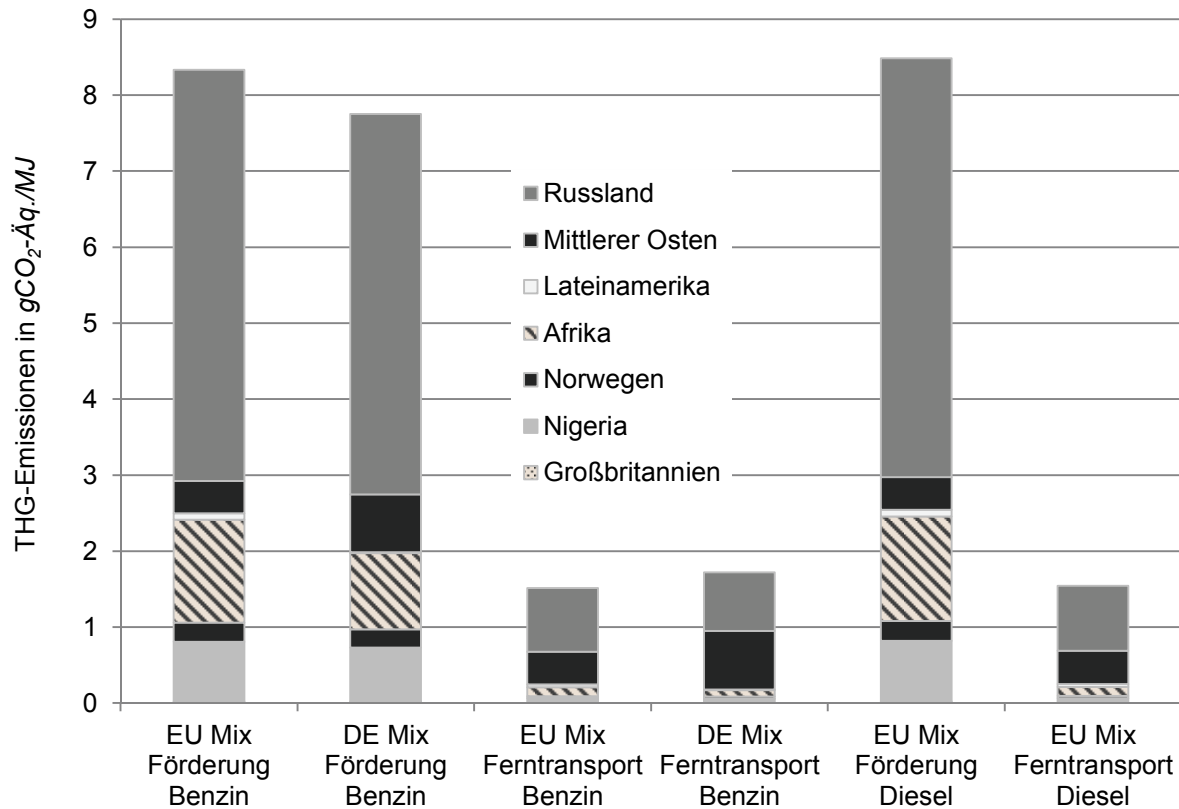


Abbildung 9.4 Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Rohölbereitstellung in g CO₂-Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel für den EU Rohölmix und g CO₂-Äq. je MJ Benzin für DE Rohölmix (© DBFZ)

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 Dieseldieselkraftstoffe 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 Dieseldieselkraftstoff 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 9.5). 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.

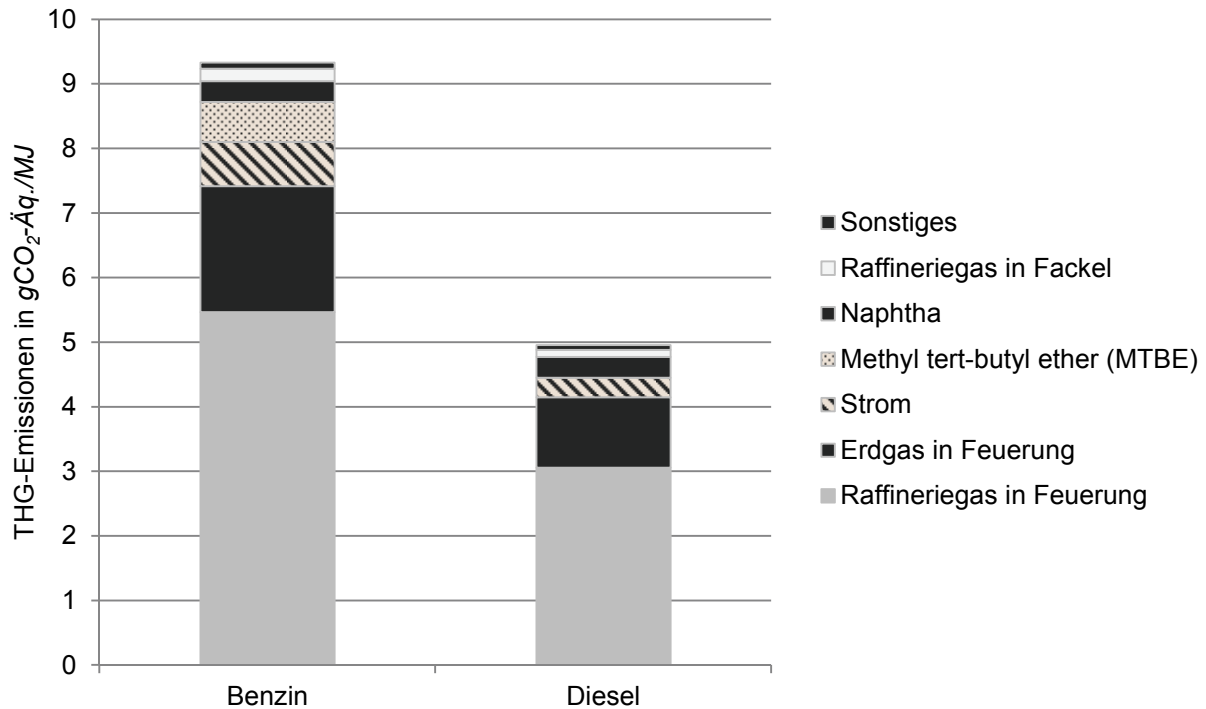


Abbildung 9.5 Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Raffination in CO₂-Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel (© DBFZ)

Aus Abbildung 9.5 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-Bilanz¹⁶. 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 9.1) 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 9.6). 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).

¹⁶ Aus der ecoinvent-Datenbank ersichtlich

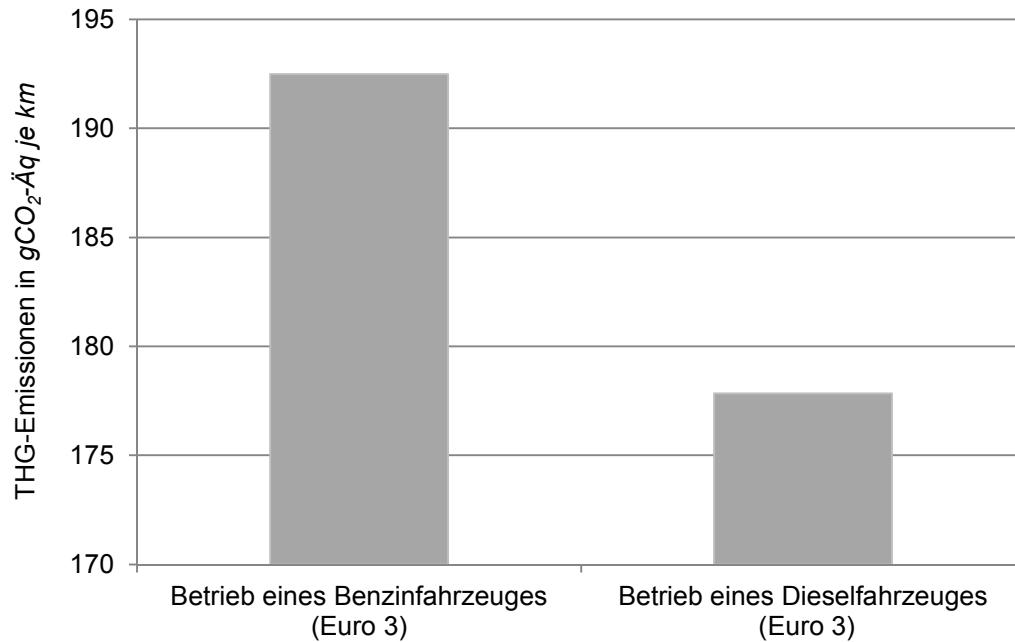


Abbildung 9.6 Treibhausgasemissionen aus dem Einsatz von Benzin und Diesel in einem Pkw der Euro-3-Norm in CO₂-Äq. je km (© DBFZ)

9.2 Gesamt-THG-Emissionen

In Abbildung 9.7 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.

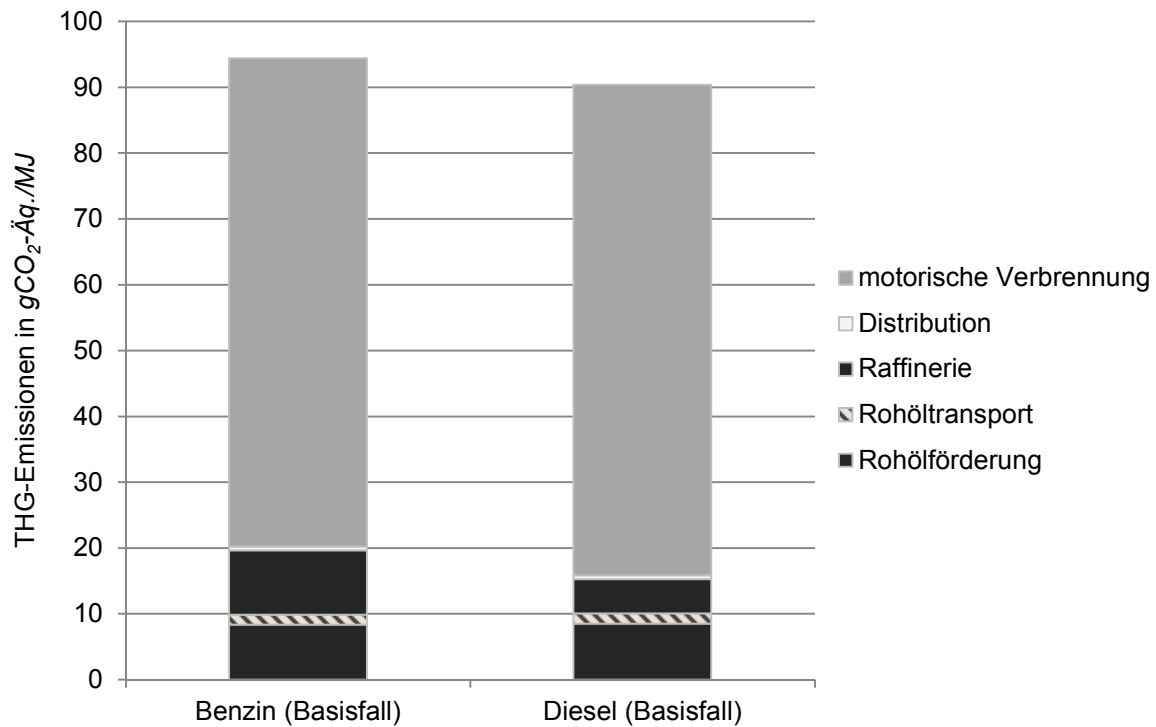


Abbildung 9.7 THG-Emissionen aus der gesamten Prozesskette für Benzin und Diesel in g CO₂-Äq. je MJ Kraftstoff (© DBFZ)

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 9.1 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 9.1 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 9.8).

