

Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt

Studie im Rahmen des Auftrags

**Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des
BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem
Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und
Klima**

für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)

AZ Z14 / SeV / 288.3 / 1179 / UI40, Ausschreibung vom 19. 12. 2011

Hauptauftragnehmer:
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Verkehrsforschung
Rutherfordstraße 2, 12489 Berlin
Tel.: 030 67055-221, Fax: -283

im Unterauftrag:

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg
Tel.: 06221 4767-35

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)
Daimlerstraße 15, 85521 München / Ottobrunn
Tel.: 089 608110-36

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
Tel.: 0341 2434-423

Autoren

K. Zech, K. Naumann, F. Müller-Langer (DBFZ),
P. Schmidt, W. Weindorf, Z. Mátra (LBST),
W. Grimme, M. Hepting (DLR),
C. Heidt (ifeu)

Leipzig, München, Berlin, Heidelberg, 16. 10. 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	6
1 Zusammenfassung	7
1.1 Charakteristika von Drop-In-Kraftstoffen für die Luftfahrt	7
1.2 Gegenüberstellung von Bedarf und Verfügbarkeit an Drop-In-Kraftstoffen.....	9
1.2.1 Weltweit	9
1.2.2 Europa	11
1.2.3 Deutschland.....	12
1.3 Schlussfolgerungen und Handlungsbedarfe.....	13
2 Hintergrund und Zielsetzung.....	15
3 Ziele der Luftfahrtindustrie sowie politische Ziele und Rahmenbedingungen	16
3.1 Internationale Initiativen	16
3.1.1 IATA / ATAG.....	16
3.1.2 EU Advanced Biofuels Flight Path.....	16
3.1.3 EU-Weißbuch 2011	17
3.1.4 ICAO	17
3.1.5 SAFUG.....	17
3.1.6 CAAFI	18
3.2 Nationale Initiativen.....	18
3.2.1 Aireg.....	18
3.2.2 Lufthansa	18
3.2.3 Air Berlin	18
3.3 Weitere politische Rahmenbedingungen	18
3.3.1 Ziele für erneuerbare Energien im Verkehr	18
3.3.2 Besteuerung.....	19
3.3.3 EU-Emissionshandelssystem (ETS).....	19
3.3.4 Friktionen und Zielkonflikte	19
4 Entwicklung des Energiebedarfs in der Luftfahrt.....	21
4.1 Entwicklungen weltweit	23
4.2 Entwicklungen in Europa	27
4.3 Entwicklungen in Deutschland	28
5 Charakteristika von Drop-In-Kraftstoffen für die Luftfahrt.....	31
5.1 Übersicht unterschiedlicher erneuerbarer Kerosinoptionen.....	31
5.2 Charakteristika fossiler (Referenz-)Flugturbinenkraftstoffe	33

5.2.1	Kerosin aus konventionellem Rohöl	33
5.2.2	Kerosin aus unkonventionellen Quellen	33
5.2.3	Kerosin über GTL / CTL	36
5.3	Charakteristika geeigneter Biokraftstoffoptionen	38
5.3.1	HEFA-Kerosin	38
5.3.2	BTL-Kerosin via Fischer-Tropsch-Route	42
5.3.3	Bio-GTL-Kerosin	45
5.4	Charakteristika geeigneter Kraftstoffoptionen auf der Basis von erneuerbarem Strom	48
5.4.1	Kerosin via Methanol-Route	48
5.4.2	Kerosin via Fischer-Tropsch-Route	53
5.5	Gegenüberstellung der Kraftstoffoptionen	55
5.5.1	Mögliche Modularisierungsoptionen und Synergien	55
5.5.2	Technologie- und Mengenverfügbarkeit	56
5.5.3	Kraftstoffkosten	60
5.5.4	Treibhausgasemissionen	62
6	Potenzieller Bedarf und Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe in der Luftfahrt	64
6.1	Einordnung weltweit	64
6.2	Einordnung für Europa	66
6.3	Einordnung für Deutschland	66
6.4	Treiber für Entwicklungen im Luftfahrtsektor und den Einsatz von erneuerbarem Kerosin	68
7	Ableitung von Handlungsbedarfen	70
	Abkürzungsverzeichnis	73
	Formel- und Einheitenverzeichnis	75
	Literatur- und Referenzverzeichnis	77
	Anhang	90
	Initiativen und Forschungsvorhaben im Überblick	90
	Anforderungen an Eigenschaften von Kerosin	93
	Verfahrensschaltbilder	95
	Methodik für die Berechnung von Energie und Emissionen	96
	Emissionsfaktoren für Flugzeuge „Tank-to-Wake“	99

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Gegenüberstellung Biokraftstoff-/PTL-Produktion und Kerosinverbrauch 2013 weltweit mit dem Ziel der International Air Transport Association (IATA) 2050 auf Basis verschiedener Bedarfsszenarien (ICAO: Trendfortschreibung von Max- und Min-Szenario des Aviation Outlook 2010, Szenario Nachfrage MKS auf Basis DLR-Modell und Annahmen) und resultierende, maximal zulässige Kerosinnachfrage in 2050 (grün hinterlegt); 1 EJ / a = ca. 23 Mio. t / a (WTT, d.h. ohne Berücksichtigung der Klimawirkungen in großen Höhen)	10
Abbildung 2	Gegenüberstellung Biokraftstoff-/PTL-Produktion und Kerosinverbrauch 2013 in der EU mit den EU-Zielen 2020 und 2050 (Biokraftstoffproduktion EU 2013: F. O. Licht, Szenario Nachfrage MKS im Rahmen der Studie auf Basis DLR-Modell nebst weiterer Annahmen)	11
Abbildung 3	Aireg-Ziel (Deutschland) für die zukünftige Verwendung von alternativen Flugkraftstoffen gegenüber heutigen Biokraftstoff-, PTL- und Kerosinmengen (Biokraftstoffproduktion: DESTATIS, Biokerosinpotenzial: Berechnung auf Basis Umweltszenario [Majer et al 2013], PTL-Potenzial auf Basis [Kreyenberg et al 2014], Prognose Nachfrage MKS: 2 Methoden, untere Bandbreite: TREMOD Szenario Nachfrage MKS auf Basis DLR- und IFEU-Modelle, 100 PJ / a = ca. 2,3 Mio. t / a).....	12
Abbildung 4	Die Ziele der International Air Transport Association (IATA) bis 2050; schematische Darstellung, nur indikativ [aus ATAG 2013].....	17
Abbildung 5	Entwicklung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neuer Flugzeuge von 1960 bis 2008 (Basisjahr 1960 entspricht 100 %) [aus ICCT 2009].....	21
Abbildung 6	Typische Abhängigkeiten im Flugzeugdesign	22
Abbildung 7	Entwicklung des weltweiten Kerosinverbrauchs im Luftverkehr 2000 bis 2030	24
Abbildung 8	Entwicklung des regionalen Anteils am weltweiten Treibstoffverbrauch im Luftverkehr 2010 bis 2030	24
Abbildung 9	Entwicklung des weltweiten Kerosinverbrauchs im Luftverkehr 1990-2030/2050	26
Abbildung 10	Entwicklung der Energieeffizienz des globalen Luftverkehrs von 2000 bis 2030 / 2050	27
Abbildung 11	Entwicklung des Treibstoffverbrauchs des Luftverkehrs in der EU-28, 2000 – 2030 / 2050	28
Abbildung 12	Entwicklung des Treibstoffverbrauchs des Luftverkehrs in Deutschland, 2000 – 2030 / 2050	29
Abbildung 13	Entwicklung des Treibstoffverbrauchs des Luftverkehrs in Deutschland, 1990 – 2050, nach TREMOD.....	30
Abbildung 14	Übersicht erneuerbarer Kerosinoptionen für die Luftfahrt	32
Abbildung 15	Ölgewinnung aus Teersanden über Tagebau durch Syncrude bei Mildred Lake in der Nähe von Fort McMurray, Alberta, Kanada	35
Abbildung 16	Produktion von synthetischen flüssigen Kraftstoffen über „Power-to-Liquid“ über die Methanol-Route	49
Abbildung 17	CO ₂ -to-Methanol-Anlage, Svartsengi Geothermal Power Plant, Reykjanes, Island (Bild: Carbon Recycling International Opening 2012, © ThinkGeoEnergy, Lizenz CC BY 2.0).....	51
Abbildung 18	Pilotanlage in Altenrhein, Kanton St. Gallen in der Schweiz; die Rohrleitungen im rechten Bild zeigen die Synthese und Destillationskolonne (Bild: © Armin Grässli / Silicon Fire, 2011)	52
Abbildung 19	Produktion von synthetischen flüssigen Kraftstoffen über „Power-to-Liquid“ über die Fischer-Tropsch-Route	53
Abbildung 20	Modularisierungsoptionen und Synergien für Erzeugung von erneuerbarem Kerosin	56
Abbildung 21	Einordnung der Technologieverfügbarkeit.....	57

Abbildung 22	Installierte Kapazitäten für die Produktion von GTL und CTL weltweit (Grafik: LBST auf Datenbasis [Pinto GTL 2014], [NETL 2014])	58
Abbildung 23	Entwicklung der installierten GTL- und CTL-Produktionskapazitäten weltweit (Grafik: LBST auf Datenbasis von [Pinto GTL 2014], [NETL 2014])	58
Abbildung 24	HVO / HEFA-Kapazitäten weltweit [nach Naumann 2014a]	59
Abbildung 25	BTL-Kapazitäten weltweit [nach Naumann 2014a].....	59
Abbildung 26	Vergleich der Bereitstellungskosten von Kerosin unterschiedlicher Herkunft	61
Abbildung 27	Treibhausgasemissionen für beispielhafte Gesamtketten zur Kerosinbereitstellung und -nutzung	63
Abbildung 28	Das Ziel der International Air Transport Association (IATA) des THG-neutralen Wachstums ab 2020 und der daraus resultierende Bedarf an Kerosinsubstituten (WTT, d.h. ohne Berücksichtigung der Klimawirkungen in großen Höhen)	64
Abbildung 29	Gegenüberstellung Biokraftstoff- / PTL-Produktion und Kerosinverbrauch 2013 weltweit mit dem Ziel der International Air Transport Association (IATA) für 2050 auf Basis verschiedener Bedarfsszenarien (ICAO: Trendfortschreibung von Max- und Min-Szenario des Aviation Outlook 2010, Szenario Nachfrage MKS auf Basis DLR-Modell und Annahmen) und resultierende, maximal zulässige Kerosinnachfrage in 2050 (grün hinterlegt); 1 EJ / a = ca. 23 Mio. t / a (WTT, d.h. ohne Berücksichtigung der Klimawirkungen in großen Höhen)	65
Abbildung 30	Gegenüberstellung Biokraftstoff- / PTL-Produktion und Kerosinverbrauch 2013 in der EU mit den EU-Zielen 2020 und 2050 (Biokraftstoffproduktion EU 2013: F.O. Licht, Szenario Nachfrage MKS im Rahmen der Studie auf Basis DLR-Modell nebst weiterer Annahmen)	66
Abbildung 31	Aireg-Ziel (Deutschland) für die zukünftige Verwendung von alternativen Flugkraftstoffen gegenüber heutigen Biokraftstoff-, PTL- und Kerosinmengen (Biokraftstoffproduktion: DESTATIS, Biokerosinpotenzial: Berechnung auf Basis Umweltszenario [Majer et al 2013], PTL-Potenzial auf Basis [Kreyenberg et al 2014], Prognose Nachfrage MKS: zwei Methoden, untere Bandbreite: TREMOD-Szenario Nachfrage MKS auf Basis DLR- und IFEU-Modelle, 100 PJ / a = ca. 2,3 Mio. t / a).....	67
Abbildung 32:	Zulässige Kerosinzusammensetzungen (graues Fenster) entsprechend ASTM Jet A-1, definiert durch den Gehalt an n-Alkanen [n], verzweigten Alkanen und Cycloalkanen [BC] sowie Aromaten [Ar] (Grafik: LBST nach [de Klerk 2011])	93
Abbildung 33:	Vereinfachtes Prozessschaltbild einer HEFA-Produktionsanlage [Gröngröft et al 2014a]	95
Abbildung 34:	Beispiel einer Anlage zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kerosin [Gröngröft et al 2014a]	95
Abbildung 35:	Flugzeugemissionen und Klimawirkungsmechanismen [Lee et al 2009b]	97

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zusammenfassende Übersicht der wesentlichen Charakteristika für alternative erneuerbare Drop-In-Kraftstoffe bzw. Kerosin für die Luftfahrt	8
Tabelle 2	Steckbrief für Kerosin aus konventionellem Rohöl (Referenz)	33
Tabelle 3	Steckbrief für Kerosin aus Teersanden (Referenz)	34
Tabelle 4	Steckbrief für Kerosin aus Erdgas über „Gas-to-Liquids“ (GTL)	36
Tabelle 5	Steckbrief für Kerosin aus Kohle über „Coal-to-Liquids“ (CTL)	38
Tabelle 6	Steckbrief für HEFA-Biokerosin	41
Tabelle 7	Steckbrief für FT-Biokerosin (BTL)	45
Tabelle 8	Steckbrief für GTL-Biokerosin.....	47
Tabelle 9	Steckbrief für Kerosin aus Wasserstoff über Elektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO ₂ über die Methanol-Route.....	49
Tabelle 10	Steckbrief für Kerosin aus Wasserstoff über Elektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO ₂ über die Fischer-Tropsch-Route	53
Tabelle 11	Forschungsaktivitäten im Bereich erneuerbarer Kraftstoffe für die Luftfahrt	90
Tabelle 12	Direkte Emissionen aus der Verbrennung von Flugturbinenkraftstoff (Jet A, Jet A-1) „Tank-to-Wake“	99

1 Zusammenfassung

Strategisch sind alternative Kraftstoffe auf Basis von erneuerbaren Energien für einen umweltfreundlichen Luftverkehr unersetzlich. Aufgrund der sehr langen Entwicklungs- und Einführungsphasen sowie der langen Lebensdauer der Flugzeuge in der Luftfahrt dauert die Einführung vollständig neuer Kraftstoffalternativen, wie zum Beispiel Wasserstoff, mehrere Jahrzehnte. Daher wird in der Luftfahrt der Schwerpunkt auf die Entwicklung kerosinähnlicher alternativer Kraftstoffe gesetzt, die wenig bis keine Änderung am Flugzeug selbst erfordern. Hinsichtlich der Klimaschutzstrategien gilt der Bedarf an Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien in der Luftfahrt erst mittelfristig. Die Einführung muss aber entsprechend vorbereitet sein. Die qualitativen Voraussetzungen für den quantitativen Ausbau müssen für diese Systeme ebenso gegeben sein wie in allen anderen Einsatzbereichen. Der Luftverkehr steht jedoch wegen der hohen technischen Anforderungen und den internationalen Versorgungsnotwendigkeiten der Flughäfen vor ähnlichen Herausforderungen wie z. B. der internationale Schiffverkehr.

Ziel dieser Studie ist es, den aktuellen Diskussionsstand rund um alternative Kraftstoffe für die Luftfahrt aufzuzeigen und Handlungsbedarfe insbesondere mit Blick auf die Weiterentwicklung der integrierten Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie abzuleiten. Dabei liegt der Fokus der Betrachtungen auf der kurz- bis mittelfristigen Produktion und Bereitstellung von erneuerbarem Kerosin als direkten Kerosinersatz (sog. Drop-In-Kraftstoffe).

Nachfolgend werden die wesentlichen Inhalte der Studie zusammengefasst.

1.1 Charakteristika von Drop-In-Kraftstoffen für die Luftfahrt

Aus einer Fülle unterschiedlicher generell denkbarer Kraftstoffoptionen wurden in dieser Studie nur solche Drop-In-Kraftstoffe betrachtet, die kurz- bis mittelfristig eine Rolle spielen können. Dazu gehören als Vertreter für erneuerbares Kerosin HVO/HEFA-, BTL- und Bio-GTL-Kerosin auf der Basis von Biomasse sowie PTL-Kerosin auf der Basis von erneuerbarem Strom. Eine zusammenfassende Übersicht der Charakteristika dieser Optionen gibt Tabelle 1.

Für alle Kerosinsubstitute gilt, dass die jeweiligen Rohstoffe für deren Produktion ebenso in anderen Sektoren der energetischen und stofflichen Verwertung nachgefragt werden. Derzeit wird erneuerbares Kerosin allenfalls für Testflüge gezielt produziert.

Wenngleich neben verfügbaren HVO-HEFA-Anlagen Einzeltechnologien prinzipiell kommerziell verfügbar sind (z. B. Reaktoren zur Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese und Kraftstoffaufbereitung), sind bislang keine Anlagen zur Kerosinproduktion installiert oder produzieren nennenswerte Kerosinmengen für den internationalen Markt. Das Kerosin, das Testflügen unterschiedlicher Airlines diente, stammte zumeist als HEFA-Kerosin aus Sonderproduktionen.

Tabelle 1

Zusammenfassende Übersicht der wesentlichen Charakteristika für alternative erneuerbare Drop-In-Kraftstoffe bzw. Kerosin für die Luftfahrt

	HVO/HEFA Hydrotreated vegetable oils oder Hydroprocessed esters and fatty acids	BTL Biomass-to-Liquids via Fischer-Tropsch-Route	Bio-GTL Biomethan-Gas-to-Liquids	PTL Power-to-Liquids via Methanol-Route	PTL Power-to-Liquids via Fischer-Tropsch-Route
Rohstoffe	Pflanzenöle (z. B. Raps-, Soja- oder Palmöl), tierische Fette, Altspeiseöle	Holz (z. B. Altholz, Industrierestholz, KUP), Halmgut (z. B. Stroh), Schwarzlauge auf Holzbasis	Energiepflanzen (z. B. Mais-silage), Rest- und Abfallstoffe (z. B. Gülle, Bioabfall, Schlempe)	Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom (Wind, Solar etc.); CO ₂ aus Luft, Rauchgas und Biogasaufbereitung	
Anlagentechnik ^a	Ölgewinnung und -raffination, Hydrotreating, Isomerisierung, Rektifikation/ Destillation	Biomasseaufbereitung, Vergasung, Gasreinigung und -aufbereitung, Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung	Biogas-erzeugung, Gasreinigung, Reformierung, Gasreinigung und -aufbereitung, Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung	H ₂ -Produktion ^b , Methanol-Synthese ^c , Olefinsynthese, Oligomerisierung, Hydro-treating ^d	H ₂ -Produktion ^b , inverse CO-Shift, Fischer-Tropsch-Synthese ^c , Hydrocracking ^d
Anlagenleistung (Input)	1,49 GW Input (Pflanzenöl + Erdgas) Bei 800.000 t / a HVO-Produktion (~ 60 % Kerosin)	887 MW Input (Holz + elektrische Energie) Bei 193.000 t / a BTL-Produktion (~ 50 % Kerosin)	100 MW Input (Biomethan) Bei 34.800 t / a Bio-GTL-Produktion (~ 50 % Kerosin)	1-20 MW _{el} (Input) alle CO ₂ -Quellen möglich, > 500 MW _{el} (Input) auch mit CO ₂ aus Luft möglich	
Anlagenkapazität (Output)	170.000 bis 800.000 t / a Gesamtprodukte (davon ca. 60 % Kerosin)	30.000 bis 200.000 t / a Kraftstoffe (davon ca. 50 % Kerosin)	100 MW Biomethan für 42.000 t / a GTL-Kraftstoffe	30 bis 40 kg / h PTL-Kraftstoffe bei allen CO ₂ -Quellen möglich, > 14 t / h PTL-Kraftstoffe mit CO ₂ aus Luft möglich (davon ca. 50 % Kerosin)	
Stand der Technik	Kommerziell Weltweit ca. 2,3 Mio. t / a installierte Kapazität; > 2 Mio. t / a Produktion	Pilot / Demo Weltweit ca. 0,14 Mio. t / a realisiert bzw. in Planung; derzeit keine Produktion	Komponenten kommerziell verfügbar, jedoch nicht demonstriert	Komponenten kommerziell verfügbar, jedoch nicht demonstriert für Kerosin.	
Treibhausgasemissionen ^e	41 – 71 kg CO ₂ Äq. / GJ	7 – 49 kg CO ₂ Äq. / GJ	42 kg CO ₂ Äq. / GJ	1,2 kg CO ₂ Äq. / GJ	
Typische Kosten für Kerosinproduktion	26 - 50 EUR / GJ	26 – 55 EUR / GJ	55 – 75 EUR / GJ	100 – 130 EUR / GJ	

^a o. g. Prozesse können an verschiedenen Standorten erfolgen; ^b H₂-Produktion frei skalierbar; ^c dezentral und zentral möglich; ^d auch dezentral möglich; ^e gemäß RED 2009 / 28 / EG

Mit Blick auf die derzeitigen internationalen Rahmenbedingungen spielen neben den Kerosinkosten maßgeblich die Treibhausgasemissionen eine Rolle. Während Biokerosin bei vergleichsweise niedrigeren Kosten, abhängig von den eingesetzten Rohstoffen, höhere Treibhausgasemissionen produziert, sind für PTL-Kerosin zwar sehr niedrige Emissionen zu erwarten, jedoch zu deutlich höheren Kosten als dem derzeitigen Kerosinpreis von ca. 13 bis 15 EUR / GJ (570 bis 650 EUR / t Kerosin).

Ungeachtet dessen nimmt der Luftverkehr im Vergleich zu den landbasierten Verkehrsträgern jedoch eine Sonderrolle ein was den Klimaschutz anbelangt, da zusätzlich zu den durch das Kerosin bedingten CO₂-Emissionen weitere Faktoren (z. B. Wasserdampf, Ruß, Stickoxide, Kondensstreifen, Zirruswolken) infolge ihrer Emission in großen Höhen eine teils deutlich erhöhende Klimawirksamkeit aufweisen.

1.2 Gegenüberstellung von Bedarf und Verfügbarkeit an Drop-In-Kraftstoffen

Auf Basis detaillierter Untersuchungen (i) der gesetzten Ziele und Rahmenbedingungen der Luftfahrtindustrie selbst und der Politik, (ii) in Relation zu den erwarteten Entwicklungen des Energiebedarfs in der Luftfahrt sowie (iii) der sich aus den Charakteristika der Drop-In-Kraftstoffe ergebenden Mengenverfügbarkeiten kann eine Einordnung von Bedarf und Verfügbarkeit erfolgen. Hierbei kann jeweils folgendes Fazit gezogen werden.

1.2.1 Weltweit

Die Wachstumsszenarien des Luftverkehrssektors gehen in den kommenden Jahrzehnten von einem deutlich steigenden Energie- und damit v. a. Kerosinbedarf aus. Gleichzeitig strebt die Luftfahrtindustrie an, ab dem Jahr 2020 CO₂-neutral zu wachsen. In dieser Studie wird von einem weltweiten Kerosinbedarf von etwa 12,8 EJ im Jahr 2020 (mit ca. 1.120 Mio. t CO₂-Äquivalente als Basiswert CO₂-neutrales Wachstum) sowie 31 EJ im Jahr 2050 ausgegangen. Unter der Voraussetzung, dass das hier betrachtete Szenario bereits Maßnahmen zur Optimierung beinhaltet (z. B. von Logistik, Infrastruktur und Technologie), ergibt sich ein Bedarf an alternativen Drop-In-Kraftstoffen auf der Basis erneuerbarer Energien der in Abbildung 1 dargestellt ist. Wird bei Einsatz alternativer Drop-In-Kraftstoffe eine spezifische CO₂-Äquivalentvermeidung von durchschnittlich 70 % unterstellt, ergibt sich in 2050 aus der Zielstellung des CO₂-Deckels eine maximal einsetzbare Menge erneuerbaren Kerosins von etwa 12 EJ bei vollständiger Substitution des fossilen Kerosins. Bei einer höheren spezifischen CO₂-Äquivalentvermeidung der Kerosinsubstitute steigt bei gleichen Gesamtemissionen die einsetzbare Energiemenge beispielsweise auf 18 EJ bei durchschnittlich 80 % spezifischer THG-Vermeidung der Kerosinsubstitute. Die 31 EJ erwarteter Energiebedarf im Luftverkehr erfordern somit einen Kerosinmix, der eine durchschnittliche spezifische THG-Vermeidung von 88 % aufweist. Ist die spezifische THG-Vermeidung des Treibstoffs geringer, muss diese Reduktionslücke durch andere Maßnahmen oder eine entsprechende Reduktion der Verkehrsleistung erfolgen.

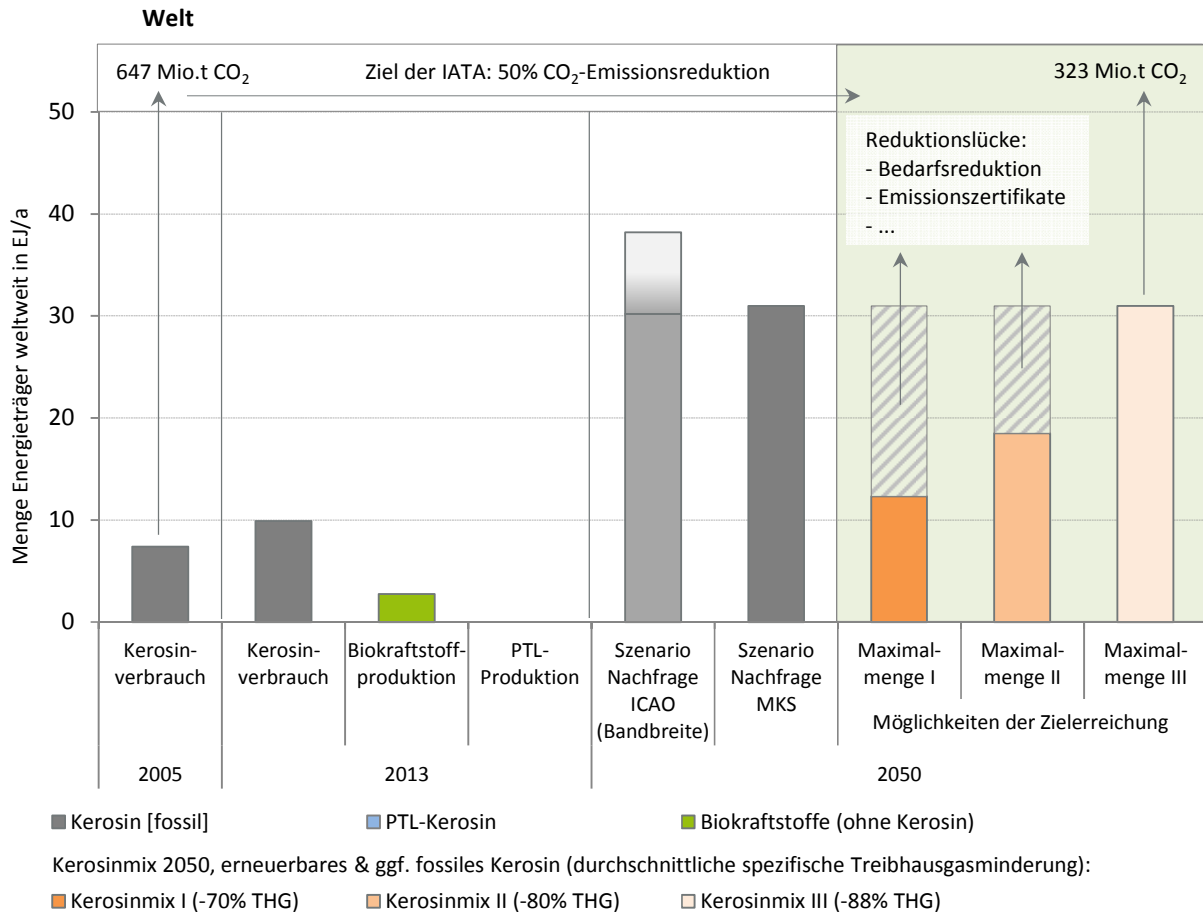


Abbildung 1 Gegenüberstellung Biokraftstoff-/PTL-Produktion und Kerosinverbrauch 2013 weltweit mit dem Ziel der International Air Transport Association (IATA) 2050 auf Basis verschiedener Bedarfsszenarien (ICAO: Trendfortschreibung von Max- und Min-Szenario des Aviation Outlook 2010, Szenario Nachfrage MKS auf Basis DLR-Modell und Annahmen) und resultierende, maximal zulässige Kerosinnachfrage in 2050 (grün hinterlegt); 1 EJ/a = ca. 23 Mio. t/a (WTT, d.h. ohne Berücksichtigung der Klimawirkungen in großen Höhen)

Das Nachfrageszenario MKS von 31 EJ in 2050 entspricht etwa dem 3-fachen des Bedarfs in 2013. Im Jahr 2013 wurden weltweit ca. 2,7 EJ Biokraftstoffe produziert [F. O. Licht] und im Wesentlichen im Straßenverkehr genutzt. Diese Biokraftstoffe bestehen überwiegend aus Ethanol, welches nur bedingt für die Herstellung von Flugkraftstoffen geeignet ist. Die Ziele der IATA für 2050 sind daher ausschließlich mit den heute absehbaren Biokraftstoffpotenzialen und -technologien kaum zu erreichen. Weitere Maßnahmen erscheinen somit für die Zielerreichung der IATA in 2050 unumgänglich, beispielsweise:

- der Einsatz strombasierter Treibstoffe,
- die Inanspruchnahme von CO₂-Zertifikaten [Haag 2010],
- ein deutlich geringeres Wachstum des Energiebedarfs als prognostiziert.

1.2.2 Europa

Mit Bezug auf die Europäische Union gelten maßgeblich zwei Ziele: (i) 2 Mio. t Biokerosin¹ im Jahr 2020 gemäß EU Advanced Biofuels Flightpath und (ii) 40 % CO₂-emissionsarme, nachhaltige Flugkraftstoffe im Jahr 2050 gemäß EU Weißbuch (entspricht z. B. ca. 45 Mio. t/a HVO/HEFA bzw. ca. 2 EJ/a) [EU-Weißbuch 2011, EC 2011a]. Beide Ziele sind in Abbildung 2 dargestellt. Während das mittelfristige Ziel trotz erforderlichen Ausbaus der bisherigen Produktionskapazitäten² grundsätzlich als machbar erscheint, bedarf es für die langfristige Zielerreichung einer Strategie zur Bereitstellung entsprechender Produktionskapazitäten sowie zur Verfügbarkeit entsprechender Rohstoffmengen. Analog dem weltweiten Ziel reduziert sich die absolute Menge des relativen Ziels, wenn der Gesamtbedarf an Flugtreibstoff geringer als erwartet ausfällt und umgekehrt.

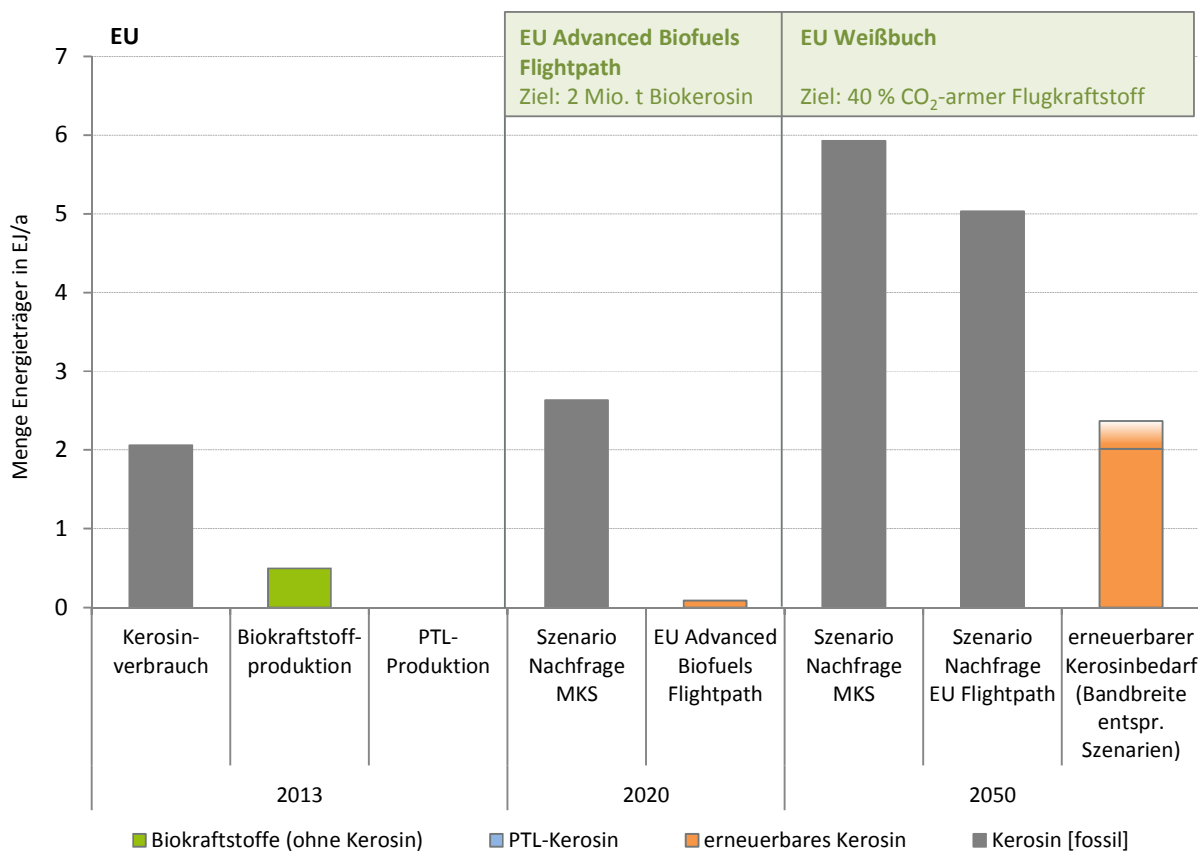


Abbildung 2 Gegenüberstellung Biokraftstoff-/PTL-Produktion und Kerosinverbrauch 2013 in der EU mit den EU-Zielen 2020 und 2050 (Biokraftstoffproduktion EU 2013: F. O. Licht, Szenario Nachfrage MKS im Rahmen der Studie auf Basis DLR-Modell nebst weiterer Annahmen)

In Europa ist der Luftverkehr bereits durch politische Rahmenbedingungen angehalten, Emissionen zu minimieren. Anwendung findet dabei das Emissionshandelssystem der EU (ETS). Derzeit und bis Ende 2016 werden ausschließlich Flüge berücksichtigt die zwischen Flughäfen innerhalb der EU stattfinden. Ab 2017 soll es wieder auf alle Flüge mit Start- und Landflughafen in der EU angewendet

¹ Entspricht etwa 88 PJ/a

² HVO/HEFA derzeit ca. 1,3 Mio. t/a in Europa, Produktgemisch

werden, sollte sich die Internationale Zivilluftfahrtbehörde (ICAO) bis dahin nicht auf ein weltweit gültiges System zur Senkung der CO₂-Emissionen aus der Luftfahrt einigen. Dieses System soll 2020 in Kraft treten [Verkehrsrundschau 2014].

1.2.3 Deutschland

Für Deutschland gibt es derzeit ausschließlich das selbstverpflichtende Ziel von 10 % Biokerosin bezogen auf den Gesamtkerosinverbrauch im Jahr 2025 (ca. 47 bis 57 PJ/a³ je nach Szenario, siehe Abbildung 3). Dies entspricht etwa der derzeitigen Produktionskapazität in Europa, würde diese auf die Biokerosinproduktion umgestellt. Das technische Potenzial umfasst 125 bis 176 PJ/a Biokerosin (HVO/HEFA bzw. BTL, ohne Bio-GTL) sowie bis zu 293 PJ/a strombasiertes PTL-Kerosin. Die Gegenüberstellung mit dem für 2025 zu erwartenden Bedarf an Flugtreibstoffen in Abbildung 3 zeigt, dass das Ziel mit inländischen Potenzialen erreichbar ist.