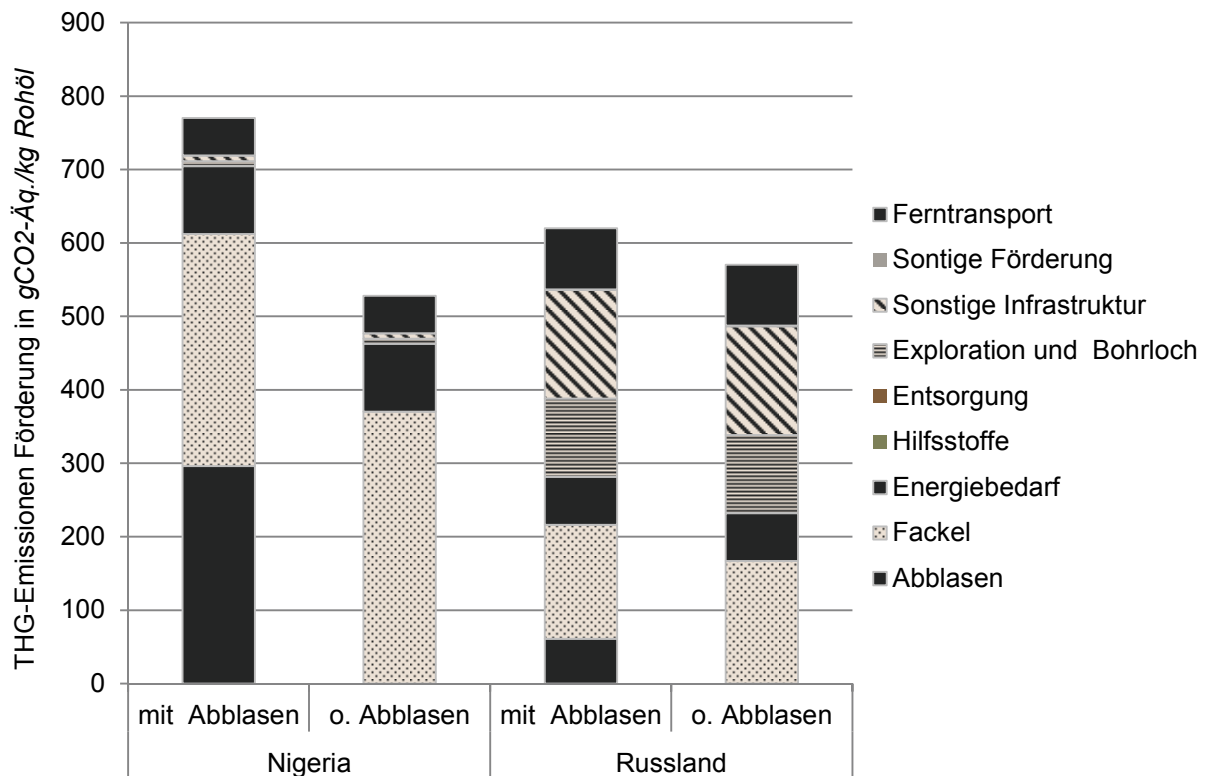


Abbildung 9.8 Einfluss des Abblasens von Erdölbegleitgas auf die THG-Emissionen der Rohölförderung in Nigeria und Russland in gCO₂-Äq. je kg Rohöl (© DBFZ)

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 9.8) 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 Abbildung 9.9.

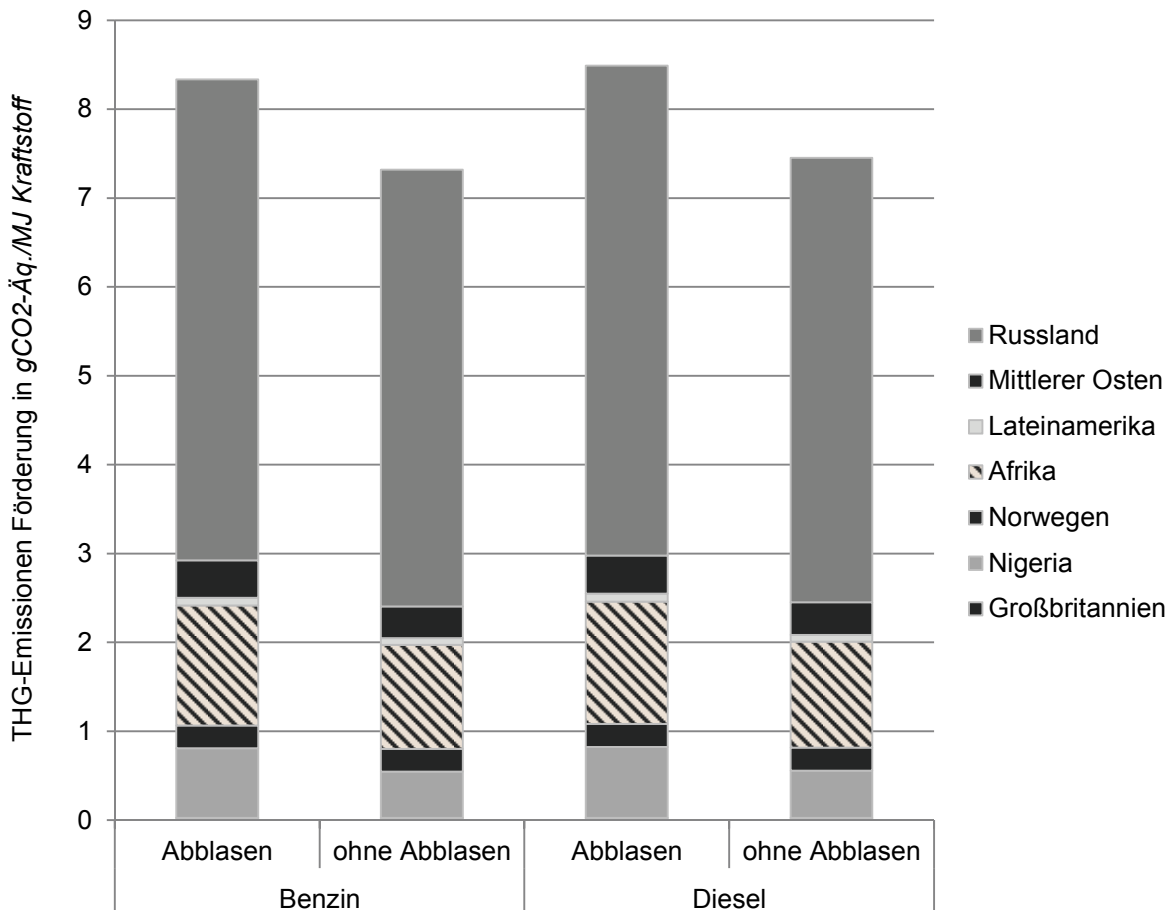


Abbildung 9.9 Einfluss des Abblasens auf die spezifischen Emissionen des europäischen Rohölmix in gCO₂-Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel (© DBFZ)

Die Treibhausgasreduzierung 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 9.10 stellt die THG-Emissionen für Benzin und Diesel ab Raffination unter Einsatz von Raffineriegas und Erdgas als Brennstoffe dar.

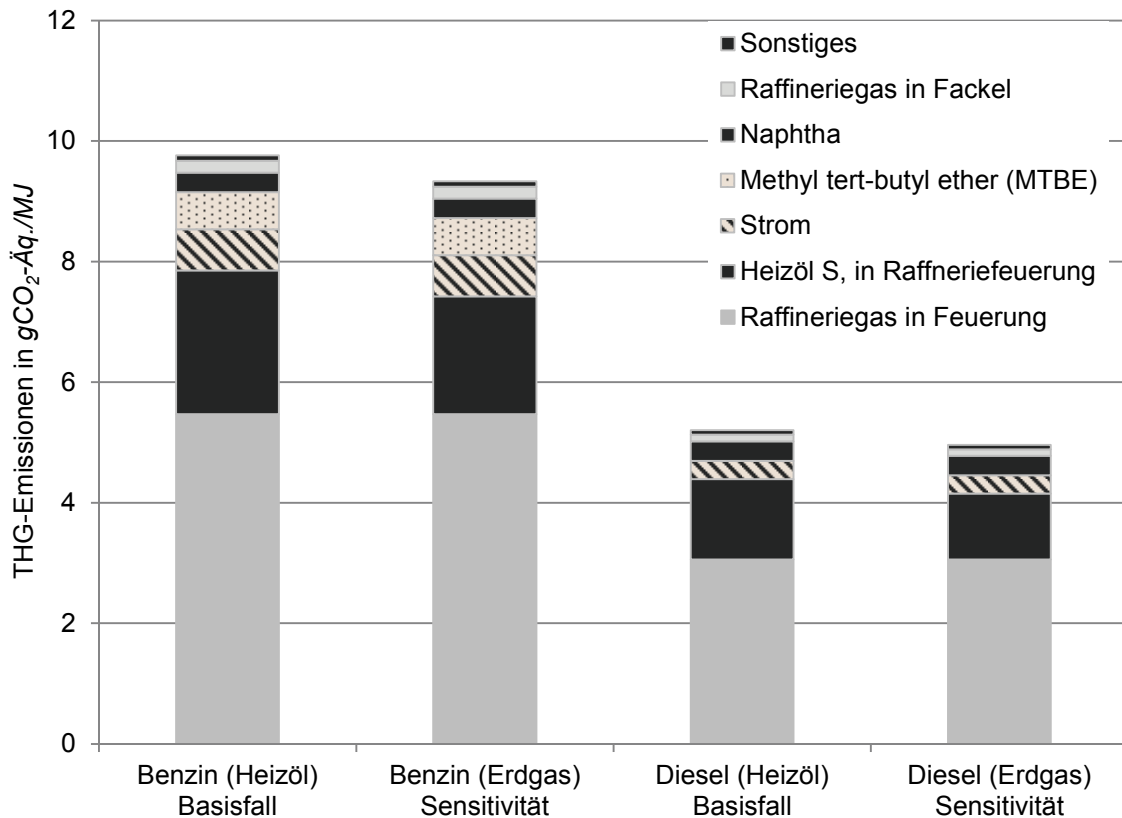


Abbildung 9.10 Spezifische Treibhausgasemissionen aus der Raffination in CO₂-Äq. je MJ Benzin und je MJ Diesel unter Berücksichtigung des Einsatzes verschiedener Prozessenergieträger (schweres Heizöl und Erdgas) (© DBFZ)

Aus der Abbildung 9.10 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 9.11 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.