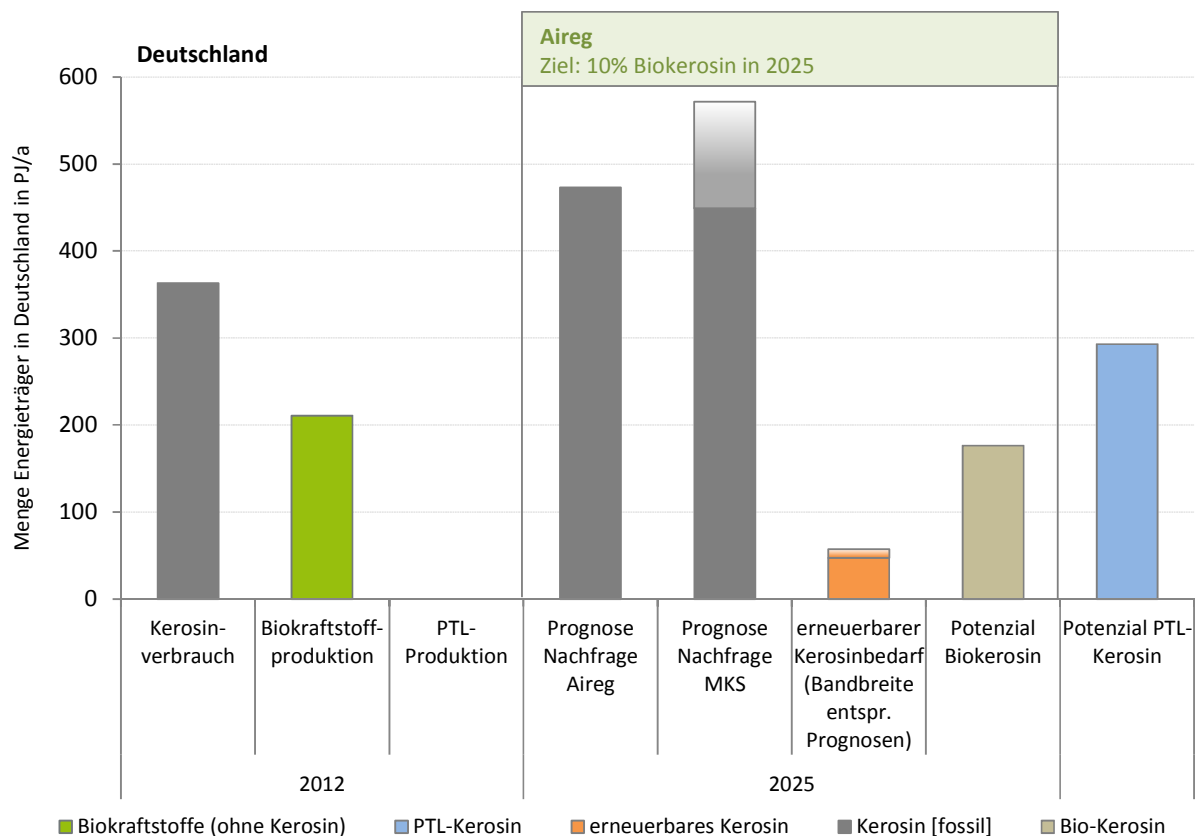


Abbildung 3 Aireg-Ziel (Deutschland) für die zukünftige Verwendung von alternativen Flugkraftstoffen gegenüber heutigen Biokraftstoff-, PTL- und Kerosinmengen (Biokraftstoffproduktion: DESTATIS, Biokerosinpotenzial: Berechnung auf Basis Umweltszenario [Majer et al 2013], PTL-Potenzial auf Basis [Kreyenberg et al 2014], Prognose Nachfrage MKS: 2 Methoden, untere Bandbreite: TREMOD Szenario Nachfrage MKS auf Basis DLR- und IFEU-Modelle, 100 PJ/a = ca. 2,3 Mio. t/a)

³ Entspricht etwa 1 bzw. 1,3 Mio. t HVO/HEFA.

Bei der Berechnung der Potenziale wurden einschränkende Aspekte wie bspw. Nutzungskonkurrenzen bereits berücksichtigt. Unter Einbeziehung weiterer ökonomischer und ökologischer Aspekte sollten diese Potenziale weiter eingegrenzt werden.

1.3 Schlussfolgerungen und Handlungsbedarfe

Ausgehend von den Ergebnissen können die Schlussfolgerungen und Handlungsbedarfe für eine integrierte Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie in Bezug auf einen nationalen Entwicklungsplan für erneuerbare Kraftstoffe für die Luftfahrt mit kurz- bis mittelfristigem Zeithorizont wie folgt zusammengefasst werden:

- Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen (z. B. Besserstellung von Kerosin bei Kraftstoffbesteuerung, fehlende verbindliche Ziele und keine vollständige Beteiligung am EU-Emissionshandelssystem) erzeugen kaum Handlungsdruck zur Emissionsreduktion bzw. Substitution fossiler Energieträger im Luftverkehr. Mit Blick auf das grenzübergreifende Geschäftsfeld der Luftfahrtbranche sind eine **internationale Zieldefinition sowie entsprechende Maßnahmen** erforderlich.
- Die bisher definierten unverbindlichen Ziele sind zumeist auf Biokerosin bezogen und erfordern v. a. langfristig (bis 2050) enorme Mengen an erneuerbarem Kerosin. Für alle Kerosinsubstitute gilt gleichermaßen, dass sie oder ihr Rohstoff auch für die energetische oder stoffliche Nutzung in anderen Sektoren geeignet sind. Mit Blick auf die gesetzten Ziele zur Substitution des fossilen Kerosins ist daher eine **langfristige Strategie zur optimalen Lenkung der begrenzten Rohstoffe und Energieträger** erforderlich.
- Die **Produktionskosten** für erneuerbares Kerosin werden absehbar deutlich über den Kosten für fossiles Kerosin liegen. Selbst definierte und daher weiche Ziele der Luftverkehrsbranche werden demnach unter den bestehenden Rahmenbedingungen nur bedingt Wirkung zeigen. Geeignete politische Maßnahmen können den Handlungsdruck entsprechend erhöhen.
- Die Substitution von fossilem Kerosin ist mit Bezug auf einen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz im Luftverkehr ein wesentlicher Baustein. Die durch den Kerosineinsatz verursachten Emissionen von **Treibhausgasen** sind jedoch **nur ein Faktor**. Weitere Emissionsfaktoren wie Wasserdampf, Ruß, Stickoxide in großen Höhen und daraus resultierende Kondensstreifen und Zirruswolken verstärken den Klimaeffekt erheblich. Daher sollte der gesamte **Kerosinbedarf** auf ein notwendiges Maß beschränkt und Anreize zur **Minimierung** des vermeidbaren Luftverkehrs geschaffen werden.
- Gute Praxisbeispiele** werden entscheiden, ob nachhaltige Konzepte zur Produktion und Bereitstellung von erneuerbarem Kerosin für die Versorgung der Luftfahrt zu etablieren sind.

Für eine dauerhafte Strategie zur Einbindung erneuerbarer Energien und zur Minderung der Umweltwirkungen im Luftverkehr bedarf es daher

- einer **Ausweitung** der bestehenden Europäischen Richtlinien, insbesondere von RED und FQD sowie ETS, und nationaler Quoten **auf sämtliche erneuerbare Energieträger und**

perspektivisch auf alle Verkehrsträger bei gleichzeitiger Klärung des ordnungsrechtlichen Rahmens für z. B. transnationale und transkontinentale Verbindungen;

- einer **Konkretisierung weiterführender verpflichtender Energie- und Emissionsziele** nach 2020 mit Zwischenzielen bis 2050, auch hinsichtlich der im Luftverkehr spezifischen Klimawirksamkeit von Emissionen in großen Höhen, die allen Akteuren die notwendige Richtungsrespektive Planungssicherheit gibt;
- einer **Definition für die Nachhaltigkeit von erneuerbarem Kerosin** unter Beachtung von Nutzungskonkurrenzen sowie einer gezielten Weiterentwicklung der Konversionstechnologien zukünftiger Optionen;
- einer **Demonstration von Anlagen zur Produktion von Biokerosin und PTL-Kerosin** als Grundlage für eine längerfristige Reduzierung der spezifischen Produktionskosten, Treibhausgasemissionen und weiterer Schadstoffe;
- der **Einbeziehung** von erneuerbarem Kerosin **in Energie- und Emissionsszenarien**, insbesondere hinsichtlich der Möglichkeiten die Energiewende im Gesamtenergiesystem mit einer flexiblen Kraftstoffproduktion aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energien zu flankieren.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Der durch die Luftfahrt verursachte Verkehr spielt für den Klimaschutz nicht zuletzt wegen seines schnellen und starken Wachstums eine wichtige Rolle. Die Abhängigkeit von fossilem Rohöl, steigenden/volatileren Rohölpreisen sowie zunehmenden Anforderungen an die Nachhaltigkeit des Luftverkehrs erfordern es, mögliche Optionen an alternativen Treibstoffen in der Luftfahrt zu analysieren. Der Luftverkehr steht wegen der hohen technischen Anforderungen und der globalen und stets überregionalen Versorgungsnotwendigkeiten der Flughäfen und Airlines vor besonderen Herausforderungen, insbesondere was den Einsatz alternativer Energieträger betrifft. Hinzu kommt, dass die klimaschädigende Wirkung des Luftverkehrs nicht allein auf CO₂-Äquivalentemissionen beschränkt werden kann, die jährlich ca. 2 % der weltweiten CO₂-Emissionen ausmachen. Bei der Einrechnung weiterer durch die Luftfahrt verursachten Klimafaktoren (z.B. Zirruswolken, Kondensstreifen und Stickoxidemissionen), die zu Ozonaufbau in großer Höhe sowie Methanabbau führen, sind es sogar zwischen 4 und 14 % [Lee et al 2009a].

Strategisch sind Drop-In Kraftstoffe in den langlebigen und damit hinsichtlich dem Einsatz möglicher Alternativen trägen Antriebssystemen für eine umweltverträgliche Energieversorgung eine vielversprechende Option. In den aktuellen Klimaschutzstrategien der Luftfahrtindustrie wird der Bedarf für alternative Kraftstoffe (insbesondere bei Biokraftstoffen) erst mittelfristig gesehen. Die qualitativen Voraussetzungen (insbesondere in Bezug auf Nachhaltigkeitskriterien) für den quantitativen Ausbau müssen für diese Systeme ebenso gegeben sein wie in allen anderen Einsatzbereichen alternativer Kraftstoffe.

Ziel dieser Studie zum aktuellen Diskussionsstand rund um Drop-In-Kraftstoffe im Luftverkehr ist es, wichtige Handlungsbedarfe zu identifizieren. Dazu werden zunächst die Ziele der Luftfahrtindustrie beleuchtet und die Entwicklungen des Energieverbrauchs in der Luftfahrt analysiert. Für die Einordnung der verschiedenen Drop-In-Kraftstoffe werden die aus heutiger Sicht maßgeblich relevanten Kraftstoffoptionen hinsichtlich verschiedener Kriterien charakterisiert. Darauf aufbauend erfolgt die Gegenüberstellung des potenziellen Bedarfs an fossilen und erneuerbaren Flugtreibstoffen in der Zukunft.

3 Ziele der Luftfahrtindustrie sowie politische Ziele und Rahmenbedingungen

Die Luftfahrtindustrie hat sich im Rahmen von verschiedenen Initiativen zu einer verstärkten Nutzung von Biokraftstoffen bekannt und hierfür konkrete Ziele benannt. Ebenso haben staatliche Organe auf nationaler und supranationaler Ebene Ziele für den Ausbau des Biokraftstoffeinsatzes in der Luftfahrt beschlossen. Weitere Ziele beziehen sich auf eine Steigerung der Kraftstoffeffizienz in der Luftfahrt, was indirekt ebenfalls einen Einfluss auf die Nutzung von Biokraftstoffen haben könnte. Nachfolgend werden die maßgeblichen Initiativen zusammenfassend aufgeführt. Eine Übersicht dieser sowie namhafter Forschungsvorhaben findet sich im Anhang in Tabelle 11.

3.1 Internationale Initiativen

3.1.1 IATA/ATAG

Die International Air Transport Association IATA, ein weltweiter Dachverband für Fluggesellschaften, in Zusammenarbeit mit der Air Transport Action Group ATAG, haben sich mehrere Ziele gesetzt, die eine Begrenzung der Treibhausgasemissionen beabsichtigen. Diese umfassen zunächst eine Steigerung der Kraftstoffeffizienz um 1,5 % pro Jahr zwischen 2009 und 2020. Ab 2020 soll das Wachstum der Luftverkehrsbranche dann CO₂-neutral erfolgen. Bis zum Jahr 2050 soll anschließend eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um 50 % im Vergleich zum Basisjahr 2005 erreicht werden (Abbildung 4). Dies soll mittels einer Vier-Säulen-Strategie umgesetzt werden, in deren erster Säule „verbesserte Technologie“ auch der Einsatz von Biokraftstoffen genannt wird. Die weiteren Säulen beziehen sich auf effizienteren Flugzeugbetrieb (bspw. reduzierte Nutzung der Hilfstriebwerke am Boden), verbesserte Infrastruktur (bspw. direktere Flugrouten) sowie die Teilnahme an Emissionshandelssystemen zur Erreichung von im Luftverkehr selbst nicht realisierbaren Reduktionen. Die Einführung alternativer Flugkraftstoffe soll seitens der IATA durch vielfältige Maßnahmen unterstützt werden. Ein konkretes Mengenziel dafür wird allerdings nicht ausgegeben. [ATAG 2013]

3.1.2 EU Advanced Biofuels Flight Path

In Europa hat sich eine Interessengruppe aus Europäischer Kommission, Airbus, großen europäischen Fluggesellschaften (darunter Lufthansa) sowie europäischen Biokraftstoffherstellern gebildet und die Initiative „European Advanced Biofuels Flight Path“ ins Leben gerufen. Ziel ist es, bis 2020 in der europäischen Luftfahrt jährlich 2 Millionen Tonnen nachhaltig erzeugten Biokraftstoff einzusetzen. Dies entspräche etwa 4 % der derzeit eingesetzten Kerosinmenge. Des Weiteren soll die Errichtung erster Anlagen zur Produktion von Drop-In-Biokraftstoffen für die Luftfahrt im industriellen Maßstab unterstützt werden. [EC 2011a], [EC 2011b]

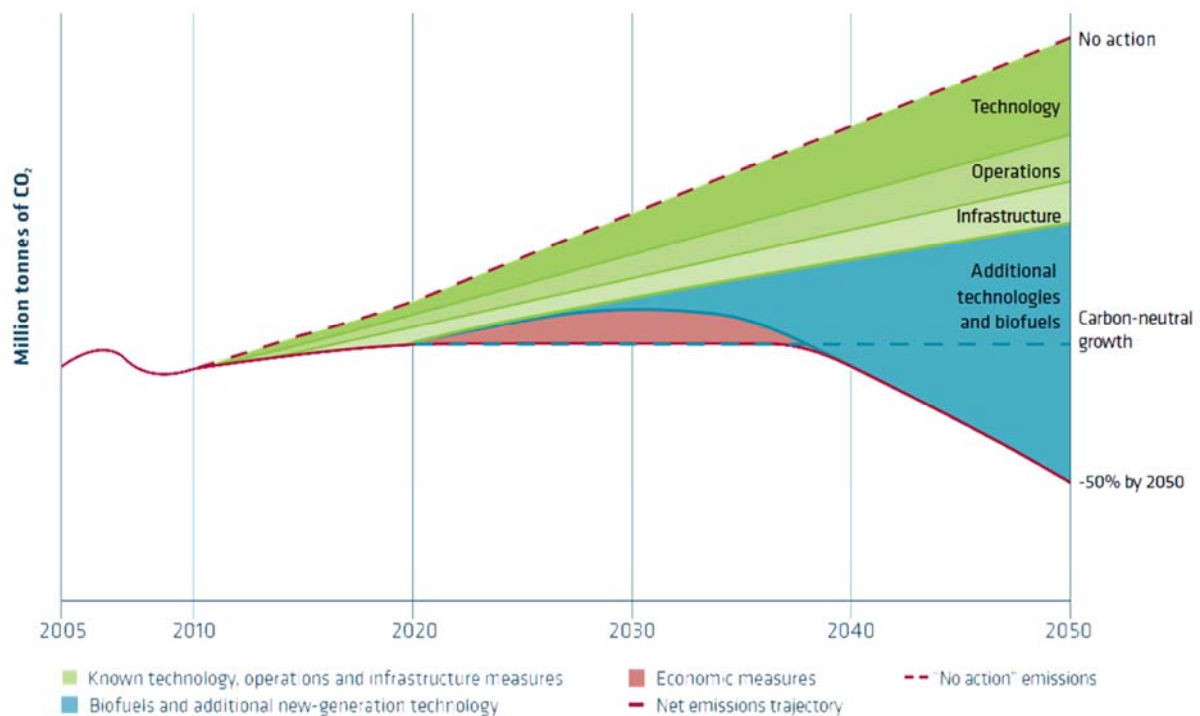


Abbildung 4 Die Ziele der International Air Transport Association (IATA) bis 2050; schematische Darstellung, nur indikativ [aus ATAG 2013]

3.1.3 EU-Weißbuch 2011

Mittels eines Weißbuchs hat die EU ihre Vision eines künftigen Verkehrsraumes definiert und mit zahlreichen Zielen konkretisiert. Hierzu zählen unter anderem auch Klimaziele, wobei eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 60 % bis 2050 gegenüber 1990 erreicht werden soll. Im Bereich der Luftfahrt wird neben einem einheitlichen europäischen Luftraum bis 2020 (der Kraftstoffeinsparungen mit sich bringen soll) ein Anteil von 40 % CO₂-emissionsarmen und nachhaltigen Flugkraftstoffen bis 2050 angestrebt. Es ist davon auszugehen, dass dieses Ziel größtenteils nur mit Hilfe von Biokraftstoffen erreicht werden kann [EU-Weißbuch 2011]. Flüssige Kraftstoffe auf Basis von erneuerbarem Strom (Power-to-Liquid) wurden in [EU-Weißbuch 2011] noch nicht einbezogen.

3.1.4 ICAO

Die Internationale Zivilluftfahrt-Organisation der vereinten Nationen ICAO hat das Ziel veröffentlicht, die Kraftstoffeffizienz der weltweiten Luftfahrtindustrie um 2 % pro Jahr zu steigern. Ein konkretes Mengenziel für die Nutzung von alternativen Flugkraftstoffen wird nicht definiert. [ICAO 2009]

3.1.5 SAFUG

Eine Gruppe von Fluggesellschaften, die Biokraftstoffe einsetzen, hat die Initiative SAFUG (Sustainable Aviation Fuel Users Group) gegründet. Diese hat zum Ziel, die Einführung nachhaltiger alternativer Flugkraftstoffe zu fördern, ohne eine Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion oder eine Gefährdung der Biodiversität und Wasserressourcen zuzulassen. Ein konkretes Mengenziel für die Nutzung von Biokraftstoffen wird nicht ausgegeben. [SAFUG 2014]

3.1.6 CAAFI

Unter der Bezeichnung „Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative“ (CAAFI) haben sich 2006 in den USA Fluggesellschaften, Flugzeughersteller, Energieunternehmen, Forschungseinrichtungen und staatliche Behörden zusammengeschlossen. Die Initiative hat das Ziel, alternative Flugkraftstoffe zu untersuchen, die Energiesicherheit Nordamerikas zu schützen, den Wissenstransfer und die Koordination von (Forschungs-)Projekten voranzutreiben sowie die Normung und Zertifizierung von Biokraftstofftechnologien und -rohstoffen zu unterstützen. [CAAFI 2014]

3.2 Nationale Initiativen

3.2.1 Aireg

Fluggesellschaften, Flughafenbetreiber, Forschungseinrichtungen sowie Unternehmen der Luftfahrt- und Rohstoffindustrie haben sich zur „Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e. V.“ (aireg) zusammengeschlossen. Diese verfolgt das Ziel, den Einsatz biogener Flugkraftstoffe zu fördern. Dabei wird ein Biokraftstoffanteil von 10 % am in Deutschland getankten Kerosin bis 2025 angestrebt. Hierfür sollen u. a. Systeme zur Finanzierung der Mehrkosten von Biokraftstoffen gegenüber konventionellem Kerosin entwickelt werden, um den Markteintritt von biogenen Flugkraftstoffen zu erleichtern. [aireg 2012]

3.2.2 Lufthansa

Bis 2020 hat sich die Lufthansa eine Reduktion der spezifischen CO₂-Emissionen um 25 % gegenüber 2006 zum Ziel gesetzt. Ein eigenes Ziel für alternative Flugkraftstoffe wurde nicht formuliert, die Lufthansa ist allerdings Partner der aireg-Initiative. [Lufthansa 2008]

3.2.3 Air Berlin

Air Berlin hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2018 einen Kerosinverbrauch von 3 Litern auf 100 Personenkilometern zu erreichen, was einer Reduktion um ca. 10 % gegenüber 2013 entspricht. Ein Ziel für den Einsatz von alternativen Flugkraftstoffen wurde nicht formuliert. [Air Berlin 2014]

3.3 Weitere politische Rahmenbedingungen

Neben den oben genannten politischen Zielen und Selbstverpflichtungen der Luftfahrtbranche sind bereits Rahmenbedingungen etabliert, die für den Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen in der Luftfahrt relevant sind. Ziele und Instrumente sowie mögliche Zielkonflikte sind nachfolgend dargestellt.

3.3.1 Ziele für erneuerbare Energien im Verkehr

Sowohl die Bundesrepublik als auch die europäische Union haben Ziele für erneuerbare Energie im Verkehrssektor formuliert. Die Dekarbonisierungsstrategie wird für den Verkehrssektor vor allem über die Richtlinien FQD (Fuel Quality Directive bzw. Kraftstoffqualitätsrichtlinie 2009/30/EG) sowie RED (Renewable Energy Directive bzw. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG) umgesetzt. Beide

Regelwerke sind mit Hilfe des § 37 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) bzw. der 36. BImSchV und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) in nationales Recht überführt. Die europäischen Richtlinien gelten derzeit bis 2020 und werden aktuell hinsichtlich ihrer Ausgestaltung bis und nach 2020 auf europäischer Ebene diskutiert. Entsprechend deutscher Gesetzgebung liegt die Quotenverpflichtung bei der Mineralölwirtschaft (den Inverkehrbringern von Otto- und Dieselmotorkraftstoff), die entweder selbst die Quote erfüllt oder deren Erfüllung an Dritte überträgt (Quotenhandel und ggf. Nachversteuerung). Bei Nichterfüllung der Quote sind Strafzahlungen (Pönale) zu entrichten. Die nationale Regelung im BImSchG wurde 2014 überarbeitet, u. a. sollen perspektivisch auch erneuerbare Energie nicht-biogener Herkunft zur Zielerreichung beitragen und ausgewählte erneuerbare Kraftstoffe mehrfach angerechnet werden.

3.3.2 Besteuerung

Flugbenzin ist nach § 27 des Energiesteuergesetzes (EnergieStG) ebenso von der Energiesteuer befreit wie beispielsweise der öffentliche Nahverkehr. Zudem muss für internationale Flüge keine Mehrwertsteuer auf das Flugbenzin und Flugturbinenkraftstoff (Kerosin) entrichtet werden. Bei innerdeutschen Flügen wird zwar eine Mehrwertsteuer auf Kerosin erhoben, eine nach EU-Recht [EC 2003] ausdrücklich erlaubte Kerosinsteuer (unabhängig vom Ort der Betankung) für Inlandsflüge existiert jedoch nicht.

Biokraftstoffe und Kraftstoffe auf Basis von erneuerbarem Strom könnten demnach auf innerdeutschen Flügen steuerlich prinzipiell bessergestellt werden. Dafür erforderlich wäre ein Abbau der Privilegien für fossiles Kerosin. Würde Flugtreibstoff grundsätzlich – also auch auf internationalen Flügen – stärker besteuert, empfiehlt sich vorab die Durchführung einer Folgenabschätzung zur Vermeidung ungewollter Verschiebungseffekte und ggf. damit verbundenen Mehremissionen.

3.3.3 EU-Emissionshandelssystem (ETS)

Für innereuropäische Flüge ist seit 2012 die Teilnahme am europäischen Emissionshandelssystem verbindlich. Teilstrecken von Interkontinentalflügen die über europäischem Luftraum erfolgen werden bis Ende 2016 nicht vom ETS erfasst. Wird bis dahin nicht die Einführung eines weltweiten Emissionshandelssystems bis 2020 durch die ICAO beschlossen, soll das ETS auf alle über europäischem Luftraum geflogenen Strecken ausgeweitet werden. [Verkehrsrundschau, 2014]

3.3.4 Friktionen und Zielkonflikte

Die Mengenziele für alternative Flugkraftstoffe wie sie im Advanced Biofuels Flight Path und dem Weißbuch der EU definiert wurden, bauen aufeinander auf (ca. 4 % bis 2020 und 40 % bis 2050) und passen prinzipiell auch zum Ziel der aireg (10 % bis 2025). Sie sind allerdings rechtlich nicht bindend und erzeugen damit womöglich nicht den zu deren Erreichung nötigen Handlungsdruck.

Verbindliche Mengenziele für Kraftstoffalternativen im Verkehr können nach EU RED (2009/28/EG) Artikel 3 auch im Flugverkehr mittels Einführung erneuerbaren Kerosins erbracht werden. Mit Blick auf die seit 2012 andauernden Vorschläge zur Änderung der 2009/28/EG, siehe 2012/0288 (COD) [Naumann 2014b], wonach eine Deckelung von Biokraftstoffen auf der Basis von Nahrungsmittel-

rohstoffen (hier insbesondere Pflanzenöle wie Raps, Soja, Palm) festgelegt werden wird, ist zu erwarten, dass es hier zu Verschiebungen in der Marktverfügbarkeit von HVO/HEFA aus diesen Rohstoffen kommen wird.

Die deutsche Biokraftstoffquote zur Treibhausgasvermeidung beim Einsatz von Otto- und Dieselmotoren im Landverkehr (§ 37 BImSchG) schließt den Flugverkehr bislang nicht ein. Das Emissionshandelssystem ETS ist hingegen für die darin verpflichteten Sektoren (auch die Luftfahrt⁴) rechtlich bindend. Jedoch wurden zum einen Biokraftstoffe als klimaneutral definiert und können somit ohne Nachhaltigkeitszertifikat verwendet werden, andererseits werden 85 % der Zertifikate kostenfrei zugeteilt. Die verbleibenden 15 % können neben dem Einsatz alternativer Kraftstoffe auch durch den Zukauf der benötigten Zertifikate oder durch eine Emissionsminderung auf anderem Wege erreicht werden. [Haag 2010] Ein Erreichen der eigenen Kraftstoffeffizienzziele könnte für die Luftfahrtindustrie dann bereits ausreichend sein.

Vor diesem Hintergrund scheinen die Ziele für alternative Flugkraftstoffe im Sinne von Selbstverpflichtungen und politischen Visionen zwar wünschenswert, aber möglicherweise nicht hinreichend.

Erneuerbare Energie und Energieträger, sowohl biogenen als auch nicht-biogenen Ursprungs, werden derzeit sowohl im Strom- und Wärmesektor als auch im Verkehrssektor (Straßen- und Schienenverkehr) in Deutschland, aber auch international, durch entsprechende Maßnahmen politisch gefördert. Die Nutzung der begrenzten Ressourcen bedarf einer zielgerichteten und übergeordneten Strategie, um sowohl diese energetischen als auch sonstige Nutzungsoptionen (stofflich, Nahrungs- und Futtermittel etc.) aufeinander abzustimmen. Im Rahmen eines gesellschaftlichen Diskurses und mithilfe definierter Kriterien sollten die vorhandenen sowie mittel- und langfristig erschließbaren Potenziale den Zielsektoren zugeordnet werden. Die verbindlichen politischen Ziele der Sektoren, u. a. der Luftfahrt, sollten entsprechend dieser übergeordneten Strategie definiert werden.

Für die Markteinführung neuer Kraftstofftechnologien bedarf es langfristig verlässlicher Rahmenbedingungen. Diese können innerhalb einer sektorübergreifenden Strategie besser gewährleistet werden.

⁴ Die Luftfahrt ist seit 2012 in den Emissionshandel („Emission Trading System“ – ETS) mit einbezogen worden. Davon ausgenommen sind Flüge innerhalb der EU und aus Island, Liechtenstein und Norwegen kommende sowie nach Island, Liechtenstein und Norwegen abgehende Flüge [EC 2014].

4 Entwicklung des Energiebedarfs in der Luftfahrt

Der Luftverkehr ist aufgrund der hohen Korrelation zwischen Nachfrage- und Einkommensentwicklung der weltweit mithin am schnellsten wachsende Verkehrsträger. Das insbesondere durch die Schwellenländer getriebene Wachstum stellt langfristig große Herausforderungen in Bezug auf Ressourcenverfügbarkeit sowie ökonomische und ökologische Nachhaltigkeit. Historisch betrachtet wächst die Luftverkehrsnachfrage mit etwa 4 bis 5 % p. a. Das Wachstum des Energiebedarfs beträgt im langfristigen Mittel mit etwa 3 bis 4 % p. a. unter der Wachstumsrate der Nachfrage, da der Luftverkehr seine Treibstoffeffizienz um etwa 1 bis 1,5 % pro Jahr verbessert. Diese Verbesserung ist hauptsächlich getrieben durch den Einsatz neuer Flugzeuggenerationen (siehe die historische Entwicklung der Kraftstoffverbräuche neuer Flugzeuge in Abbildung 5).

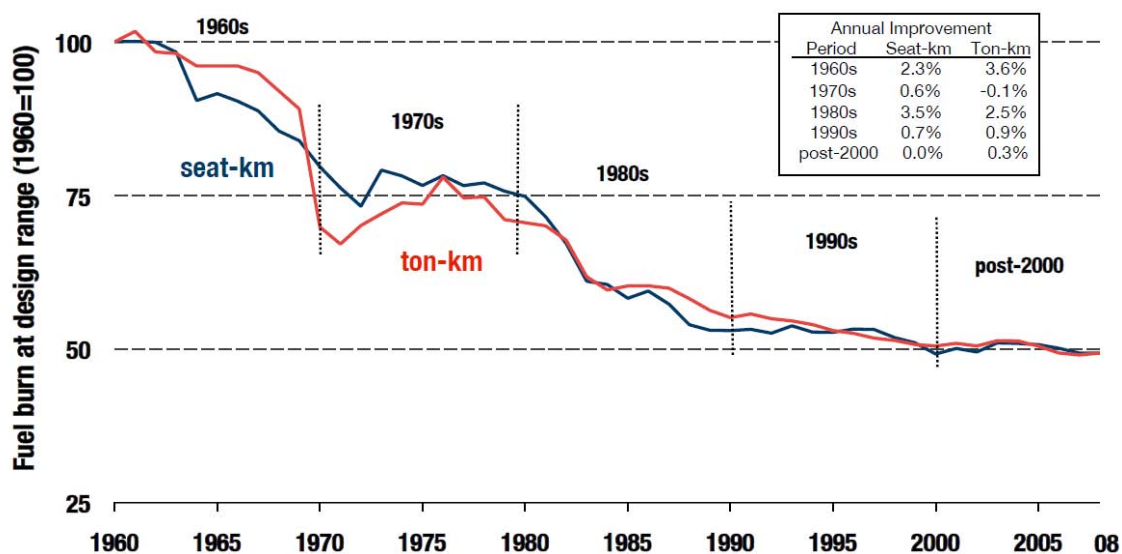


Abbildung 5 Entwicklung des durchschnittlichen Kraftstoffverbrauchs neuer Flugzeuge von 1960 bis 2008 (Basisjahr 1960 entspricht 100 %) [aus ICCT 2009]

Die in Abbildung 5 dargestellten Verbrauchsverringerungen neuer Flugzeuge wirken insbesondere in einem Zeitraum von 1 bis 2 Jahrzehnten nach deren Einführung, weil Neuflyzeuge bei typischerweise langen Nutzungsdauern von Flugzeugen erst im Flottenbestand gewälzt werden müssen. Eine effizientere Flugführung und höhere Auslastungsgrade tragen ebenfalls zur Effizienzverbesserung bei. Maßnahmen zu Effizienzsteigerung im Luftverkehr sind daher insgesamt wichtig, jedoch rechtzeitig um die Einführung von erneuerbaren Kraftstoffen zu komplettieren, da diese das Potenzial für signifikante weitere Treibhausgas-Emissionsminderungen im Luftverkehr haben.

Fluggesellschaften haben einen Anreiz, alternative Treibstoffe einzusetzen, da eine hohe Abhängigkeit vom Ölpreis besteht. Der Anteil der Treibstoffkosten an den Gesamtkosten des Flugbetriebs beträgt bei den Netzwerkfluggesellschaften (z. B. Air France, British Airways oder Lufthansa) etwa 30 %. Bei den Low-Cost-Fluggesellschaften wie Ryanair beträgt ihr Anteil sogar bis zu 50 % der gesamten Betriebskosten. Somit besteht nicht nur aus Gründen des Klimaschutzes ein Interesse der Luftverkehrsunternehmen, alternative Kraftstoffe einzusetzen.

Im Rahmen einer evolutionären Technologieentwicklung werden auf absehbare Zeit Treibstoffe auf Kohlenwasserstoff-Basis die bevorzugte Wahl im Luftverkehr sein. Der Einsatz gänzlich neuer Konzepte wie etwa Flugzeuge, die Wasserstoff oder Akkumulatoren als Energiequelle nutzen, erscheint aktuell aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen bei der Umsetzung erst auf sehr langfristige Sicht denkbar. Auch aufgrund der sehr langfristigen Nutzung von Flugzeugen mit konventioneller Antriebstechnik wird, keine Entwicklungsbrüche wie z. B. durch anspruchsvolle Emissionsanforderungen oder angespannte Verfügbarkeit von Energieressourcen vorausgesetzt, die Nachfrage nach Kerosin noch lange bestehen. Die heute in der Entwicklung befindlichen Flugzeugtypen wie etwa der Airbus A350 werden voraussichtlich etwa 20 Jahre lang ab Markteinführung produziert, um die enormen Entwicklungskosten auszugleichen. Die letzten, in 20 oder mehr Jahren gebauten Flugzeuge werden wiederum weitere 25 bis 30 Jahre in Betrieb sein, bis sich deren Anschaffungskosten für die Fluggesellschaften betriebswirtschaftlich gelohnt haben.

Die Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs beim Flugzeug, und speziell des Energieverbrauchs von Turbinen, erfolgt in einem Kräfteviereck. Eine gleichzeitig maximale Reduktion jeweils des Verbrauchs, der Lärmemissionen und der NO_x -Emissionen ist nicht möglich. Es muss immer ein Kompromiss („Trade-Off“) zwischen den Design-Parametern eines Flugzeuges gefunden werden [Gmelin et al 2008].

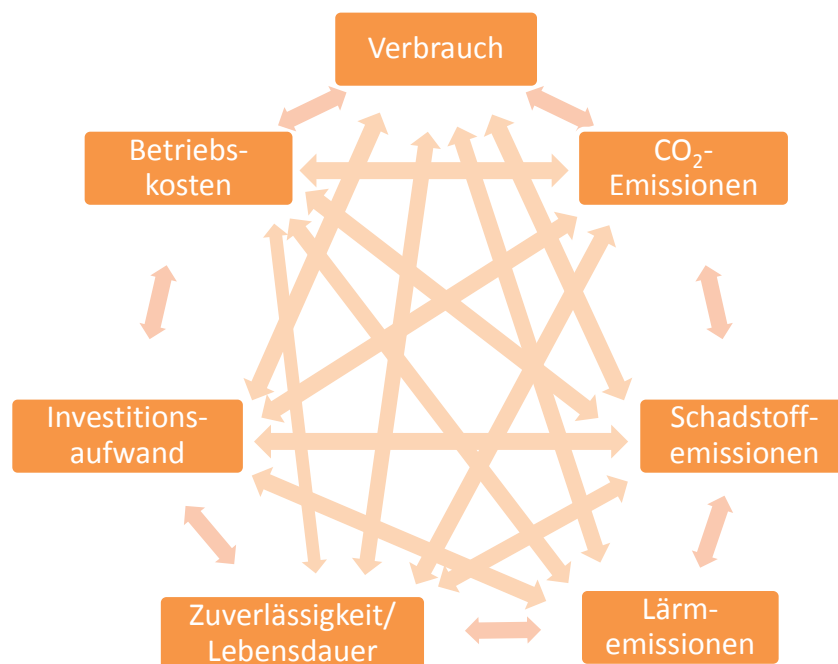


Abbildung 6 Typische Abhängigkeiten im Flugzeugdesign

Von der Priorisierung der einzelnen Faktoren hängt ab, in welchem Umfang weitere Reduktionen im spezifischen Energieverbrauch bei Flugzeugen möglich sind. Ein aktuelles Beispiel hierfür ist der Airbus A380. Die Priorität bei den Turbinen der ausgelieferten ersten Generation lag insbesondere auf der Verringerung der Lärmemissionen. Diese werden absehbar durch verbrauchsärmere und zuverlässigere Turbinen ersetzt [Flug Revue 2014]. Bei zukünftigen optimierten Flugzeugdesigns, wie z. B.

mit dem Antriebskonzept zweier gegenläufiger, offener Rotoren, zeichnen sich Trade-offs zwischen Lärm, Energieverbrauch und den damit verbundenen Kosten ab [Niebling 2007].

Sicherheit und Zuverlässigkeit sind in der Luftfahrt von hoher Priorität und durch die Regulatorik gesetzt. Mit weiterem Ausreizen des technisch Machbaren sinkt der Spielraum und die Fehlertoleranz von Systemen [WiWo 2010, WiWo 2012], wie auch die Vorfälle mit dem neuen Batteriesystem im Boeing 787 „Dreamliner“ zeigen [NTSB 2013]. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die theoretischen technischen Optimierungspotenziale in einer Abwägung der verschiedenen Designziele nicht ausgeschöpft werden, sondern ein robustes Optimum deutlich unterhalb der einzelnen theoretischen Optima liegt.

Zur Reduktion der Klimawirkung im operativen Luftverkehr wurden in den letzten Jahren zahlreiche Modelle entwickelt (EU „REACT4C“, DLR „CATS“, „AirClim“, DLR/NASA „WeCare“), die eine klimaoptimierte Flugroutenplanung auf Basis aktueller Wetter- und Verkehrsdaten mit Klimawirkungsmodellen in großen Höhen kombinieren [DLR-Grewe 2012]. Erste Analysen zeigen, dass bei einer Priorität auf der Reduktion der Klimawirkung des Luftverkehrs signifikante Umwege in Kauf genommen werden können, bevor die Treibhausgasemissionen durch den zusätzlichen Kerosinverbrauch die Klimawirkungen von ungünstigen Luftbedingungen in großen Höhen überkompensieren [Irvine et al. 2014].