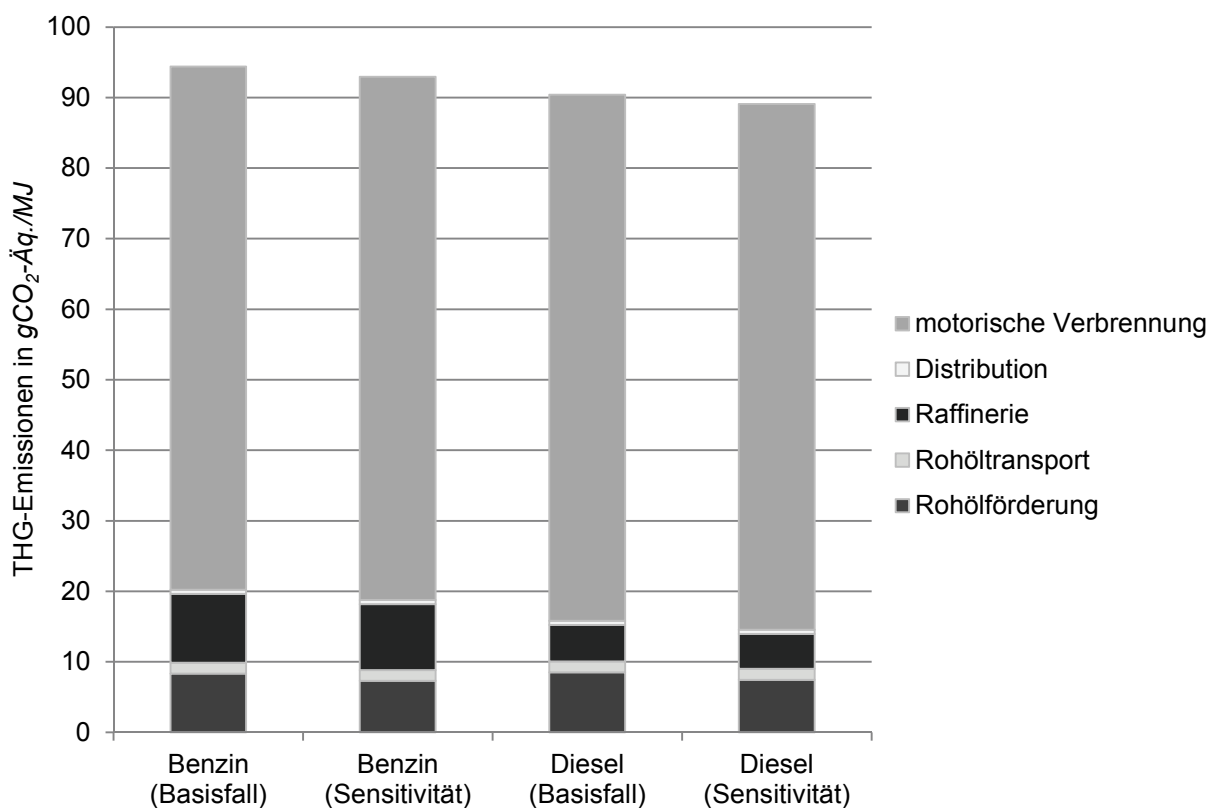


Abbildung 9.11 THG-Emissionen aus der gesamten Prozesskette für Benzin und Diesel in g CO₂-Äq. je MJ Kraftstoff, Vergleich zwischen Basisfall und Sensitivitätsanalyse (© DBFZ)

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: Ölvorkommen 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 9.12 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.

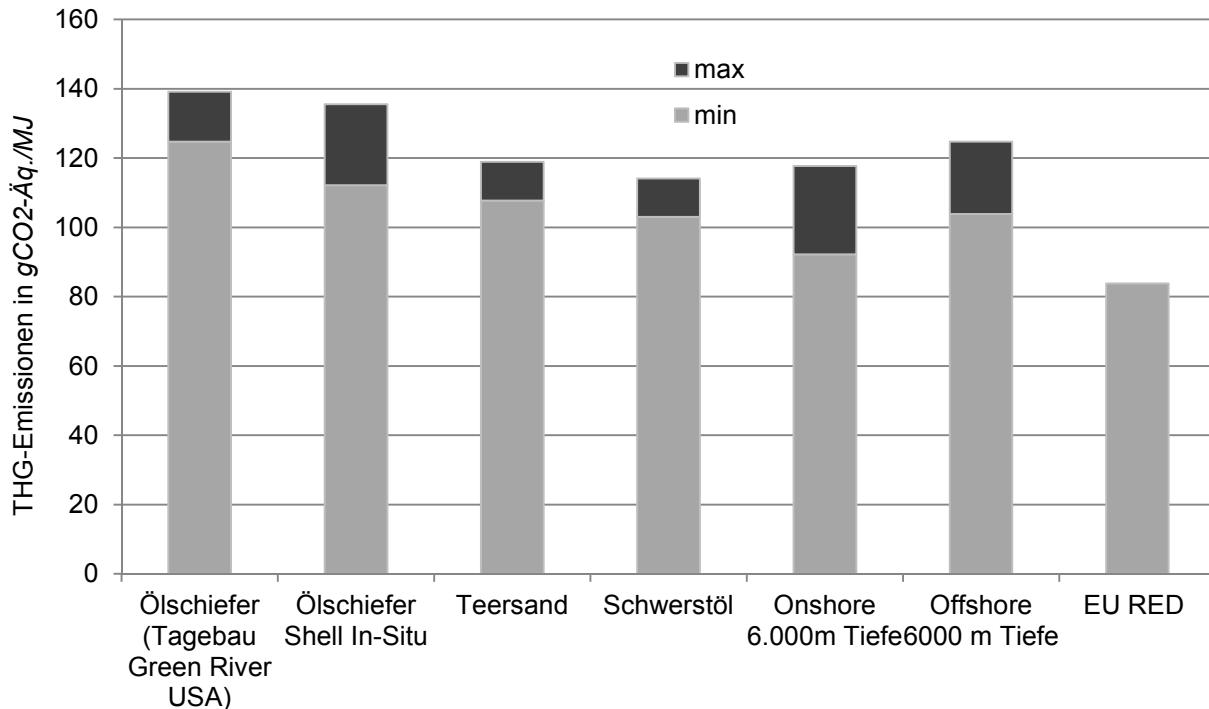


Abbildung 9.12 Treibhausgasemissionen fossiler Kraftstoffe (WTW) (geänderte Darstellung auf Basis (ERA, 2009), © DBFZ)

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, Reibleistungsminderung oder Zylinderabschaltung ein hohes Potenzial den Kraftstoffverbrauch zu senken. Die Autoren nehmen an, dass sich der Kraftstoffverbrauch von Ottomotoren bis zum Jahr 2015¹⁷ 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.

¹⁷ Das Buch ist im Jahr 2007 erschienen.

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.

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.

Literaturverzeichnis

- (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)
- AEE: *Mobilität - Landesinfo - Föederal Erneuerbar*. URL <http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BY/kategorie/mobilitaet/auswahl/215-bioethanol-tankstell.> - abgerufen am 2012-08-03. – föederal erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie
- AMI: *Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe, Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe* (wöchentlicher Newsletter) : Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH
- BAFA: *Aufkommen und Export von Erdgas - Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991*, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2012)
- BAFA: *Amtliche Mineralöl Daten* : Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
- BDBE: *BDBe - Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V.* URL www.bdbe.de. - abgerufen am 2010-04-14
- BImSchG: *BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.09.2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert am 03.11.2011, 2011*
- BIOGASPARTNER: *Biogaseinspeisung in Europa - Beispiele*, Deutsche Energieagentur (2013)
- BIOKRAFTFÄNDG: *Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1804)*, 2009
- BIOKRAFTNACHV: *Biokraft-NachV – Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung - Biokraft-NachV) vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182)*, 2009
- BIOKRAFTQUG: *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
- BLE: *Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012*, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2013)
- 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
- BMF: *Statistische Angaben zur Erfüllung der Biokraftstoffquote*, Bundesministerium der Finanzen (2013)

- 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, 2009
- BMU: *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung* : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010
- BMU: *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung* : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011
- 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
- BUNDESNETZAGENTUR: *Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkung der Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*. Bonn, 2011
- BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2010)
- CEP: Trilog, Centrum für Europäische Politik (2013)
- COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION: Proposal with new or amended Presidency suggestions (2013)
- DARLING INTERNATIONAL INC.: Darling International Inc. announces Diamond Green Diesel begins production (2013)
- DBFZ: Datenbank internationale Biokraftstoffproduktionsanlagen, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (2013)
- DESTATIS: *Wirtschaftsbereiche - Energie - Erzeugung - Statistisches Bundesamt*. URL <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Biotreibstoffe.html>. - abgerufen am 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, 2012 Production Capacity*. URL <http://www.ebb-eu.org/stats.php>. - abgerufen am 2013-12-31. – 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
- ERA: Auswirkungen fossiler Kraftstoffe. Treibhausgasemissionen, Umweltfolgen und sozioökonomische Effekte., energy research architecture (2009)
- ERDGAS: *Tankstellen A-Z*. URL <http://www.erdgas-mobil.de/privatkunden/verfuegbar/tankstellen-a-z/>
- EURACTIV: Risiko durch Emissionshandel: Ölraffinerien bitten EU um Hilfe (2008)
- EUROPÄISCHE KOMMISSION: Vorschlag für eine Richtlinie Des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2012)
- EUROPEAN COMMISSION ENERGY: *Market observatory*
- EUROPEAN PARLIAMENT: European Parliament legislative resolution of 11 September 2013 on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources (2013)
- EUROSTAT: Elektrizität - Industrieabnehmer - halbjährliche Preise (2012a)
- EUROSTAT: Gaspreise für industrielle Verbraucher (2012b)
- F.O.LICHT: *Plants & Projects* : Informa Agra Ltd., 2013
- F.O.LICHT: World Ethanol & Biofuels Report Bd. 2008–2013 (a)
- F.O.LICHT: World Ethanol & Biofuels Report Bd. 2008–2012 (b)
- FLACH, BOB ; BENDZ, KARIN ; LIEBERZ, SABINE ; KRAUTGARTNER, ROSWITHA: *EU-27 Biofuels Annual 2013, GAIN Report* (Nr. NL3034) : USDA Foreign Agricultural Service, 2013
- FRAUNHOFER IWES: Stromerzeugung aus Biomasse. In: *Stromerzeugung aus Biomasse* : Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, 2013, S. 153
- FUELCAT: www.fuelcat.de. URL <http://www.fuelcat.de/>. - abgerufen am 2012-05-30
- GEIß, 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 am 2012-05-30

- GREENPEACE: Sommerdiesel im Test (2010)
- GREENPEACE: *Untersuchung der Agrosprit-Beimischungen zum Sommerdiesel 2011* (Nr. 10/2011), 2011
- HAAS, RITA ; REMMELE, EDGAR: *Dezentrale Ölsaatenverarbeitung 2012/2013 - eine bundesweite Befragung, Berichte aus dem TFZ* (Nr. 34). Straubing : Technologie- und Förderzentrum, 2013
- IEA: *World Energy Outlook 2010* : International Energy Agency, 2010 – ISBN 978-92-64-08624-1
- IEA: *Technology Roadmap - Biofuels for Transport*. Paris, 2011
- IEA: Up-grading Plant List, IEA Bioenergy Task 37 (2013)
- 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)
- 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
- JÜRGENS, PETER: *Stand der Zertifizierung nachhaltiger Biomasse in Deutschland und der EU*.
- KHALIP, ANDREI: *Petrobras H-Bio output on hold due to price*, Reuters (2008)
- KIRCHNER, ALMUT ; MATTHES, FELIX: *Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050 - vom Ziel her denken*, WWF : Öko-Institut, Prognos, 2009
- KOM(2005) 628: *Aktionsplan für Biomasse* : European Commission, 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)
- KRAFTFAHRTBUNDESAMT: *Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1.Januar 2010 gegenüber 1. Januar 2009* (2010)
- 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 ; GRÖNGRÖFT, ARNE: *Ökologische und ökonomische Bewertung der Produktion von Biomethanol für die Biodieselbereitstellung*, Union zur Förderung von Öl-und Proteinpflanzen (2010)

- MAJER, STEFAN ; OEHMICHEN, KATJA: *Mögliche Ansätze zur Optimierung der THG-Bilanz von Biodiesel aus Raps*. Berlin : UFOP, 2010
- METHANEX: *Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History, Methanex Monthly Average Regional Posted Contract Price History, 2012*
- MÜLLER-LANGER, F.; RÖNSCH, S.; WEITHÄUSER, M.; OEHMICHEN, K.; SEIFFERT, M.; MAJER, S.; SCHOLWIN, F.; THRÄN, D.: *Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem* (Endbericht zum Forschungsvorhaben FZK 22031005, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) : Deutsches BiomassForschungsZentrum gGmbH, 2009
- MWV: Statistiken – Preise, Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff. 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)
- NESTEOIL: *Capacities of Neste Oil's refineries.* 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, S.: Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel, Helsinki University of Technology (2008a)
- NIKANDER, SAMI: Greenhouse gas and Energy intensity of product chain: case transport biofuel, Helsinki University of Technology (2008b)
- ÖKO-INSTITUT: Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten (2007)
- ORDONEZ, ISABEL: ConocoPhillips Suspends Biofuels Project with Tyson, Dow Jones & Company, Inc. (2009)
- OVID: *Rohstoffe der Zukunft.* URL <http://www.ovid-verband.de/unsere-branche/>. — Verband der Ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland
- PECKHAM, JACK: Eni Delays 'Green Diesel' Project at Livorno Refinery, Hart Energy Publishing, LP (2008)
- PERIMENIS, A.; MAJER, S.; ZECH, K.; HOLLAND, M.; MÜLLER-LANGER, F.: Technology Opportunities and Strategies towards Climate friendly trAnsport (TOSCA), WP 4 report, Lifecycle Assessment of Transportation Fuels (2010)
- PLATTS: European Marketscan (2011)

- 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. Auflage. 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 Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates (ABl. L 350 vom 28.12.1998, S. 58), 1998
- SCOTT, RYAN ; JUNYANG, JIANG: *China Biofuels Annual, GAIN Report* (Nr. 13040): USDA Foreign Agricultural Service, 2013
- 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
- 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 Biomassenutzung“*. 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
- UFOP: Rohstoffbasis der Biodieselanteile in Dieselkraftstoffen, Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V. (2013)
- UFOP: *UFOP - Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe, 2009-2012* : Union zur Förderung von Öl- 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
- WITT, JANET ; THRÄN, DANIELA ; RENSBERG, NADJA ; NAUMANN, KARIN ; BILLIG, ERIC ; SAUTER, PHILIPP ; DANIEL-GROMKE, JAQUELINE ; KRAUTZ, ALEXANDER ; WEISER, CHRISTIAN ; U. A.: *DBFZ Report Nr. 12: 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

Anhang

Karten:

Produktionsanlagen Bioethanol weltweit

Produktionsanlagen Bioethanol in Südamerika

Produktionsanlagen Bioethanol in Nord- und Zentralamerika

Produktionsanlagen Bioethanol in Europa

Produktionsanlagen Bioethanol in Südostasien

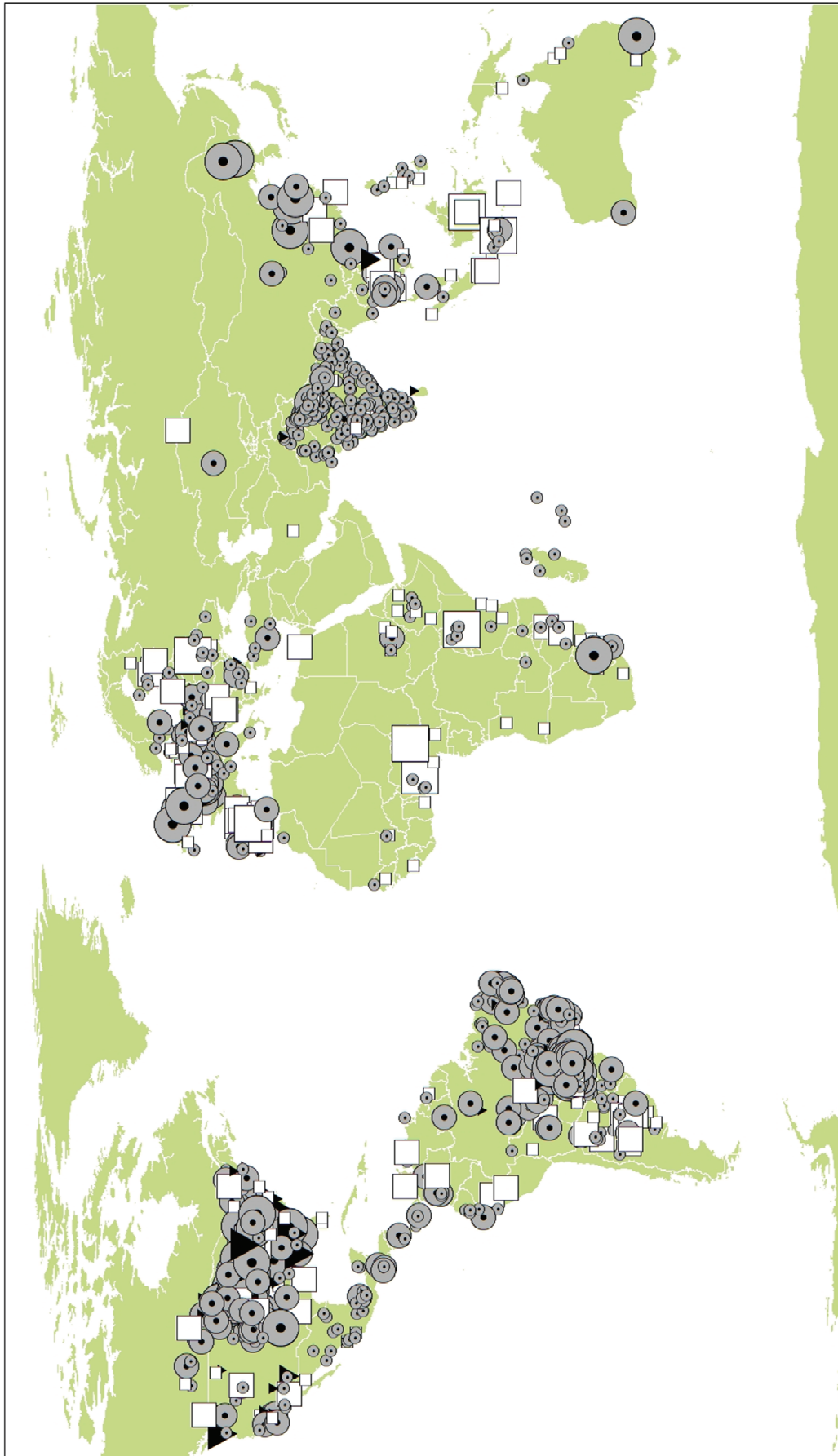
Produktionsanlagen Biodiesel weltweit

Produktionsanlagen Biodiesel in Südamerika

Produktionsanlagen Biodiesel in Nord- und Zentralamerika

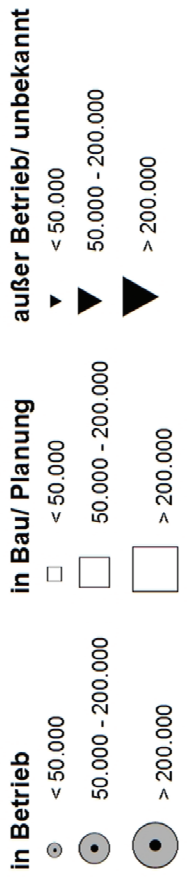
Produktionsanlagen Biodiesel in Europa

Produktionsanlagen Biodiesel in Südostasien

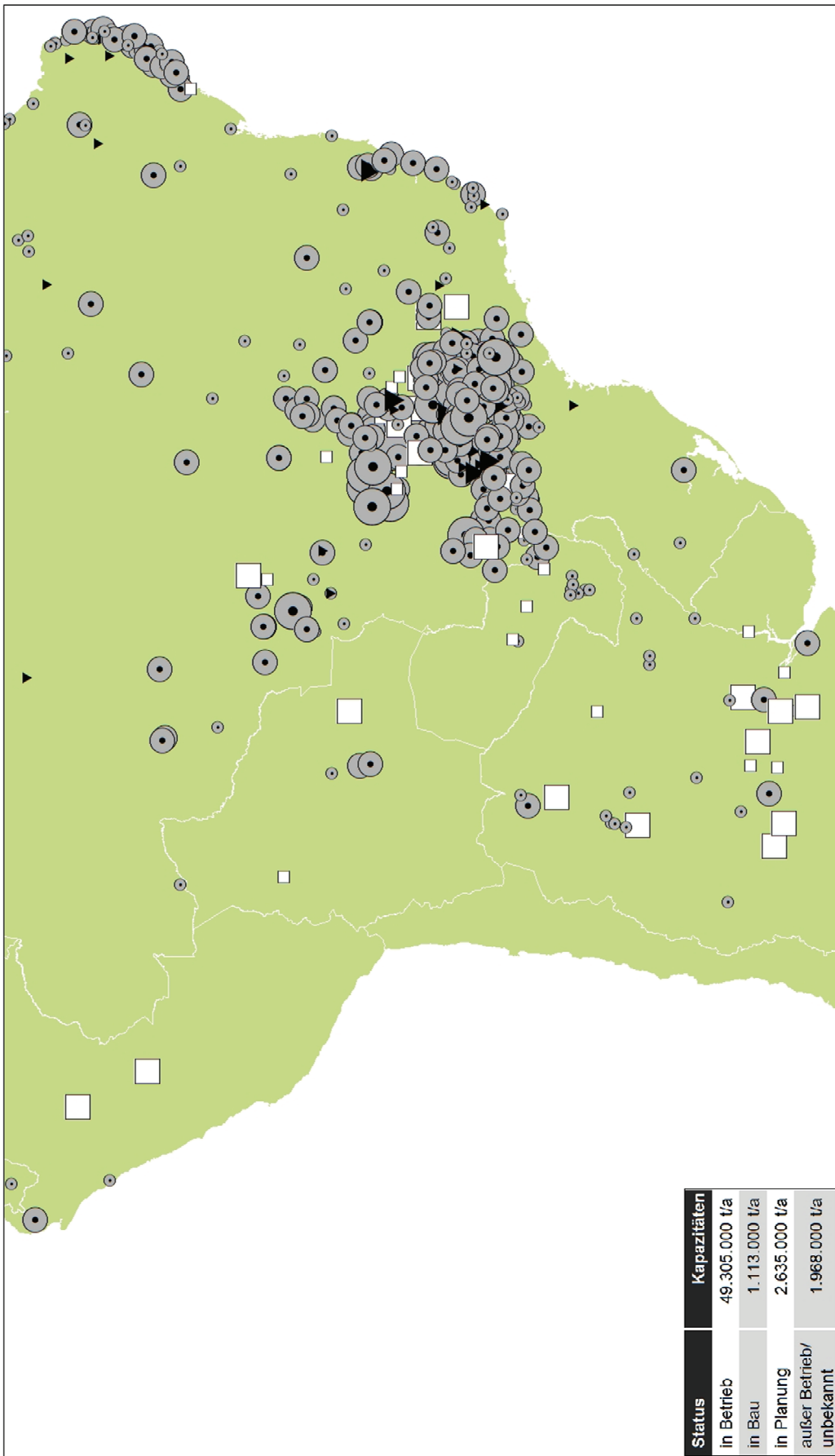


Produktionsanlagen Bioethanol weltweit 2013

Produktionskapazitäten [t/a]



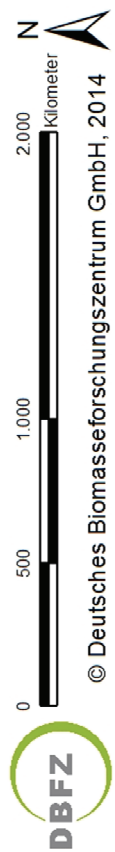
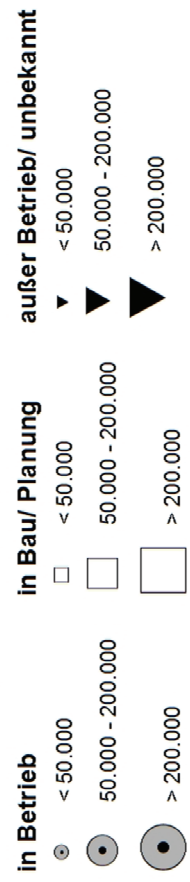
© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014



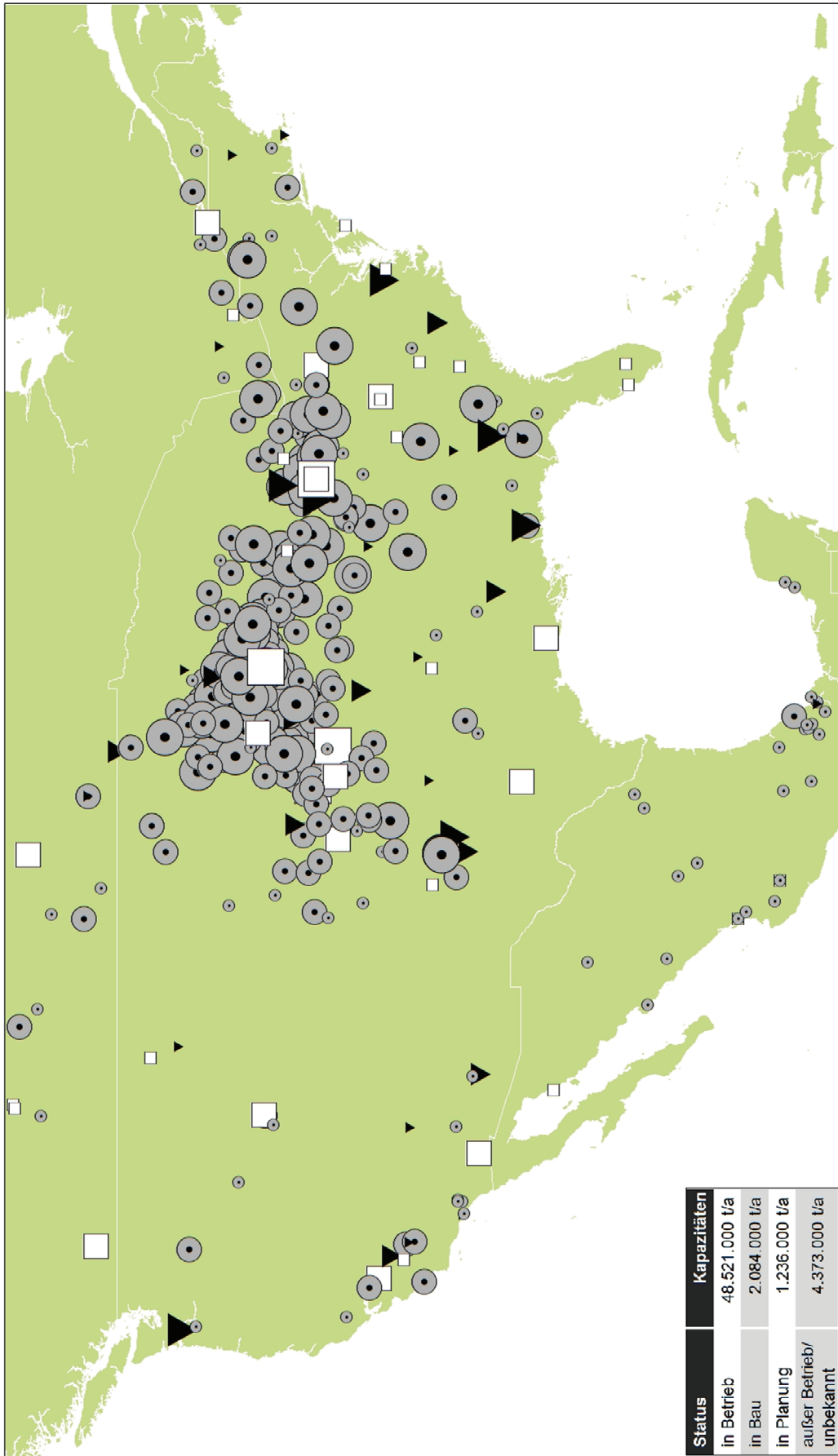
Status	Kapazitäten
in Betrieb	49.305.000 t/a
in Bau	1.113.000 t/a
in Planung	2.635.000 t/a
außer Betrieb/ unbekannt	1.968.000 t/a

Produktionsanlagen Bioethanol Südamerika 2013

Produktionskapazitäten [t/a]



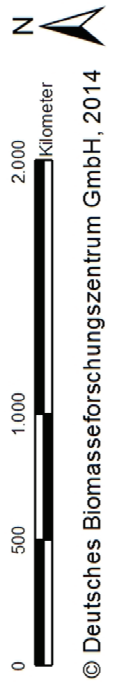
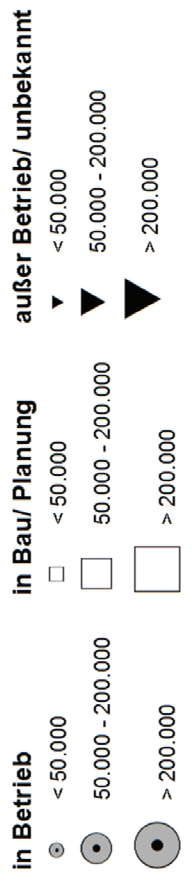
© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014