Im folgenden Abschnitt wird eine Abschätzung des Energiebedarfs im Luftverkehr auf globaler, europäischer und nationaler Ebene vorgenommen, die die o.g. ökologischen und ökonomischen Herausforderungen noch nicht in die Verkehrs- und Energienachfrage rückkoppelt. Der Fokus liegt auf dem Zeithorizont 2020 bis 2030 mit Perspektive zum Jahr 2050. Der langfristige Zeithorizont soll perspektivisch zur Plausibilisierung einer auch langfristigen Tragfähigkeit (Ressourcenverfügbarkeit, Nachhaltigkeit) von Drop-In-Optionen für kommende weitere Analysen berücksichtigt werden. Da die zukünftige Entwicklung des Luftverkehrs nicht deterministisch über Jahrzehnte prognostiziert werden kann, kommen Szenarien zum Einsatz. Diese beschreiben mögliche (aus der Vergangenheit heraus konsistente) Entwicklungspfade, ohne Aussagen über die Wahrscheinlichkeit des Eintreffens zu machen.

4.1 Entwicklungen weltweit

Die folgende Abbildung 7 zeigt die prognostizierte Entwicklung des Treibstoffverbrauchs im globalen Luftverkehr. Bis zum Jahr 2010 handelt es sich um historische Daten, ab 2011 um prognostizierte Werte. Die Abbildung zeigt den unterschiedlichen Verlauf der Entwicklungen in den Weltregionen. Insbesondere in den Regionen Asien/Pazifik und dem Mittleren Osten ist über 20 Jahre ein durchschnittliches Wachstum des Treibstoffverbrauchs von etwa 5 % p. a. zu erwarten, während in Nord- / Zentralamerika / Karibik das Wachstum mit 2,3 % und in der EU-28 mit 3,6 % erwartet wird.

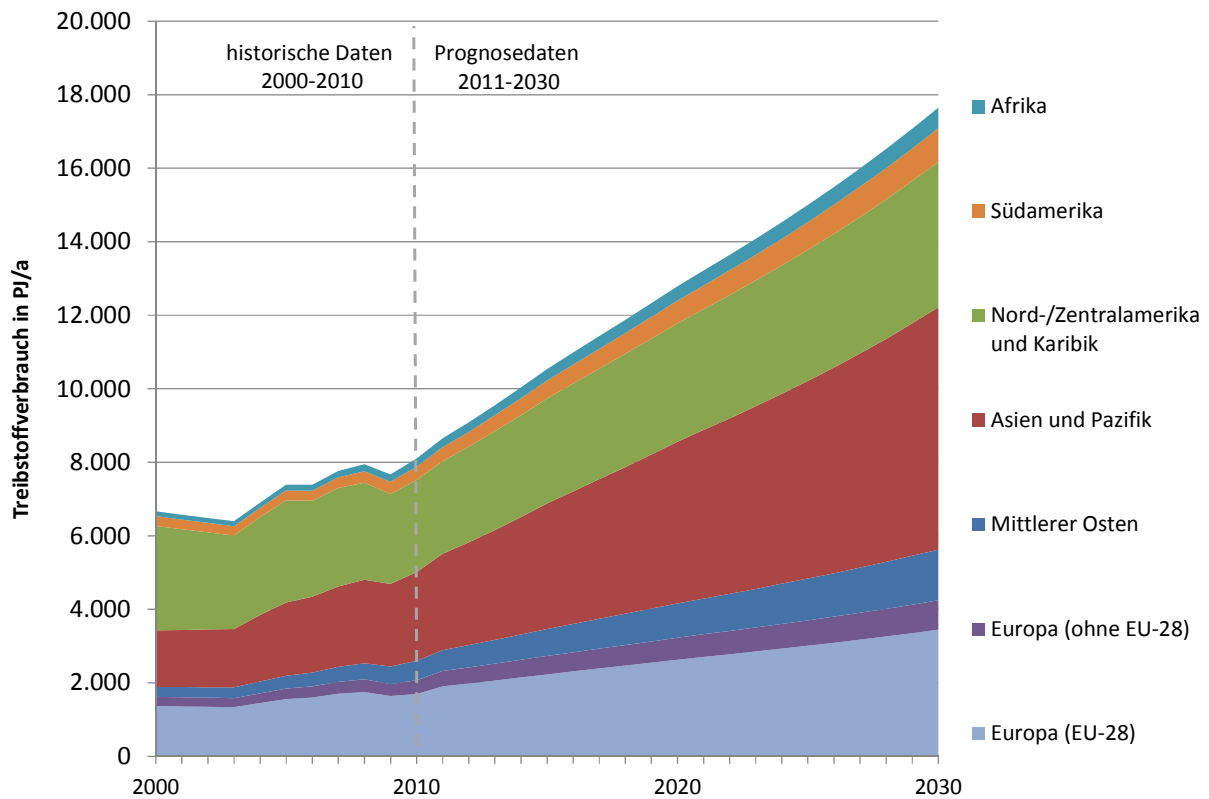


Abbildung 7 Entwicklung des weltweiten Kerosinverbrauchs im Luftverkehr 2000 bis 2030

Das starke Wachstum des Luftverkehrs in Asien wird dazu führen, dass der Anteil des dort verbrauchten Treibstoffs von 30 % in 2010 auf 37 % in 2030 ansteigen wird (siehe Abbildung 8).

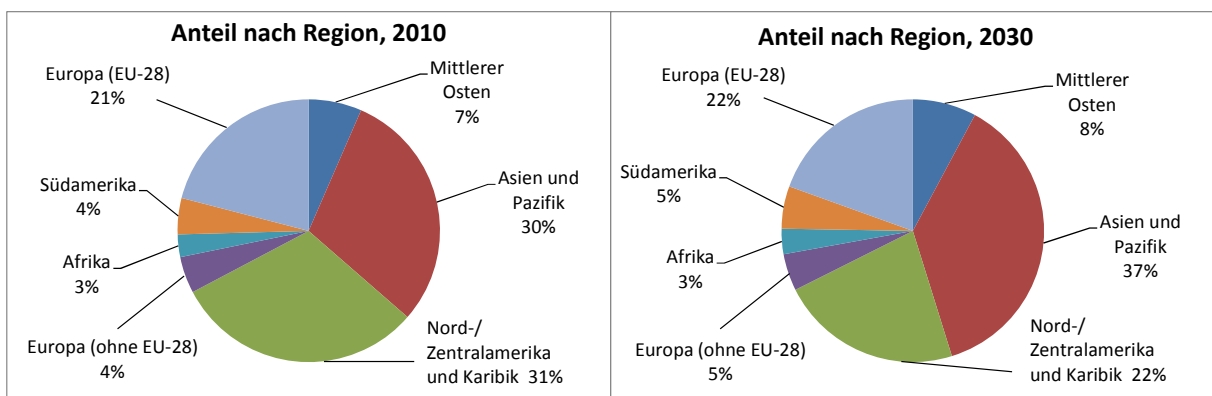


Abbildung 8 Entwicklung des regionalen Anteils am weltweiten Treibstoffverbrauch im Luftverkehr 2010 bis 2030

Zur Ermittlung des weltweiten Energieverbrauchs im Luftverkehr wurde ein am DLR entwickeltes Modell [Schaefer 2012] eingesetzt, welches sich aus vier wesentlichen Elementen zusammensetzt:

- Historisches Verkehrsaufkommen. Der globale Luftverkehr wird im Modell durch die Flugplandaten des Official Airline Guide repräsentiert, der den Linienluftverkehr nahezu vollständig abdeckt. Diese Daten wurden durch weitere Quellen ergänzt, um z. B. Integrator-, Fracht- und Charterverkehre zu erfassen.

- ▶ Zukünftige Verkehrsentwicklung. Die Verkehrsentwicklung wird mit den Wachstumsraten des Airbus Global Market Forecast 2011 – 2030 hochgerechnet [Airbus 2011]. Die Hochrechnung erfolgt dabei marktspezifisch nach Länder- bzw. Regionenpaaren.
- ▶ Flottenersetzung. Innerhalb des Modells werden alternde Flugzeuge im Zeitablauf gegen modernes Fluggerät ausgetauscht. Die Flottenersetzung basiert auf einem statistischen Ansatz, der die Abgangswahrscheinlichkeit in Abhängigkeit des Alters eines Flugzeugs modelliert (klassische „Sterbetafel“, „retirement curve“). Neufugzeuge werden nach aktuellem Orderbuch zugeordnet, um abgegangene Flugzeuge zu ersetzen und den Neubedarf durch Verkehrswachstum zu befriedigen. Die langfristige Größenverteilung der eingesetzten Flugzeuge basiert ebenfalls auf dem Airbus Global Market Forecast.
- ▶ Flugleistungsberechnung. Der Treibstoffverbrauch wurde für jede einzelne Flugmission mit dem am DLR entwickelten Flugleistungstool „VarMission“ berechnet. Die Summe des Treibstoffverbrauchs aller Einzelmissionen ergibt den Welttreibstoffverbrauch des Luftverkehrs, der nach einer Reihe von Kriterien (z. B. die hier gezeigte geografische Verteilung) ausgewertet werden kann.

Der Modellierung liegen weiterhin folgende Annahmen zugrunde:

- ▶ Leichte Erhöhung der Auslastungsgrade mit einem Anstieg des Sitzladefaktors auf 81 % im Jahr 2030;
- ▶ Leichte Effizienzverbesserung der Flugführung (Reduktion der Ineffizienz von etwa 7 % im Jahr 2005 auf etwa 5 % im Jahr 2030.

Der Zeitraum bis 2030 wurde mittels des soeben beschriebenen Ansatzes modelliert. Für den Zeitraum zwischen 2030 und 2050 erfolgt Fortschreibung der Luftverkehrsentwicklung auf globaler Ebene ohne weitere Aufschlüsselung nach Weltregionen unter Nutzung von Wachstumsraten, die in einer ICAO-Arbeitsgruppe ermittelt wurden [ICAO 2013]. Für den Zeitraum 2030 bis 2040 wurde hier ein Wachstum von 4,6 % pro Jahr und von 2040 bis 2050 von 4,2 % angenommen. Die Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs im Luftverkehr ist in Abbildung 9 dargestellt.

Die Modellierung zeigt, dass der Einsatz von modernem Fluggerät den Haupteinflussfaktor für die Entwicklung des globalen Kerosinverbrauchs darstellt. Insgesamt ist zu erwarten, dass sich der spezifische Kerosinverbrauch pro Tonnenkilometer von 0,375 kg Treibstoff/Tonnenkilometer (bzw. 16,1 MJ/tkm) im Jahr 2000 auf 0,246 kg Treibstoff/Tonnenkilometer (10,6 MJ/tkm) im Jahr 2030 verbessern wird. Dies entspricht einer Verbesserung von etwa 35 % über den gesamten Zeitraum von 2000 bis 2030 oder etwa 1,2 % pro Jahr.

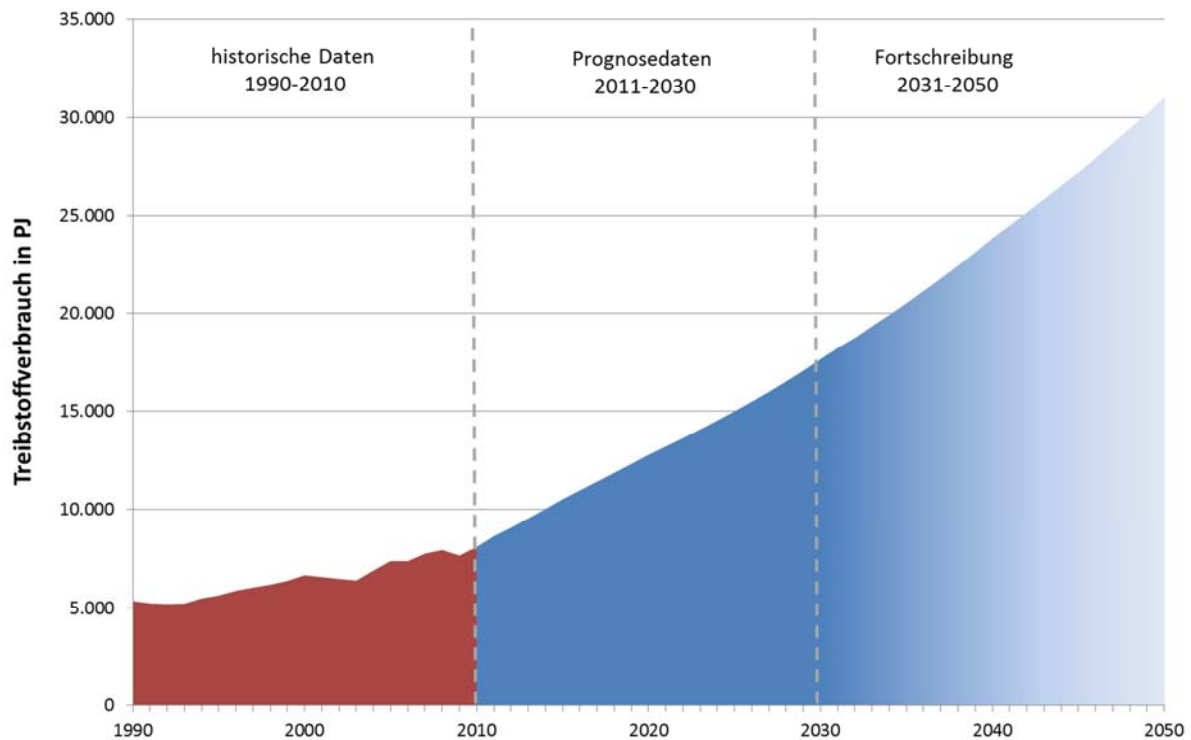


Abbildung 9 Entwicklung des weltweiten Kerosinverbrauchs im Luftverkehr 1990-2030/2050

Für den Zeitraum 2030 bis 2050 wurde für die Effizienzentwicklung ein vereinfachter Ansatz genutzt, bei dem technisch-betriebliche Verbesserungen und Auslastungsoptimierungen in einem Faktor zusammengefasst wurden. In den Jahren 2000 bis 2010 lag die durchschnittliche jährliche Effizienzsteigerung bei ca. 1,8 %. Für die Prognosejahre 2010 bis 2030 ergibt sich unter den oben beschriebenen Annahmen eine jährliche Effizienzsteigerungsrate von 1,2 %. Für die darauffolgende Dekade bis 2040 wird nun eine jährliche Effizienzsteigerung von 1,1 % und für den Zeitraum von 2040 bis 2050 von 1,0 % unterstellt. Die Abbildung 10 stellt die historische und modellierte Entwicklung der Energieeffizienz im Luftverkehr für die Jahre 2000 bis 2050 grafisch dar.

Die internationale Zivilluftfahrtorganisation ICAO geht in ihren eigenen Wachstumsszenarien von einem Anstieg des Treibstoffverbrauchs im Luftverkehr im Jahr 2030 auf 300 bis 390 Mt aus [ICAO 2013]. Dies entspricht einem Energieverbrauch von 12.900 bis 16.770 PJ. Die relativ große Bandbreite der Schätzung beruht dabei auf den Unsicherheiten bzgl. des Beitrags von technologischen Verbesserungen und Effizienzsteigerungen bei der Flugführung. Die Trendextrapolation der ICAO für das Jahr 2050 prognostiziert einen Energieverbrauch von 570 bis 890 Mt (24.570 bis 38.270 PJ). Wird zudem die unterschiedliche Nachfrageentwicklung in Szenarien mit niedriger, mittlerer und hoher Nachfrage berücksichtigt, wächst die Bandbreite der Schätzung des Energieverbrauchs im Jahr 2050 auf 450 bis 1.090 Mt (19.350 bis 46.870 PJ).

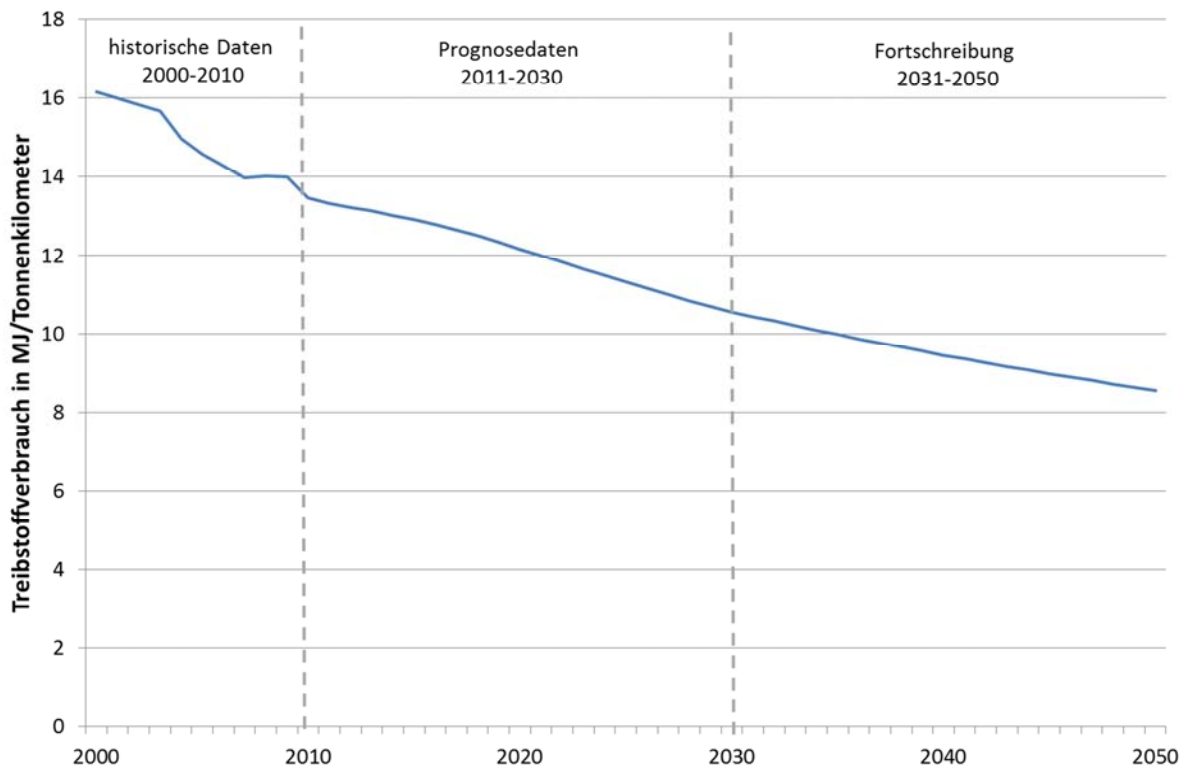


Abbildung 10 Entwicklung der Energieeffizienz des globalen Luftverkehrs von 2000 bis 2030 / 2050

Im World Energy Outlook der OECD und IEA wird ein Anstieg des Energieverbrauchs im Luftverkehr zwischen 2012 und 2035 von 45 % prognostiziert [OECD/IEA 2013]. Dies würde – ausgehend von den hier gezeigten Werten – einen Anstieg von etwa 9.000 PJ in 2012 auf 13.050 PJ in 2035 bedeuten. Dieses Szenario ist deutlich niedriger angesetzt als die Werte der ICAO-Szenarien (etwa 15.000 PJ in 2035 bei mittlerem Nachfragewachstum und 1,4 % Effizienzsteigerung pro Jahr) bzw. unserer eigenen Modellschätzung (20.000 PJ in 2035 bei relativ hohem Nachfragewachstum und 1 %-iger Effizienzsteigerung pro Jahr).

4.2 Entwicklungen in Europa

Der Treibstoffverbrauch des in Europa (EU-28) abgehenden Luftverkehrs wird sich zwischen 2010 und 2030 von 1.640 PJ ausgehend auf 3.444 PJ voraussichtlich etwas mehr als verdoppeln (siehe Abbildung 11). Innerhalb der EU ist insbesondere mit stärkerem Wachstum in den osteuropäischen Staaten zu rechnen, wenn diese Staaten langfristig ein weiteres Wachstum des Pro-Kopf-Einkommens realisieren können. In den westeuropäischen Märkten ist eher ein geringeres Wachstum aufgrund von Marktsättigungstendenzen, einem geringeren Wirtschaftswachstum und einer schrumpfenden Bevölkerung zu erwarten. Für die EU-28 ist davon auszugehen, dass der Treibstoffverbrauch um etwa 3,6 % pro Jahr steigen wird. In den östlichen EU-Mitgliedsstaaten wird das Wachstum etwa 5 bis 6 % betragen, in den westlichen Staaten etwa 3 bis 3,5 %.

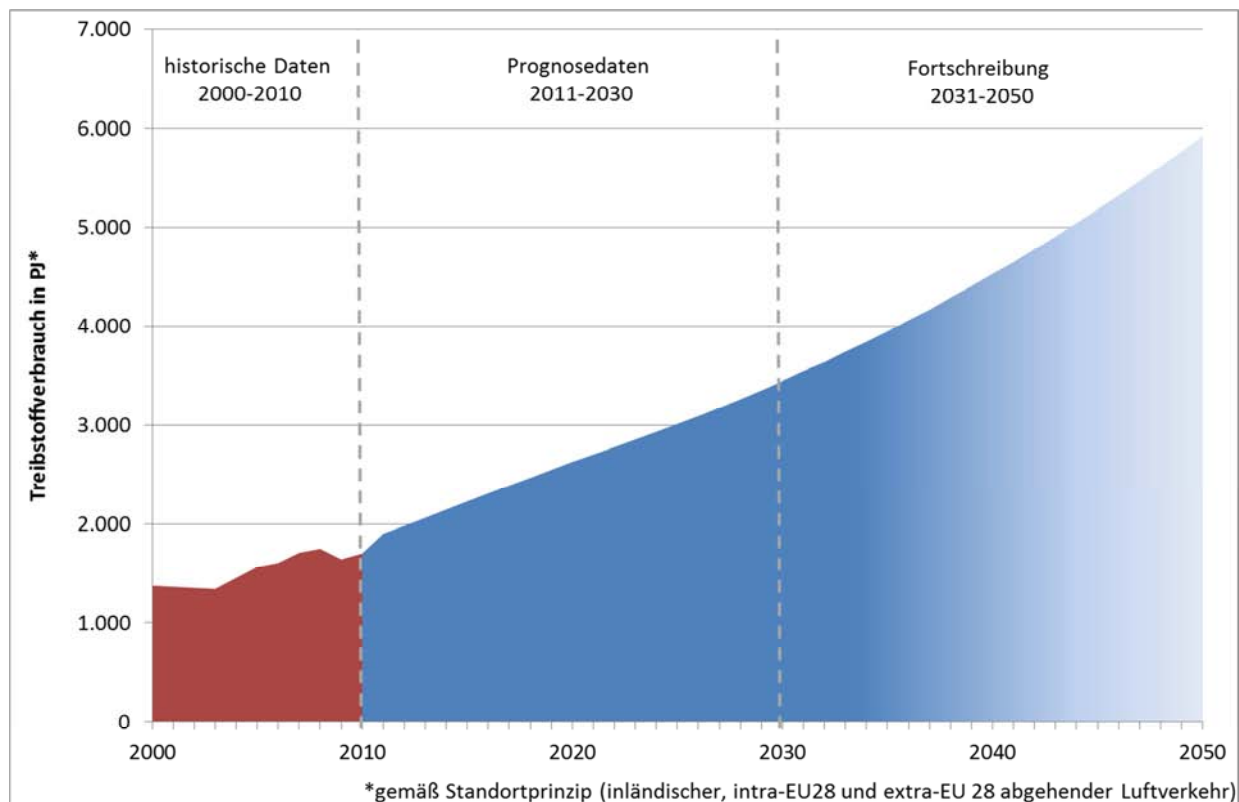


Abbildung 11 Entwicklung des Treibstoffverbrauchs des Luftverkehrs in der EU-28, 2000 – 2030 / 2050

4.3 Entwicklungen in Deutschland

Für die Luftverkehrsentwicklungen in Deutschland wurden zwei Abschätzungen vorgenommen: Zum einen eine Detailbetrachtung der oben beschriebenen Methode für Deutschland und zum anderen eine Abschätzung bis 2050 basierend auf dem Modell TREMOD [IFEU 2012] und zusätzlichen Annahmen, welche im Rahmen der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ [Kreyenberg et al 2014] festgelegt wurden. In beiden Szenarien erfolgt die Bilanzierung des Energieverbrauchs nach dem Standortprinzip, d. h. es werden inländische Flugbewegungen sowie aus Deutschland abgehende Flüge bis zur ersten Landung berücksichtigt. Diese Abgrenzung ist damit konsistent zum Energiebilanzprinzip, welches die in Deutschland getankten Mengen an Treibstoff berücksichtigt. Weitere Energieverbrauchsszenarien für Deutschland wurden nicht berücksichtigt, da hier kein Standortprinzip angewendet wird und ein Vergleich somit nicht möglich ist (siehe [Dünnebeil et al. 2013]).

Abbildung 12 stellt den Energieverbrauch in Deutschland dar, der sich aus den Annahmen der globalen und europäischen Entwicklungen bezüglich des Verkehrswachstums und der Flottenentwicklung ergibt. Aufgrund von engeren Verflechtungen mit stark wachsenden Regionen in Schwellenländern und der starken Marktposition als Verkehrsdrehscheibe für den europäischen und interkontinentalen Verkehr, dürfte das Wachstum des Treibstoffverbrauchs in Deutschland mit 3,8 % bis 2030 auch langfristig etwas oberhalb des EU-Durchschnitts von 3,6 % liegen. Im Hinblick auf zunehmende Marktsättigungstendenzen und die langfristige demographische Entwicklung, nehmen wir für die Fortschreibung bis 2050 abnehmende Wachstumsraten von 2,7 % in 2031 bis 0,8 % in 2050 an, sodass der Energieverbrauch in unserem Modell bei etwas über 900 PJ pro Jahr in 2050 liegen wird.

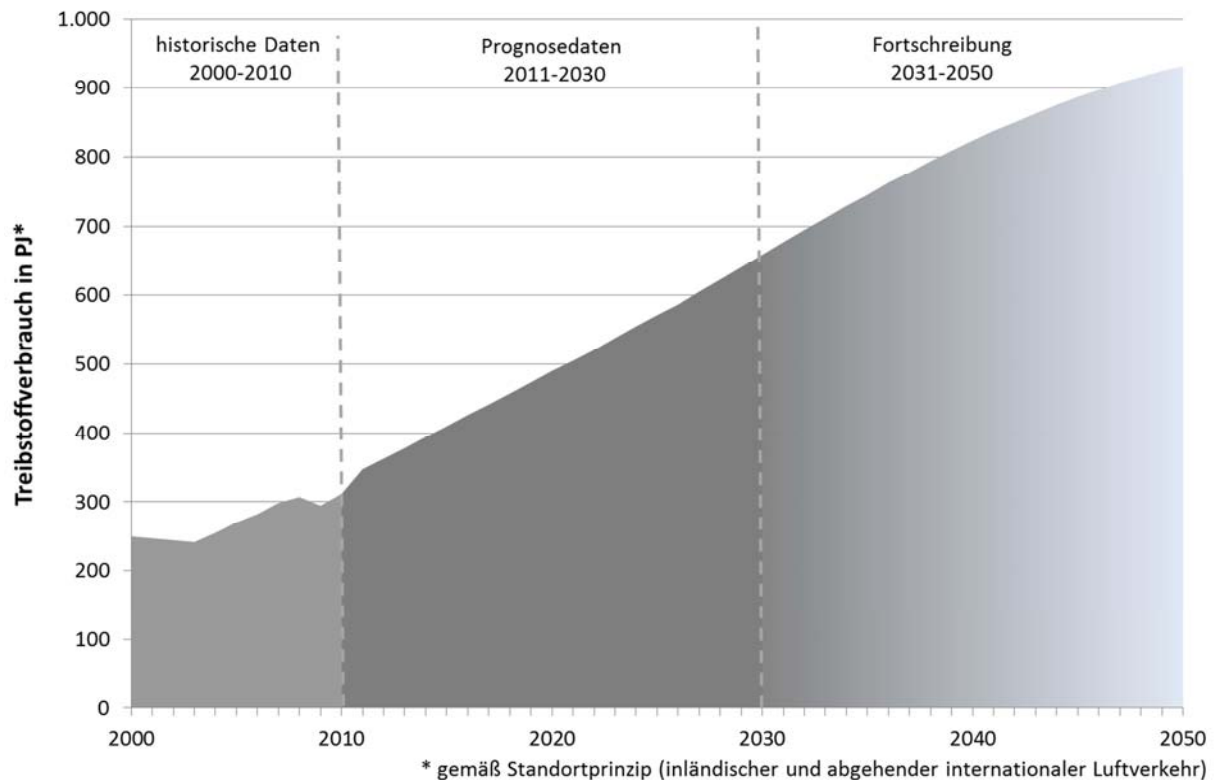


Abbildung 12 Entwicklung des Treibstoffverbrauchs des Luftverkehrs in Deutschland, 2000 – 2030 / 2050

Das Szenario der Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ stellt dagegen einen Zeitraum von 1990 bis 2050 dar und berücksichtigt folgende Entwicklungen:

- ▶ Zunahme der Verkehrsleistung
 - 2010 bis 2030 um +78 % in Anlehnung an die Verkehrsprognose der Bundesregierung (VP30) [BVU / Intraplan / IVV / Planco 2014]⁵.
 - 2030 bis 2050 um die Hälfte der absoluten Verkehrsleistungszunahme von 2010 bis 2030 bzw. relativ um 22 % (eigene Annahme).
- ▶ Konstante Reduktion des spezifischen Energieverbrauchs (MJ / tkm bzw. Pkm) um 1 % p. a. nach eigenen Annahmen in Abstimmung mit dem Umweltbundesamt [IFEU 2012].

Die Entwicklung des Treibstoffverbrauchs (nach TREMOD) ist in Abbildung 13 dargestellt. Der Energiebedarf des deutschen Luftverkehrs nahm demnach zwischen 1990 und 2012 um ca. 90 % zu. Zwischen 2013 und 2030 beträgt die Zunahme noch 27 %. Energieeffizientere Flugzeuge kompensieren zukünftig das Verkehrswachstum, sodass zwischen 2031 und 2050 von einer Verminderung des Treibstoffverbrauchs um 2,5 % ausgegangen wird.

⁵ Für den Güterverkehr existieren in der VP30 nur Prognosen für den innerdeutschen Luftverkehr, jedoch nicht gemäß dem Standortprinzip (inländischer und aus Deutschland abgehender internationaler Verkehr). Daher werden hier vereinfacht die Zuwachsraten des Personenverkehrs übernommen.

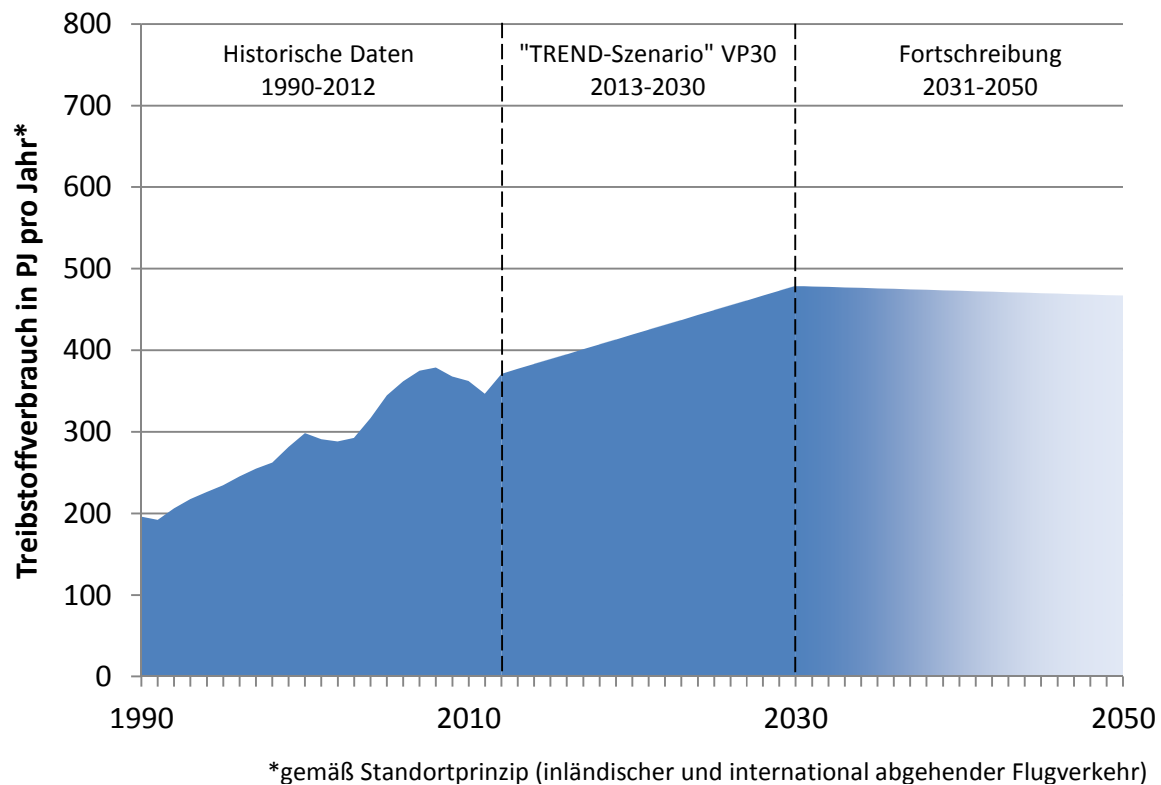


Abbildung 13 Entwicklung des Treibstoffverbrauchs des Luftverkehrs in Deutschland, 1990–2050, nach TREMOD

Beide Szenarien für Deutschland zeigen demnach gegenüber heute einen deutlichen Anstieg des Energieverbrauchs im Luftverkehr, absolut zeigen sich jedoch enorme Schwankungen. Der für 2030 bzw. 2050 berechnete Verbrauch ist beim TREMOD-Szenario deutlich geringer. Da insgesamt ähnliche Effizienzentwicklungen mit einer Reduktion des spezifischen Treibstoffverbrauchs von ca. 1 % pro Jahr angenommen werden, begründen sich die Unterschiede in den zugrunde gelegten Wachstumsraten der Verkehrsleistung. Die aktuelle Bundesverkehrswegeplanung begründet das geringere Wachstum bis 2030 gegenüber früheren Prognosen vor allem mit einem geringeren Wirtschaftswachstum. In den Airbus-Prognosen wird dagegen ein weitaus höheres Wachstum als in der deutschen Bundesverkehrswegeplanung bzw. den Annahmen im Rahmen der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ angenommen.

Die Verkehrsleistungsentwicklung bis zum Jahr 2050 ist aus heutiger Sicht als sehr unsicher zu betrachten und kann bestenfalls eine Fortschreibung der mittelfristigen Prognosen bis 2030 darstellen.

5 Charakteristika von Drop-In-Kraftstoffen für die Luftfahrt

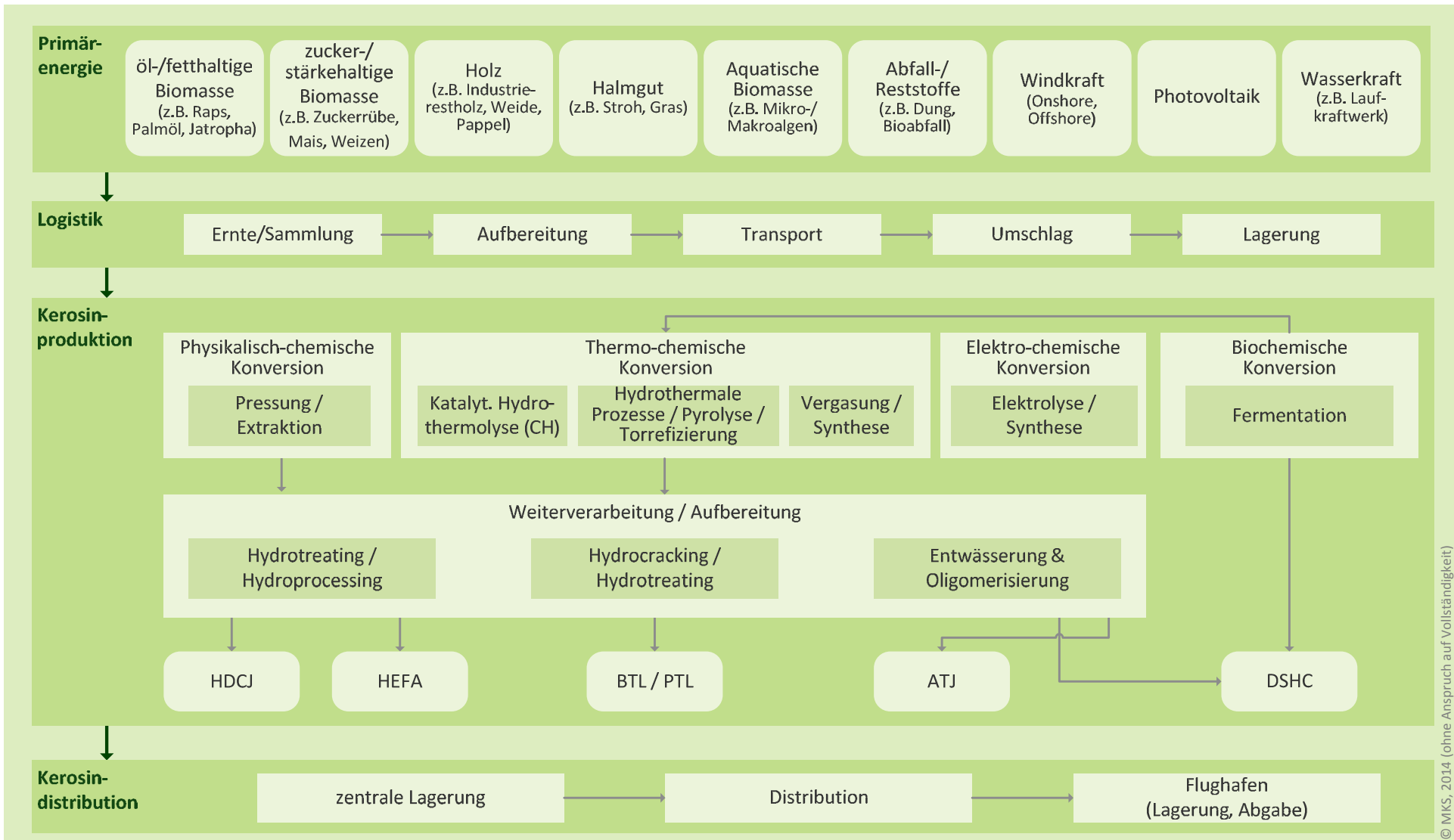
Nachfolgend werden nach einer Übersicht der verschiedenen erneuerbaren Kerosinoptionen die spezifischen Charakteristika für ausgewählte Drop-In-Kraftstoffe der fossilen Referenzen sowie für Bio-kerosin und Kerosin auf der Basis von erneuerbarem Strom vorgestellt.