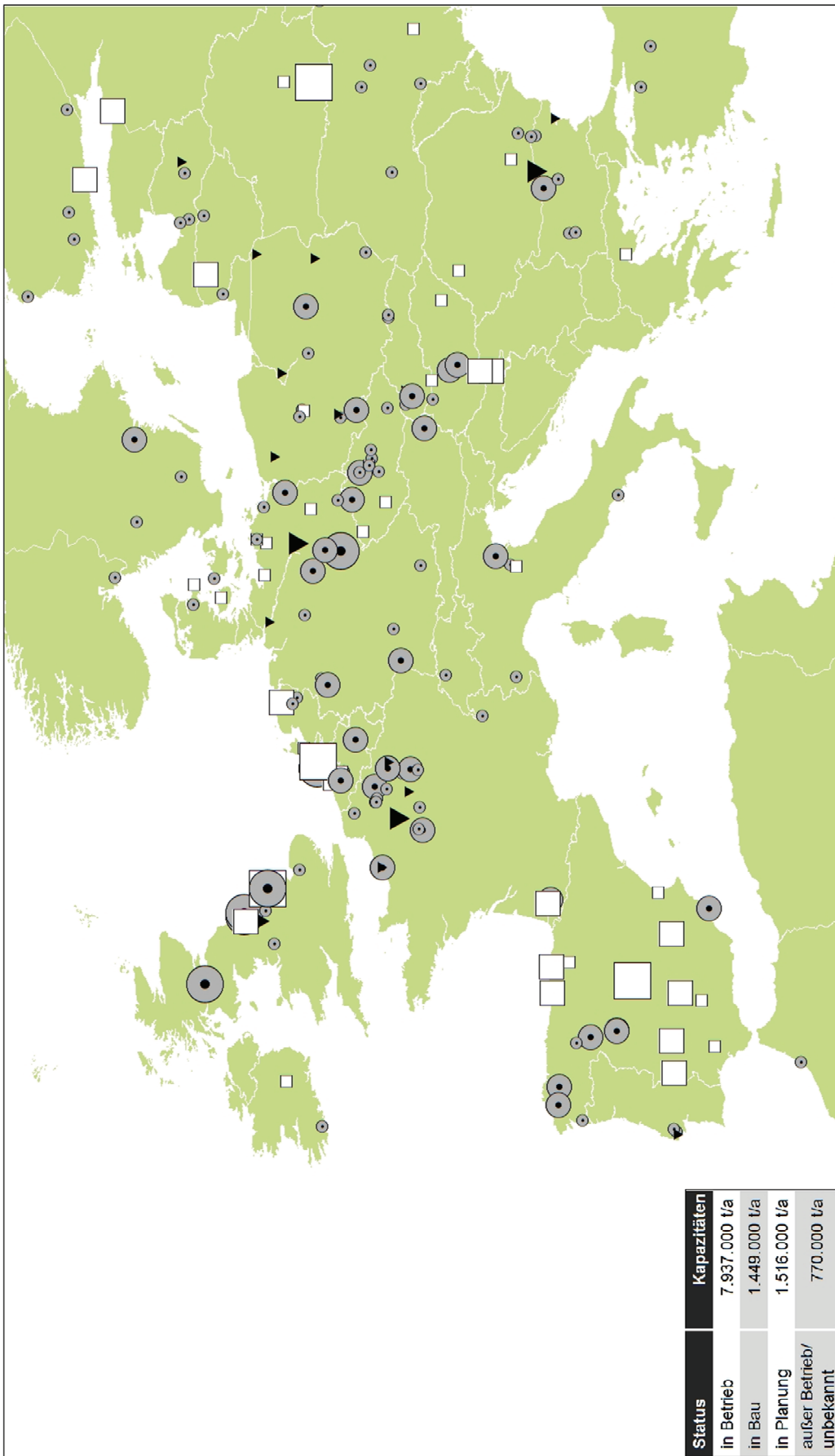
Status	Kapazitäten
in Betrieb	48.521.000 t/a
in Bau	2.084.000 t/a
in Planung	1.236.000 t/a
außer Betrieb/ unbekannt	4.373.000 t/a

Produktionsanlagen Bioethanol Nordamerika 2013

Produktionskapazitäten [t/a]



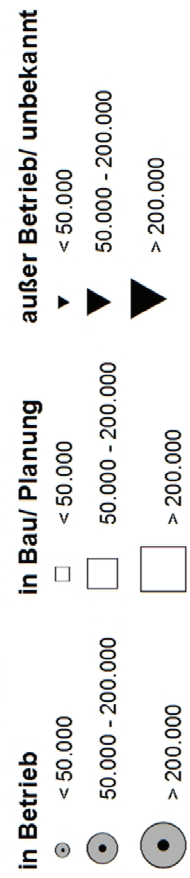
© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014



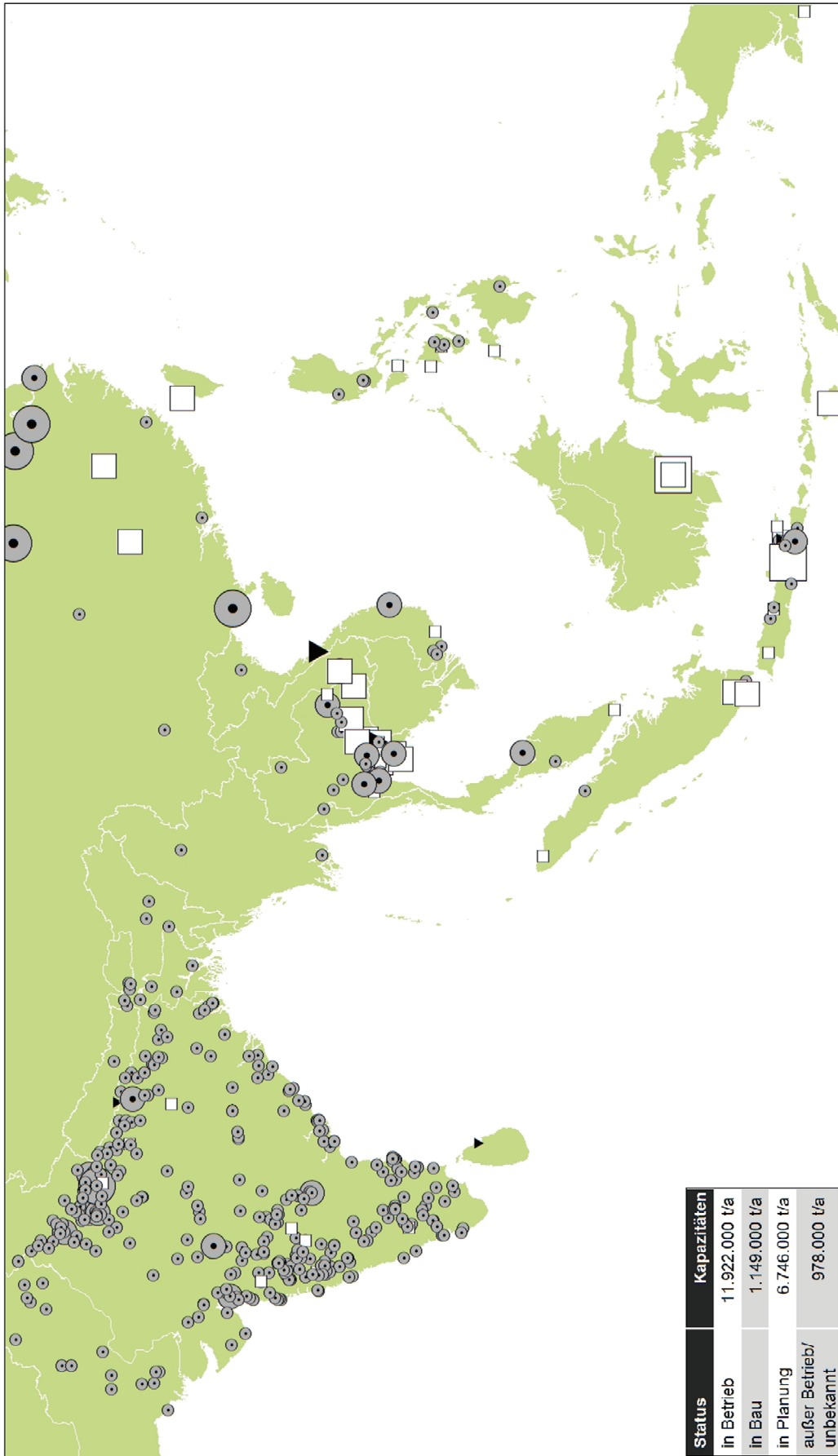
Status	Kapazitäten
in Betrieb	7.937.000 t/a
in Bau	1.449.000 t/a
in Planung	1.516.000 t/a
außer Betrieb/ unbekannt	770.000 t/a

Produktionsanlagen Bioethanol Europa 2013

Produktionskapazitäten [t/a]



© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014



Status	Kapazitäten
in Betrieb	11.922.000 t/a
in Bau	1.149.000 t/a
in Planung	6.746.000 t/a
außer Betrieb/ unbekannt	978.000 t/a

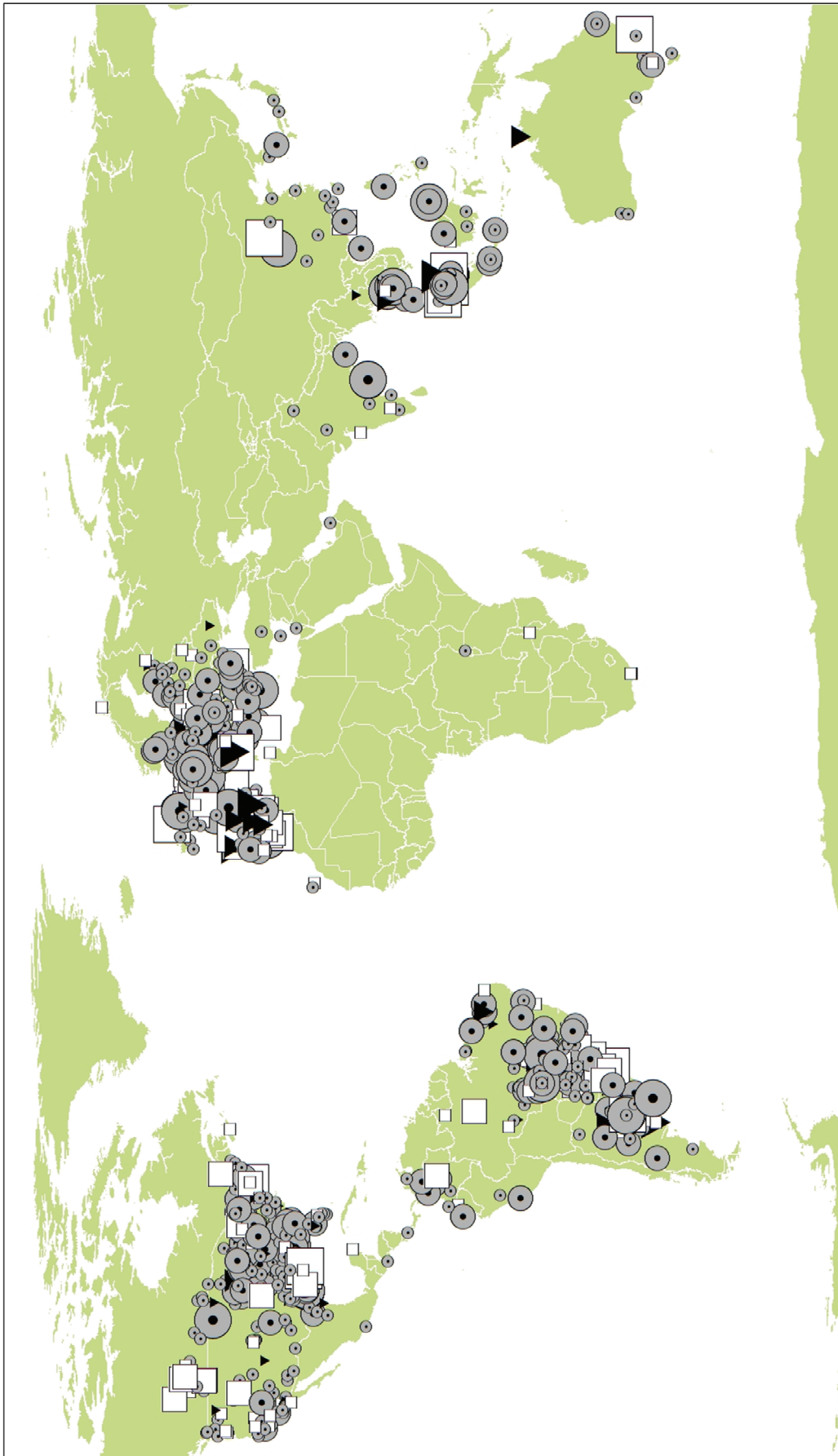
Produktionsanlagen Bioethanol Südostasien 2013

© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014

0 650 1.300 2.600 Kilometer

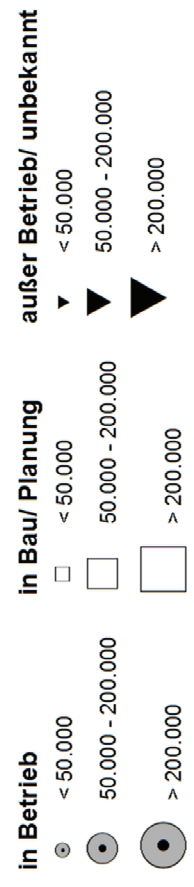
Produktionskapazitäten [t/a]

in Betrieb	in Bau/ Planung	außer Betrieb/ unbekannt
● < 50.000	□ < 50.000	▼ < 50.000
● 50.000 - 200.000	□ 50.000 - 200.000	▼ 50.000 - 200.000
● > 200.000	□ > 200.000	▼ > 200.000

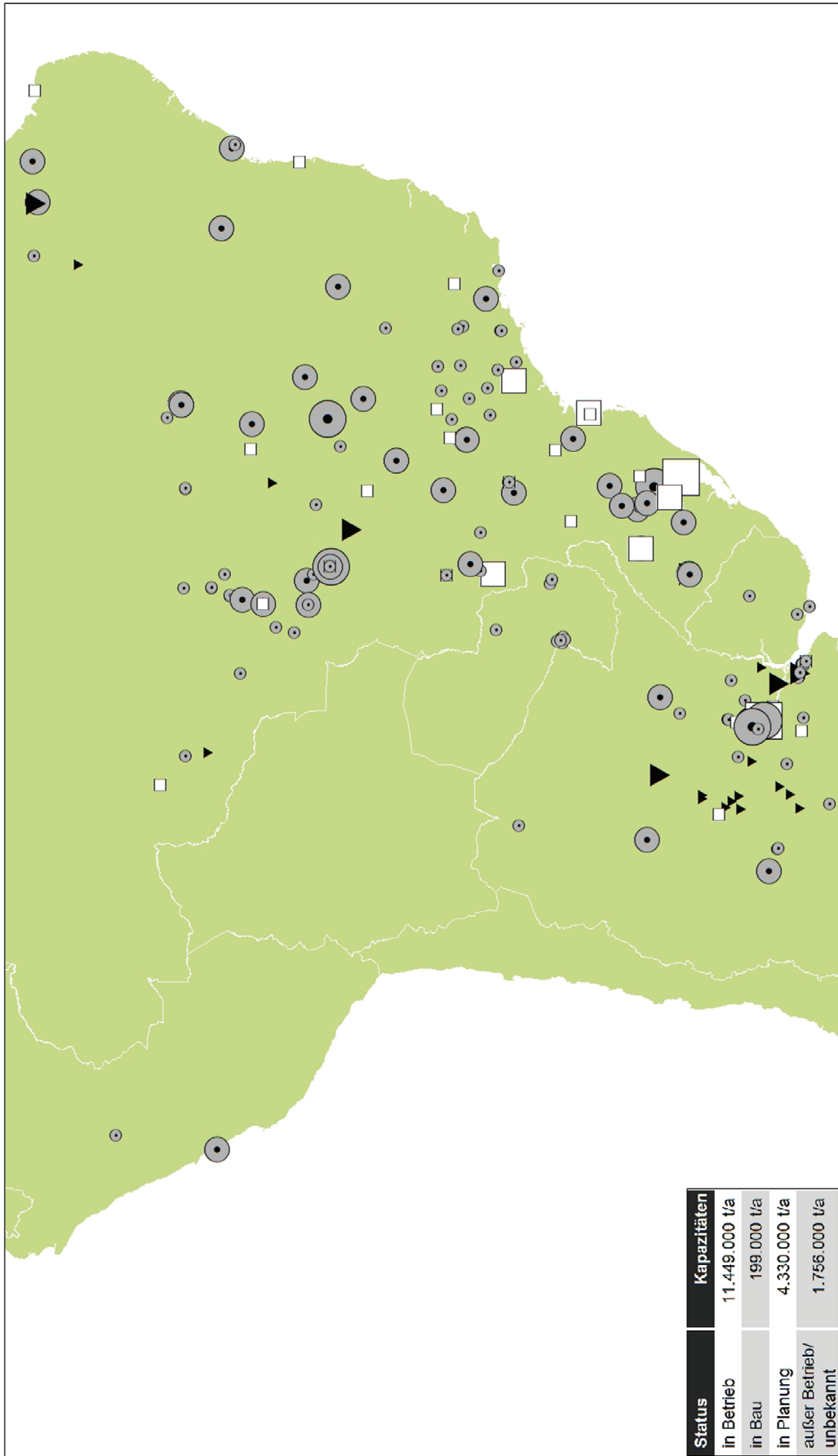


Produktionsanlagen Biodiesel weltweit 2013

Produktionskapazitäten [t/a]



© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014



Status	Kapazitäten
in Betrieb	11.449.000 t/a
in Bau	199.000 t/a
in Planung	4.330.000 t/a
außer Betrieb/ unbekannt	1.756.000 t/a

Produktionsanlagen Biodiesel Südamerika 2013

Produktionskapazitäten [t/a]

in Betrieb

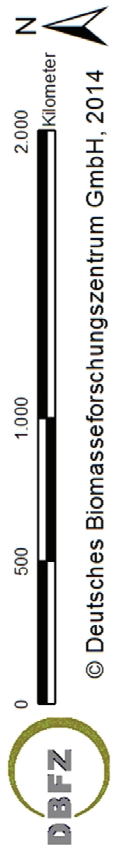
- < 50.000
- 50.000 - 200.000
- > 200.000

in Bau/ Planung

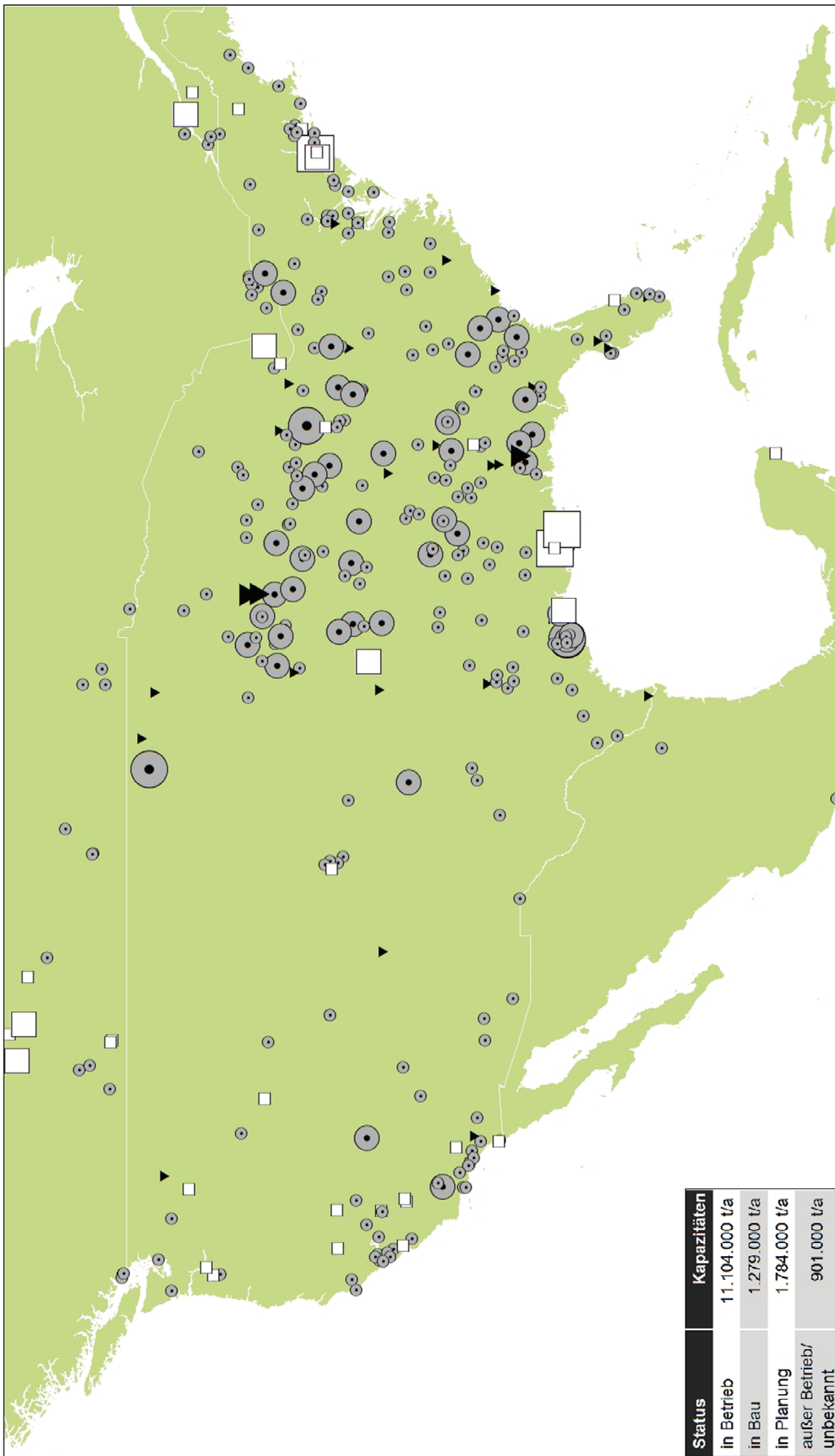
- < 50.000
- 50.000 - 200.000
- > 200.000

außer Betrieb/ unbekannt

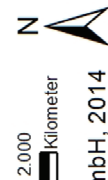
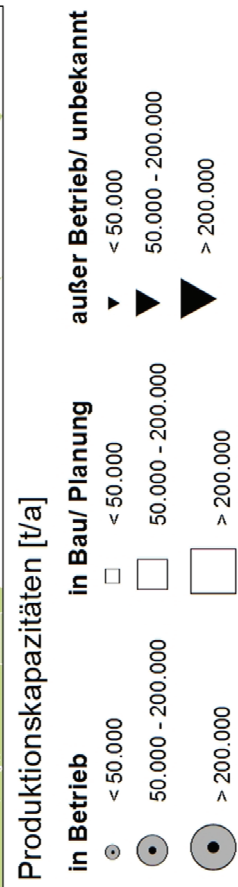
- ▼ < 50.000
- ▼ 50.000 - 200.000
- ▼ > 200.000