5.1 Übersicht unterschiedlicher erneuerbarer Kerosinoptionen

Eine Übersicht der derzeit in Diskussion befindlichen alternativen Kraftstoffe für die Luftfahrt zeigt Abbildung 14. Dabei kann grundsätzlich eine Vielzahl unterschiedlicher biogener Rohstoffe oder Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommen. Allen gemein sind im Regelfall entsprechende raffinerienahe Aufbereitungstechnologien.

In der Diskussion um alternative Kraftstoffe im Flugverkehr werden häufig mögliche Unterschiede zu heute verwendeten Kraftstoffen thematisiert. In dieser Studie werden nur Kraftstoffe für Flugturbinen betrachtet (Kerosin), nicht aber Kraftstoffe für Flugzeuge mit Kolbenmotoren (Flugbenzin).

Unterschiede gibt es jedoch auch bei konventionellen Flugturbinenkraftstoffen unterschiedlicher Herkunft. Die Eigenschaften von konventionellen, auf Erdöl basierenden Flugturbinenkraftstoffen weisen in Abhängigkeit des eingesetzten Rohöls und der eingesetzten Raffinerieprozesse unterschiedliche Eigenschaften auf. Die verbrennungstechnischen Eigenschaften müssen aber innerhalb der von der Kraftstoffspezifikation von Jet A und Jet A-1 festgelegten Bandbreite liegen (vgl. Anhang, Anforderungen an Eigenschaften von Kerosin). Voraussetzung für den Einsatz der Kraftstoffe ist, dass sie die Standardisierungsprozesse nach ASTM D7566 durchlaufen haben. Bislang ist nur eine Beimischung für ausgewählte Biokerosinoptionen zulässig (bis zu 50 Vol.% HEFA bzw. BTL). Weitere durchlaufen derzeit den Standardisierungsprozess (z. B. DSHC / Amyris, ATJ / Alcohol to Jetfuel), werden im Rahmen dieser Studie auch aufgrund unzureichend belastbarer Veröffentlichungen nicht vertiefend betrachtet.



© MKS, 2014 (ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

ATJ | Alcohol to Jet; BTL | Biomass to Liquid; CH | Catalytic Hydrothermolysis; DSHC | Direct Sugar to Hydrocarbons; HDCJ | Hydrotreated Depolymerized Cellulosic Jet; HEFA | Hydrotreated Esters and Fatty Acids; PTLI Power to Liquid

Abbildung 14 Übersicht erneuerbarer Kerosinoptionen für die Luftfahrt

5.2 Charakteristika fossiler (Referenz-)Flugturbinenkraftstoffe

Für eine vergleichende Gegenüberstellung zu den betrachteten alternativen, biomasse- und strombasierten Drop-In-Kraftstoffen werden die folgenden fossilen Treibstoffe für die Luftfahrt charakterisiert:

- ▶ Kerosin aus Rohöl
- ▶ Kerosin aus Teersand (Kanada)
- ▶ Kerosin aus Erdgas mittel Reformierung und Synthese (GTL)
- ▶ Kerosin aus Kohle mittels Vergasung und Synthese (CTL)

5.2.1 Kerosin aus konventionellem Rohöl

Konventionelles Rohöl wird über Bohrungen aus erdölführenden Schichten zur Oberfläche gefördert. Tabelle 2 zeigt wesentliche Kennzahlen für Flugturbinenkraftstoff (Kerosin) aus konventionellem Rohöl.

Tabelle 2 Steckbrief für Kerosin aus konventionellem Rohöl (Referenz)

Kerosin aus Rohöl	
Rohstoffbasis	Konventionelles Rohöl
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Zentral Erdölförderung, Transport nach Europa, Erdölraffinerie
Produkte	Benzin, Kerosin, Diesel, Schmierstoffe
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion seit mehr als 100 Jahren
THG-Emissionen (CO₂-Äquivalent)	Bereitstellung („Well-to-Tank“) analog Diesel: 15,4 g / MJ [JEC 2013] Verbrennung Kerosin: 73,6 g / MJ
Anlagenkapazitäten	Typ. große Anlage: 10 – 12 Mio. t Rohöl pro Jahr Kapazität in Deutschland insgesamt: 104 Mio. t Rohöl pro Jahr [MWV 2013]
Anlagenbestand (Deutschland)	13 Standorte (Stand: Ende 2012): Burghausen, Gelsenkirchen, Godorf, Hamburg-Harburg, Hamburg-Holborn, Heide / Holstein, Ingolstadt, Karlsruhe, Leuna / Spergau, Lingen (Ems), Neustadt / Vohburg an der Donau, Schwedt (Oder), Wesseling

5.2.2 Kerosin aus unkonventionellen Quellen

Neben konventionellem Rohöl wird inzwischen auch unkonventionelles Rohöl aus Ölschiefer (z. B. in Estland) und Teersand (z. B. in Kanada) produziert. Bei Teersand wird das darin enthaltene Bitumen abgetrennt, um daraus „synthetisches Rohöl“ erzeugen zu können, das wiederum in konventionellen Rohölraffinerien eingesetzt werden kann. Tabelle 3 zeigt die Produktionscharakteristik von Flugturbinenkraftstoff (Kerosin) aus Teersanden.

Tabelle 3 Steckbrief für Kerosin aus Teersanden (Referenz)

Kerosin aus Teersand	
Rohstoffbasis	Teersand
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Zentral Teersandförderung, Upgrading zu synthetischem Rohöl, Transport nach Europa, Erdölraffinerie
Produkte	Benzin, Kerosin, Diesel, Schmierstoffe
Stand der Technik/ Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion
THG-Emissionen (CO₂-Äquivalent)	Bereitstellung („Well-to-Tank“): 32,0 g / MJ [LBST 2010] Verbrennung Kerosin: 73,6 g / MJ
Anlagenkapazitäten	Raffinerie wie bei konventionellem Rohöl
Anlagenbestand (Deutschland)	Raffinerie wie bei konventionellem Rohöl

Bei der Gewinnung von Bitumen aus Teersanden im Tagebau wird zunächst, wie beim Braunkohletagebau, die Deckschicht abgetragen. Ein Teil des abgetragenen Erdreichs wird für den Bau der Dämme für die Lagerung der Rückstände aus der Bitumenabtrennung verwendet. Der Teersand wird abgebaut und zu den Zerkleinerungsanlagen (Brechanlagen) transportiert. Nach der Zerkleinerung wird durch Zugabe von Wasser eine schlammartige Substanz erzeugt. Aus der schlammartigen Substanz wird durch Abtrennung von unerwünschten Bestandteilen ein „Bitumenschaum“ erzeugt. Die schlammartigen Rückstände werden in Teichen gelagert. Der Bitumenschaum besteht zu 60 % aus Bitumen, zu 30 % aus Wasser und zu 10 % aus Feststoffen. Die schlammartige Substanz wird über Rohrleitung zur Bitumenabtrennanlage transportiert. Die Bitumenabtrennung erfolgt mit Naphtha oder Paraffinen als Lösemittel. Das abgetrennte Bitumen enthält 0,3 bis 0,5 % Feststoffe und 1 bis 2 % Wasser. Die kanadische Firma Syncrude gewinnt nahezu reine Bitumen aus Teersanden über Tagebau. Abbildung 15 zeigt die Gewinnung von Bitumen aus Teersanden über Tagebau.



- (1) Teersandförderung
- (2) Lagerung der Rückstände
- (3) Bitumenabtrennung
- (4) Schwefeldeponie

Bild: Wikipedia, 2006

Abbildung 15 Ölgewinnung aus Teersanden über Tagebau durch Syncrude bei Mildred Lake in der Nähe von Fort McMurray, Alberta, Kanada

Neben dem Tagebau wird Bitumen durch „Steam Assisted Gravity Drainage“ (SAGD) auch „in-situ“ erzeugt. Dabei werden mehrere horizontale, paarweise Bohrungen in die Teersandschichten niedergebracht. In die obere Bohrung wird Dampf eingepresst. Die Teersandschicht erwärmt sich und das Bitumen wird flüssig. Das flüssige Bitumen sammelt sich in der unten liegenden Bohrung und kann zur Erdoberfläche hochgepumpt werden. Das SAGD-Verfahren wird von der kanadischen Firma Suncor am MacKay River und in Firebag in Kanada eingesetzt.

Das Bitumen wird über „Ugrading“ unter Zufuhr von Wasserstoff zu synthetischem Rohöl umgesetzt. Dieses kann in konventionellen Rohölraffinerien zu Benzin, Kerosin und Diesel sowie anderen Produkten (z. B. Schmierstoffe) umgesetzt werden.

Die Gewinnung von Kraftstoffen aus Teersand weist einen relativ hohen Wasserbedarf (etwa 0,12 kg pro MJ Kraftstoff und damit mehr als für die Elektrolyse bei „Power-to-Liquid“) und auch erhebliche Auswirkungen auf die Wasserqualität auf. Mit Schadstoffen belastetes Wasser kann unter anderem durch Leckagen in den Lagern für die Rückstände aus der Bitumenabtrennung austreten. Die Rückstände enthalten unter anderen Naphthensäuren, polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) und Schwermetalle. Naphthensäuren sind extrem giftig, PAK sind krebserregend und mutagen.

Der Schlamm in den Teichen für die Lagerung der Rückstände ist für Wasserorganismen, Vögel, wilde Tiere und Menschen extrem giftig. Die Betreiber setzen daher Luftkanonen ein, um Vögel zu vertreiben.

Risiken für das Grundwasser bestehen auch bei der „In-situ“-Gewinnung von Bitumen [Ko and Donahue 2011].

Darüber hinaus beeinflusst auch die Emission in die Luft die Wasserqualität. Schneeproben aus der Umgebung der Teersandförderung erwiesen sich als giftig für Fischlarven [MacDonald 2013].

Die Relevanz von Rohöl aus unkonventionellem Quellen steigt in Europa [NRDC 2014] [ICCT 2010].

5.2.3 Kerosin über GTL / CTL

Flugturbinenkraftstoff kann auch synthetisch aus Erdgas erzeugt werden („Gas-to-Liquids“). Tabelle 4 zeigt wesentliche Produkteigenschaften von Flugturbinenkraftstoff (Kerosin) über GTL.

Tabelle 4 Steckbrief für Kerosin aus Erdgas über „Gas-to-Liquids“ (GTL)

Kerosin aus Erdgas	
Rohstoffbasis	Erdgas
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Zentral Reformierung, Fischer-Tropsch-Synthese, Upgrading zu Naphtha, Kerosin und Diesel
Wirkungsgrad Erdgas zu Kraftstoff	65 % [JEC 2013]
Produkte	Naphtha, Kerosin, Diesel
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion
THG-Emissionen (CO₂-Äquivalent)	Bereitstellung („Well-to-Tank“): 23,4 g / MJ [JEC 2013] Verbrennung Kerosin: 73,6 g / MJ (wie konventionelles Kerosin)
Anlagenkapazitäten	Pearl GTL in Katar: 140.000 bbl. / d (22.260 m ³ / d) [Shell 2014]
Investitionsbedarf	Pearl GTL in Katar: 14 Mrd. US\$ [Shell 2014]
Anlagenbestand	Sasol 1 in Sasolburg in Südafrika (LTFT) ⁶ [de Klerk 2011] Mossgas in Südafrika (HTFT): 25.500 bbl. / d [de Klerk 2011] Pearl GTL in Katar (LTFT): 140.000 bbl. / d Bintulu GTL plant in Malaysia (LTFT): 12.500 bbl. / d Oryx in Katar (LTFT): 34.000 bbl. / d [de Klerk 2011] Escravos in Nigeria (LTFT): 34.000 bbl. / d [de Klerk 2011]

Bei „Gas-to-Liquids“ (GTL) wird Erdgas über partielle Oxidation zunächst zu Synthesegas (einem Gemisch aus CO und H₂) umgesetzt ($\text{CH}_4 + 0,5 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2 \text{H}_2$). Anschließend erfolgt die Fischer-Tropsch-Synthese ($(2n + 1) \text{H}_2 + n \text{CO} \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n \text{H}_2\text{O}$).

Es wird unterschieden zwischen Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese (220 – 250°C, 2,1 – 2,5 MPa) und Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese (290 – 360°C, 1,9 – 2,5 MPa). Bei der Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese entstehen kurzkettige Kohlenwasserstoffe, bei der Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese langkettige Kohlenwasserstoffe. Das Produkt enthält bei der Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese einen relativ hohen Anteil an Alkenen (Olefine) und auch Aromaten. Während bei der Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese kaum Aromaten entstehen. Darüber hinaus wird in Festbett- und Fließbett-Reaktoren unterschieden.

Um den Anteil der Gase im Produkt möglichst klein zu halten, werden beim „Shell-Middle-Distillate-Synthesis“-Prozess (SMDS-Prozess) über Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese zunächst langkettige Kohlenwasserstoffe (Wachse) erzeugt. Beim SMDS wird ein Festbettreaktor mit Cobalt

⁶ Ursprünglich eine CTL-Anlage, wurde 2004 aufgrund von technischen Problemen mit der Umsetzung von H₂S zu elementarem Schwefel und daraus resultierenden H₂S-Emissionen in eine GTL-Anlage umgebaut.

(Co) als Katalysator verwendet. Anschließend werden diese Produkte durch „Hydrocracking“ in Kohlenwasserstoffe mit kürzeren Ketten umgesetzt. Bei Fahrweise auf maximale Kerosinausbeute besteht das Produkt zu etwa 50 % aus Kerosin, 25 % aus Gasöl (Diesel) und zu 25 % aus Naphtha sowie geringen Mengen LPG [Senden et al 1996].

Zunächst enthalten die Produkte aus dem SMDS-Prozess einen hohen Anteil an n-Paraffinen und kaum Aromaten. Durch den Einsatz entsprechender Katalysatoren beim Hydrocracking kann jedoch ein hoher Anteil an Isoparaffinen erzeugt werden, was einen niedrigen Gefrierpunkt der Kerosinfraktion gewährleistet. Durch Aromatisierung eines Teilstroms aus der Hydrocracking-Anlage kann der Aromatengehalt erhöht werden. Der SMDS-Prozess wurde ursprünglich zur Produktion von einfach zu transportierenden Zwischenprodukten entwickelt, die in Raffinerien zu den jeweils gewünschten Produkten weiterverarbeitet werden können [de Klerk 2011].

Produkte aus der Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese können durch Hydrocracking auch zu Olefinen und schließlich durch Oligomerisierung zu Iso-Paraffinen umgesetzt werden. Hydrocracking kann jedoch den für die Schmierfähigkeit erforderlichen geringfügigen Anteil an sauerstoffhaltigen Verbindungen („Oxygenates“) entfernen. Gegebenenfalls müssen zur Verbesserung der Schmierfähigkeit Additive zugegeben werden. Die sauerstoffhaltigen Verbindungen tragen neben den Aromaten auch zum erforderlichen Quellen von Dichtungen bei [de Klerk 2011].

Bei der Hochtemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese kann durch Wahl der Betriebsbedingungen ein Produkt mit hohem Anteil an Olefinen (vor allem Propen und Buten) erzeugt werden, die durch Oligomerisierung zu Iso-Paraffinen umgesetzt werden können. Wie bei der Oligomerisierung von Olefinen aus der „Methanol-Route“, kann durch entsprechende Betriebsweise (Temperatur) und Auswahl des Katalysators im Prinzip ein synthetischer Flugturbinenkraftstoff hergestellt werden, der die Anforderungen für Jet A-1 erfüllt, inklusive des Mindestanteils an Aromaten von 8 % [de Klerk 2011].

Somit kann über die Fischer-Tropsch-Synthese und geeigneten nachgeschalteten Prozessen prinzipiell ein Flugturbinenkraftstoff erzeugt werden, der die gleichen Eigenschaften hat wie Flugturbinenkraftstoff aus konventionellem Rohöl.

Vereinfachend wurde davon ausgegangen, dass die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung bei Fischer-Tropsch-Kerosin auf dem gleichen Niveau liegen wie bei konventionellem Kerosin.

Bei „Coal-to-Liquids“ (CTL) wird Steinkohle über Vergasung zunächst zu Synthesegas umgesetzt, das anschließend über Fischer-Tropsch-Synthese und nachgeschalteten Prozessen in die gewünschten Produkte Naphtha, Kerosin und Diesel umgewandelt wird. Tabelle 5 zeigt den „Steckbrief für die Produktion von Flugturbinenkraftstoff (Kerosin) über CTL.

Tabelle 5 Steckbrief für Kerosin aus Kohle über „Coal-to-Liquids“ (CTL)

Kerosin aus Steinkohle	
Rohstoffbasis	Steinkohle
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Zentral Vergasung, Fischer-Tropsch-Synthese, Upgrading zu Naphtha, Kerosin und Diesel
Wirkungsgrad Kohle zu Kraftstoff	40 % + Strom (0,33 MJ pro MJ Fischer-Tropsch-Produkte) [JEC 2013]
Produkte	Naphtha, Kerosin, Diesel
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	Kommerzielle Produktion
THG-Emissionen (CO₂-Äquivalent)	Bereitstellung („Well-to-Tank“): 130.0 g / MJ [JEC 2013] Verbrennung Kerosin: 73,6 g / MJ (wie konventionelles Kerosin)
Anlagenkapazitäten	Bis zu 140.000 bbl. / d (wie GTL-Anlage)
Investitionsbedarf	Gesamtinvestition Produktionsanlage (50.000 bbl. / d): ca. 5,6 Mrd. € (Projekt in Simbabwe) [AFC 2012]
Anlagenbestand	Sasol 2 und 3 in Secunda/Südafrika (HTFT): 120.000 bbl. / d [de Klerk 2011]

Bisher ist eine Zumischung von max. 50 % (Vol.) Fischer-Tropsch-Kerosin zulässig. Der Grund liegt im niedrigen Aromatengehalt aus der FT-Synthese, wenn keine Aromatisierungsstufe eingesetzt wird.