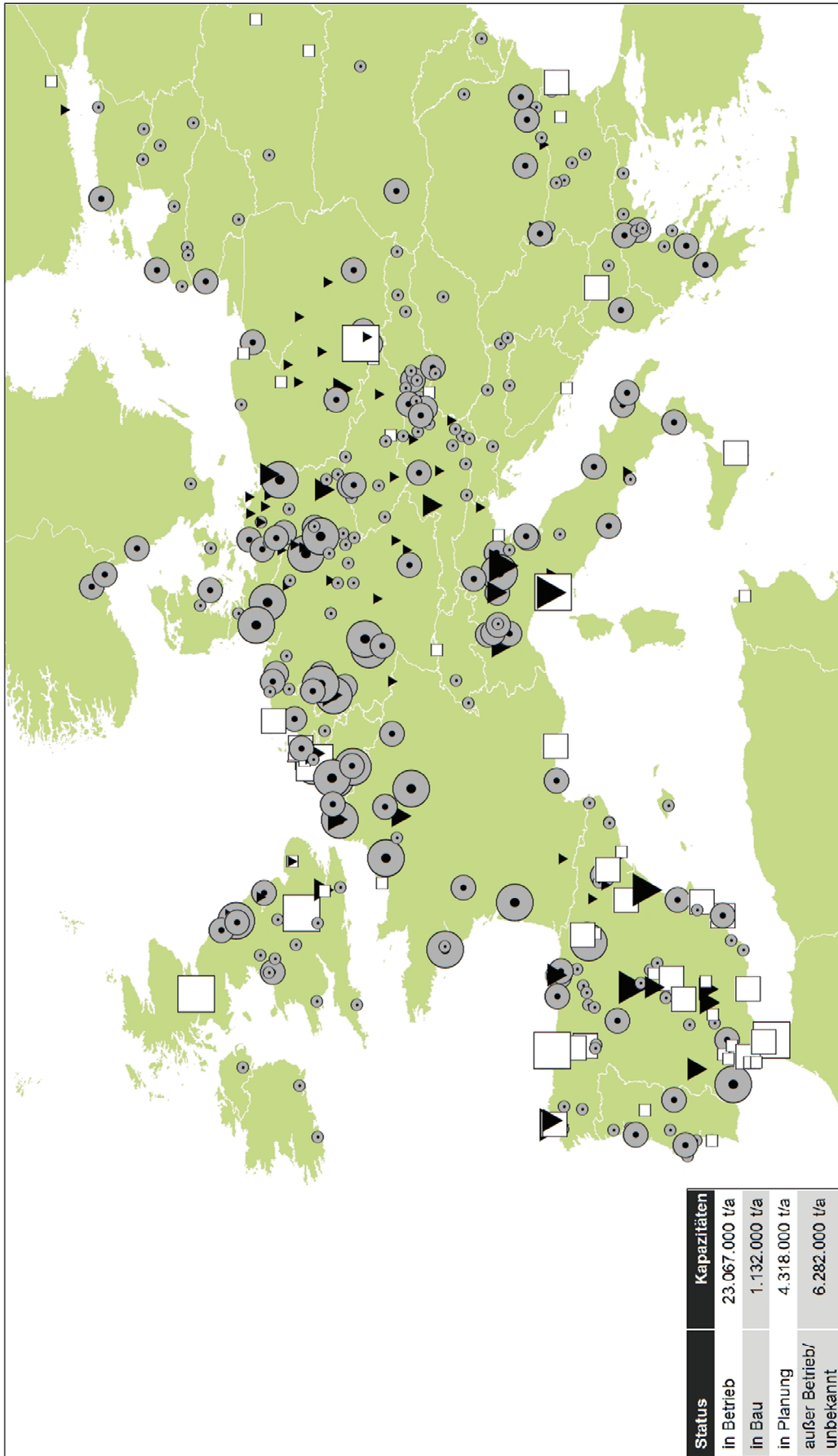
© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014



Produktionsanlagen Biodiesel Nordamerika 2013



© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014



Status	Kapazitäten
in Betrieb	23.067.000 t/a
in Bau	1.132.000 t/a
in Planung	4.318.000 t/a
außer Betrieb/ unbekannt	6.282.000 t/a

Produktionsanlagen Biodiesel Europa 2013

Produktionskapazitäten [t/a]

in Betrieb

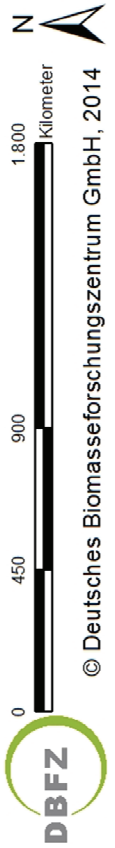
- < 50.000
- 50.000 - 200.000
- > 200.000

in Bau/ Planung

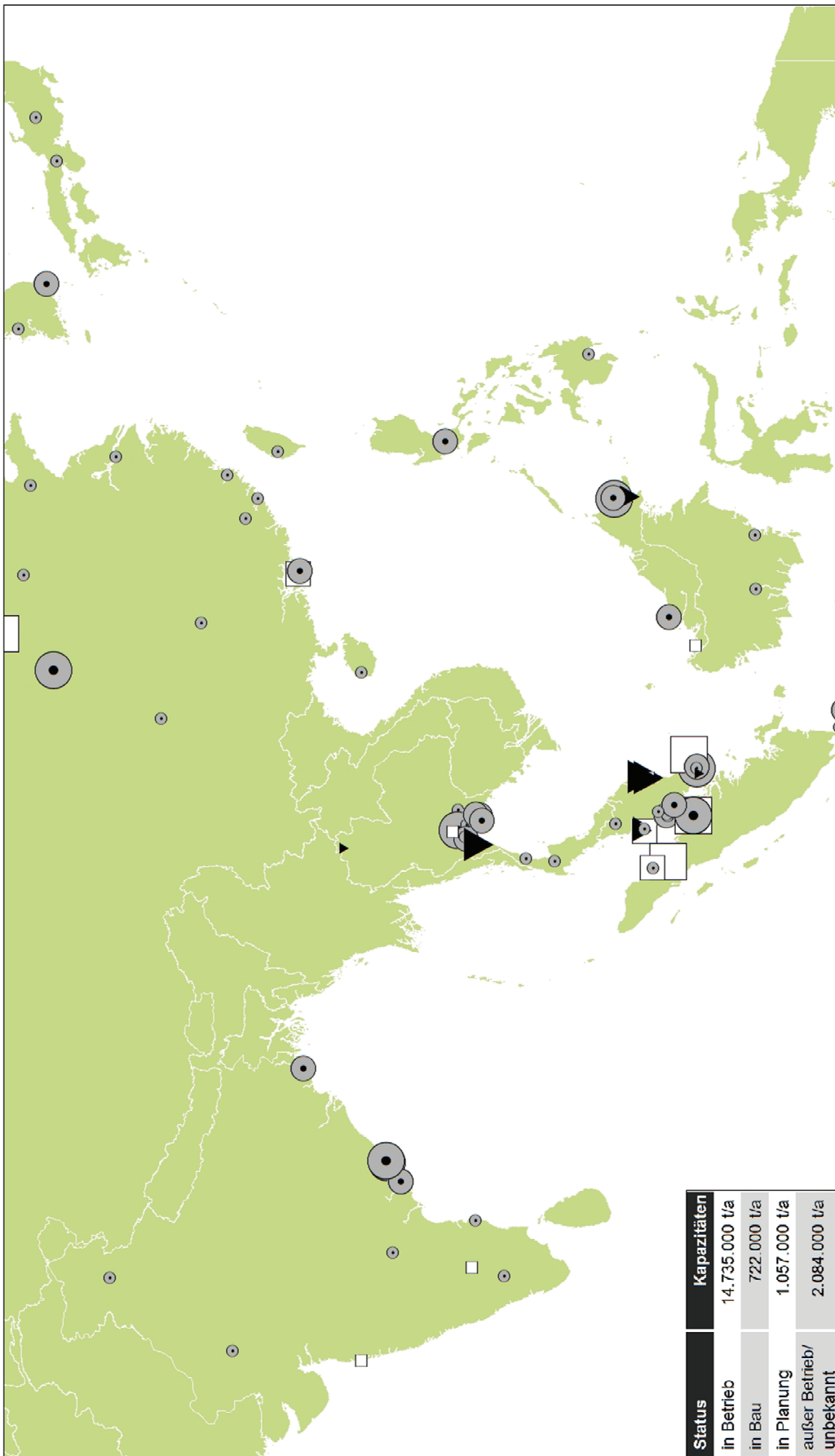
- < 50.000
- 50.000 - 200.000
- > 200.000

außer Betrieb/ unbekannt

- ▼ < 50.000
- ▼ 50.000 - 200.000
- ▼ > 200.000



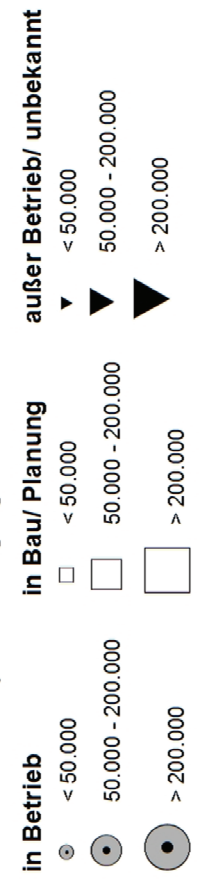
© Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH, 2014



Status	Kapazitäten
In Betrieb	14.735.000 t/a
in Bau	722.000 t/a
in Planung	1.057.000 t/a
außer Betrieb/ unbekannt	2.084.000 t/a

Produktionsanlagen Biodiesel Südostasien 2013

Produktionskapazitäten [t/a]



Bisher erschienene DBFZ Reports (Stand: Januar 2014)

DBFZ Report Nr. 1

Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 2

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

DBFZ Report Nr. 3

Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholzkaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz

DBFZ Report Nr. 4

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

DBFZ Report Nr. 5

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

DBFZ Report Nr. 6

Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 7

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

DBFZ Report Nr. 8 - Kompakt -

Sammelband

DBFZ Report Nr. 9

Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse

DBFZ Report Nr. 10

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

DBFZ Report Nr. 11 (2. Auflage)

Monitoring Biokraftstoffsektor

DBFZ Report Nr. 12

Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

DBFZ Report Nr. 13

Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung

DBFZ Report Nr. 14

Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen

DBFZ Report Nr. 15

Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil

DBFZ Report Nr. 16

Algae biorefinery - material and energy use of algae

DBFZ Report Nr. 17

Grünlandenergie Havelland - Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland - Endbericht

DBFZ Report Nr. 18

Kleintechnische Biomassevergasung - Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung

Sonderheft zum DBFZ Report

Bioenergie heute und morgen - 11 Bereitstellungskonzepte -

Weitere Informationen und Downloads unter:
<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