Es ist anscheinend vor allem ein Zulassungsproblem. Seit 2008 darf in britischen Militärflugzeugen 100 % synthetisches Kerosin eingesetzt werden. In der zivilen Luftfahrt bisher jedoch nicht. Es ist anscheinend darüber hinaus immer noch unklar, ob Aromaten unbedingt erforderlich sind [de Klerk 2011].

5.3 Charakteristika geeigneter Biokraftstoffoptionen

5.3.1 HEFA-Kerosin

Technologieansatz und Stand der Technik

HEFA steht für „Hydroprocessed Esters and Fatty Acids“ und wird mittels einer katalytischen Umwandlung von Ölen und Fetten biogenen Ursprungs unter Zuhilfenahme von Wasserstoff („Hydro-treated“) produziert. Synonym wird häufig bereits HVO für “Hydrotreated Vegetable Oils” verwendet. Hierbei werden die Fettsäuren nach einer Vorbehandlung zur Entfernung von Störstoffen zunächst hydrobehandelt, also vorhandene Doppelbindungen durch Anlagerung von Wasserstoffatomen gesättigt. Anschließend werden sogenannte Acylglycerine an den Endes der Molekülketten sowie Sauerstoffatome und weitere Hetero-Atome abgespalten (Desoxygenierung).

Während des HEFA-Prozesses entstehen verschiedene Kraftstofffraktionen (Kerosin, Diesel, Naphtha, usw.) mit verzweigten und unverzweigten Kohlenwasserstoffen. Diese werden wie fossile Kraftstoffe mittels Destillation voneinander getrennt. Die Anteile der einzelnen Produktfraktionen kann durch die eingestellten Prozessbedingungen in gewissen Grenzen variiert werden.

Im Anhang zeigt Abbildung 33 ein beispielhaftes Schaltbild einer HEFA-Anlage.

Die Produktion von HEFA-Kraftstoffen ist Stand der Technik und wird bereits kommerziell betrieben. Die Herstellung von Diesel stand dabei bisher im Fokus. Die Standorte heutiger HEFA-Anlagen liegen in den USA, in Australien, Südamerika und Europa. So betreibt z.B. die Firma Neste Oil im niederländischen Rotterdam eine Anlage zur Produktion von 800.000 Tonnen HEFA-Diesel pro Jahr. Weiter Anlagen befinden sich in Finnland und Italien.

Relevante Rohstoffe

Als Rohstoff für die Produktion von HEFA-Kerosin können sowohl Öle und Fette wie z. B. Palmöl (Anbau v. a. in Indonesien und Malaysia), Rapsöl (Anbau v. a. in Europa und Kanada), Sojaöl (Anbau v. a. in Nord- und Südamerika) oder sonstige Pflanzenöle (Leindotter, Jatropha) als auch biogene Rest- und Abfallstoffe zu Einsatz kommen, wie z. B. tierische Fette (Schlachtabfälle) oder Altspese-öle/-fette (z. B. gebrauchte Frittierfette).

Der jeweilige Einsatz der Rohstoffe ist stark von deren Verfügbarkeit abhängig. Neben Abfallölen ist Palmöl derzeit der dominierende Rohstoff zur Herstellung von HEFA, was hauptsächlich auf dessen niedrigen Preis zurückzuführen ist. Dabei wird in der Regel kein Flugkraftstoff, sondern ein Dieselsubstitut für den Straßenverkehr erzeugt. Im Jahr 2013 belief sich die weltweite Produktion von HEFA auf 2,3 Millionen Tonnen, wovon 1,3 Millionen Tonnen auf die EU entfielen. Weltweit machten HEFA damit ca. 10 % der Produktion pflanzenölbasierter Kraftstoffe aus [Naumann 2014a].

Bei der Produktion von Pflanzenölen entsteht als Koppelprodukt ein Presskuchen/Extraktionsschrot, der als eiweißreiches Futtermittel in der Viehzucht Anwendung findet. Vorteilhaft ist weiterhin, dass Pflanzenöle international produziert, gehandelt und eingesetzt werden und damit ein integrierter Weltmarkt etabliert ist, der es erlaubt, große Mengen in standardisierter Qualität zu beschaffen. Die weiträumige Produktion von Pflanzenölen steht allerdings, aufgrund ihres Potenzials zu direkten und indirekten Landnutzungsänderungen führen zu können, in der Kritik. Eine Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion kann dabei – trotz Bemühungen zur Nachhaltigkeitszertifizierung von Pflanzenölen – nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden.

Relevante Kostenstrukturen

Die nötigen Investitionen in eine HEFA-Produktionsanlage belaufen sich für eine beispielhafte Anlage mit einer Kapazität von etwa 200.000 Tonnen Kraftstoff pro Jahr auf ca. 211 Millionen Euro. Die eingesetzte Technologie ist im Vergleich zu Fischer-Tropsch-Kraftstoffen wenig komplex und die Kapitalkosten für die Investition niedrig. Von weit größerer Bedeutung für die Höhe der Kraftstoffgestehungskosten sind die Kosten für den eingesetzten Rohstoff. Diese können 80 bis 90 % der Gestehungskosten ausmachen. Die verbleibenden Kosten entfallen auf das Kapital und den Betrieb der Anlage (z. B. Energie und Personal). Die Rohstoffe sind damit die wesentlichen Kostentreiber der HEFA-Produktion. Die Höhe der Investition sowie die Auslastung der Anlagen spielen lediglich eine untergeordnete Rolle. Eine Änderung dieser Parameter hat vergleichsweise wenig Einfluss auf die spezifischen Kraftstoffgestehungskosten. [Zeymer 2014] Diese liegen zwischen 26 und 29 Euro pro Gigajoule (EUR/GJ) [Zeymer 2014] beziehungsweise zwischen 27 und 30 EUR/GJ [IEA 2012] oder zwischen 32 und 49 EUR/GJ [Gröngröft et al 2014b].

Die perspektivische Entwicklung der Gestehungskosten von HEFA-Kerosin hängen im Wesentlichen von den Weltmarktpreisen der Rohstoffe ab. Diese sind schwierig zu prognostizieren, hatten allerdings während der vergangenen Jahre eine leicht steigende Tendenz bei teilweise hoher Volatilität. [AMI]

Relevante Treibhausgasemissionen

Die Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von HEFA-Biokerosin liegen in Größenordnungen von ca. 41 kg CO₂-Äquivalente je GJ (kg CO₂Äq./GJ) beim Einsatz von Rapsöl als Rohstoff und 43 kg CO₂Äq./GJ beim Einsatz von Palmöl. Dies entspricht einer Treibhausgasemission von jeweils etwa 50 %. Beim rapsbasierten Biokerosin wird dabei knapp über die Hälfte der Emissionen durch den Rapsanbau verursacht und der Rest fast ausschließlich von der Konversion in der HEFA-Anlage. Im Falle des palmölbasierten Biokerosins entfallen lediglich 30 % der Emissionen auf den Anbau, wobei der Rest wiederum hauptsächlich von der Konversion verursacht wird. Die höheren Emissionen der Konversion des Palmöls sind darauf zurückzuführen, dass große Mengen an Pflanzenrückständen anfallen und diese während deren Lagerung große Mengen klimarelevanter Gase erzeugen. Grundsätzlich bergen diese Rückstände jedoch ein großes Energie- und damit Treibhausgasemissionspotenzial, wenn sie beispielsweise in einem Biogasprozess genutzt würden. Der Transport des Biokerosins spielt eine untergeordnete Rolle und verursacht nur bis zu etwa 5 % der THG-Emissionen. [Naumann 2014a]

Wird Jathropaöl in der HEFA-Produktion eingesetzt, so entstehen THG-Emissionen von etwa 58 und 70 kg CO₂Äq./GJ. Dies entspricht einer THG-Minderung von nur etwa 20 bis 34 % gegenüber fossilem Kerosin. Dabei sind etwa 60 bis 80 % der entstehenden THG-Emissionen auf den Anbau der Rohstoffe zurückzuführen. Der Rest entsteht im Wesentlichen durch den Energieeinsatz in der Konversionsanlage. [Gröngröft et al 2014b]

Die realisierten Hektarerträge und der Düngemittelsatz im Anbau der Ölpflanzen sowie die spezifischen THG-Emissionen des eingesetzten elektrischen Stromes während der Konversion des Pflanzenöls sind dabei die wichtigsten Einflussfaktoren auf die spezifischen THG-Emissionen des HEFA-Kerosins. [Gröngröft et al 2014b]

FuE-Vorhaben und Akteure

Mit der Optimierung der HEFA-Produktion einschließlich der Eignung neuartiger Rohstoffe, wie z. B. Algenöl, sowie der motorischen Nutzung von HEFA setzen sich verschiedene Forschungsvorhaben auseinander. Beispielhaft sind hierfür Aktivitäten an den Universitäten Rostock, Freiberg und Aachen. [FNR 2014], [Uni Rostock 2014], [RWTH 2014] Weitere Anstrengungen zu Weiterentwicklung von HEFA werden in der industriellen Forschung betrieben.

Die in der HEFA-Produktion aktiven Akteure sind im Wesentlichen Neste Oil (Finnland, Niederlande, Singapur), UOP/Galp Energia und Petrobras (Portugal), UOP/Eni S.p.A. (Italien) sowie ConocoPhillips (Irland und USA, z. Z. außer Betrieb). Außerhalb Europas gibt es darüber hinaus noch nennenswerte Aktivitäten durch UOP/Diamond Green Diesel (USA), UOP/Emerald Fuels (USA), Dynamic Fuels (USA), BP (Australien) und Petrobras (Brasilien).

Tabelle 6 Steckbrief für HEFA-Biokerosin

HVO/HEFA - mit Wasserstoff behandelte (hydrotreated) Pflanzenöle und Fettsäuren

Rohstoffbasis

Öl- und fetthaltige Anbaubiomasse sowie Abfall- und Reststoffe, für Hydrotreating wird zudem Wasserstoff benötigt

HVO / HEFA - mit Wasserstoff behandelte (hydrotreated) Pflanzenöle und Fettsäuren

Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Verfahrensschritte: Ölgewinnung und -raffination, Hydrotreating, Isomerisierung, Rektifikation / Destillation Produkte: paraffinische Kohlenwasserstoffe (Gemisch gasförmiger und flüssiger Kohlenwasserstoffe, je nach Prozessführung schwankende Anteile an u. a. Diesel- und Kerosinfraktion) Produktionsanlagen: separat oder Co-Processing in bestehenden Mineralöl-Raffinerien möglich	
Stand der Produktionstechnik	kommerzielle Anlagen sind bereits in Betrieb führender Produzent: Neste Oil mit großen Anlagen in Singapur, den Niederlanden und Finnland	
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Erweiterung der Rohstoffbasis (z. B. Tallöl, Pyrolyseöl, Algenöl), Prozessoptimierung hinsichtlich des Wasserstoffbedarfs	
THG-Emissionen⁷	41 – 43 kg CO ₂ Äq. / GJ HVO / HEFA-Diesel [Naumann 2014a] 59 – 71 kg CO ₂ Äq. / GJ HEFA-Kerosin [Gröngröft et al 2014b] Typischer Wert bei 29 – 50 und Standardwert bei 32 – 62 g CO ₂ Äq. / MJ laut RED und Biokraft-NachV (in Abhängigkeit vom Rohstoff)	
Ausgewählte Schadstoffe	0,22 – 0,33 kg SO ₂ Äq. / GJ [Gröngröft et al 2014b]	
Nicht erneuerbarer Primärenergieeinsatz	1,46 – 1,75 GJ / GJ (inkl. Energiegehalt des Kraftstoffs selbst) [Gröngröft et al 2014]	
Bereitstellungskosten	26 EUR / GJ HVO / HEFA-Diesel (Palm) – 29 EUR / GJ HVO / HEFA-Diesel (Raps) [Zeymer 2014] 27 – 30 EUR / GJ HEFA-Kerosin [IEA 2012] 33 – 50 EUR / GJ HEFA-Kerosin [Gröngröft et al 2014b]	
Stoffströme einer HVO / HEFA (Kerosin)-Anlage (Beispiel auf Basis von [Gröngröft et al 2014a])	Input:	972.000 t / a Pflanzenöl (Raffinat) 129.000 t / a Erdgas Chemikalien, elektrische Energie
	Output:	482.000 t / a HEFA-Kerosin 86.000 t / a HEFA-Diesel 233.000 t / a Naphtha 44.000 t / a Brenngas weitere Nebenprodukte
Typische Anlagengröße	z. Z. max. 800.000 t / a HVO	
Anlagenbestand	weltweit > 10 Anlagen (> 2 Mio. t / a)	

5.3.2 BTL-Kerosin via Fischer-Tropsch-Route

Technologieansätze und Stand der Technik

Bei der Herstellung von Fischer-Tropsch-Kerosin wird lignozellulosehaltige Biomasse (z. B. Holz) als Rohstoff eingesetzt. Die Umsetzung erfolgt in einem Prozess, der auch als BTL- oder Biomass-to-Liquid-Prozess bezeichnet wird. Dabei wird die Biomasse zunächst einer Vorbehandlung unterzogen, in der sie in einen trockenen, pulverartigen Staub überführt wird. In einem Vergaser wird dieser dann zu einem Synthesegas. Nach einer Reinigung und Konditionierung des Gases wird dieses dann einer Fischer-Tropsch-Synthese zugeführt, in der schrittweise langkettige Kohlenwasserstoffe entstehen.

⁷ THG-Emissionen über gesamte Bereitstellungskette des Biokraftstoffs (WTT) entsprechend RED bzw. Berechnungsmethodik der RED, Verbrennung in Motor / Turbine wird aufgrund CO₂-Bindung während Pflanzenwachstum als CO₂-neutral betrachtet.

Die verschiedenen während des BTL-Prozesses entstehenden Kraftstofffraktionen (Kerosin, Diesel, Naphtha, usw.) werden anschließend wie fossile Kraftstoffe mittels Destillation voneinander getrennt. Die Anteile der einzelnen Produktfraktionen kann durch die eingestellten Prozessbedingungen in gewissen Grenzen variiert werden.

Im Anhang zeigt Abbildung 34 die Herstellung von Fischer-Tropsch-Kerosin beispielhaft anhand eines vereinfachten Anlagenschaltbildes.

Relevante Rohstoffe

Zur Produktion von Fischer-Tropsch-Kerosin über den Weg der Biomassevergasung eignen sich vornehmlich lignocellulosehaltige Rohstoffe. Diese sind im Wesentlichen Holz (z. B. aus Kurzumtriebsplantagen, KUP), Halmgut (z. B. Miscanthus oder Getreidestroh) sowie Rest- und Abfallstoffe (z. B. Waldrest-, Landschaftspflege-, Industrierestholz und ungenutztes Getreidestroh oder Schwarzlauge auf Holzbasis).

Holz und Halmgut fallen in Deutschland und Europa grundsätzlich in großen Mengen an. Die Größe des energetisch nutzbaren Potenzials ist allerdings regional sehr unterschiedlich und schwer zu quantifizieren. Es variiert sowohl aufgrund der jeweiligen klimatischen Bedingungen, die die Erträge beeinflussen, als auch mit bereits etablierten, konkurrierenden Nutzungen. Häufig geht mit großen Vorkommen auch bereits eine Nutzung einher, wie beispielsweise die Papierindustrie in holzreichen Gegenden. Allerdings kann es dort auch ungenutzte Potenzialen an Reststoffen geben.

Ein großer Vorteil von lignocellulosehaltigen Biomassen ist, dass die nicht direkt mit dem Anbau von Lebensmitteln konkurrieren. Allerdings kann es beispielsweise durch die Schaffung von Kurzumtriebsplantagen zu indirekten Landnutzungsänderungen kommen. Zudem ist die Energiedichte von Holz und insbesondere von Stroh und anderem Halmgut im Vergleich zu anderen Biomassen und fossilen Energieträgern gering, was die Transportwürdigkeit einschränkt. So haben Holz und Stroh bei gleichem Gewicht einen um etwa 60 % geringeren Energiegehalt als Pflanzenöl.

Im Jahr 2011 wurden rund 70 Mio. Kubikmeter Holz energetisch genutzt, wovon – neben kleinen Mengen in der Stromproduktion – praktisch alles im Bereich der Wärmeerzeugung eingesetzt wurde. Holz spielt bislang im Kraftstoffsektor keine Rolle, die bislang ungenutzten Mengenpotenziale sind jedoch bedeutend. [Mühlenhoff 2014]

Gerade im Bereich landwirtschaftlicher Reststoffe (insb. Stroh) gibt es große Mengenpotenziale, die energetisch bislang weitgehend ungenutzt sind. So wird beispielsweise das Potenzial für eine nachhaltige, energetische Nutzung von Stroh in Deutschland auf ca. 13 Mio. Tonnen pro Jahr geschätzt. [Zeller 2011]

Relevante Kostenstrukturen

Da bislang noch keine BTL-Anlagen im industriellen Maßstab errichtet wurden, gibt es zu deren Kostenstrukturen keine exakten Zahlen. BTL-Anlagen zur Produktion von Fischer-Tropsch-Kerosin würden aufgrund ihrer Komplexität und hohen Leistungsgröße beträchtliche Investitionen erfordern. Für eine typische BTL-Anlage wird eine Kraftstoffproduktion von 190.000 Tonnen pro Jahr (~ 50 % davon Kerosin) sowie ein Investitionsvolumen von 690 Mio. EUR geschätzt. [Müller-Langer 2014]

Unter Berücksichtigung weiterer Kosten (z. B. für die Rohstoffversorgung) und Erlöse aus dem Verkauf erzeugter Nebenprodukte (Naphtha/Diesel) ergeben sich Gesteungskosten für das Bio-kerosin von 32 bis 55 EUR pro Gigajoule (EUR/GJ) [Gröngröft et al 2014b] bzw. etwa 26 EUR/GJ [Rönsch et al. 2009], 31 EUR/GJ [Perimenis et al 2010] oder 34 bis 41 EUR/GJ [IEA 2012].

Die Gesteungskosten werden hierbei maßgeblich von den Investitionen in die BTL-Anlage beeinflusst – die Kapitalkosten machen knapp 40 % der gesamten Gesteungskosten aus. Ein weiteres Drittel der Kosten fallen für die Versorgung mit Rohstoffen an. Alle anderen Kosten (z. B. für Energie und Personal) sind weniger ausschlaggebend. [Gröngröft et al 2014b]

Die Kosten für die Bereitstellung des Rohmaterials sind jedoch nicht nur in ihrer Höhe wesentlich, sondern auch schwierig zu prognostizieren. In den vergangenen zehn Jahren haben sich die Preise der in Anlagen großer Leistungsklassen eingesetzten Energieholzarten (meist Holzhackschnitzel, Altholz und Industriepellets) zwischen 60 und 100 % verteuert. Allerdings gab es bei diesen Rohstoffen seit 2010, abgesehen von moderaten Preisschwankungen, keine nennenswerte Verteuerung mehr. [Ziegler 2014]

Relevante Treibhausgasemissionen

Bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Kerosin aus Holz von Kurzumtriebsplantagen in Deutschland entstünden Treibhausgasemissionen in Höhe von ca. 49 kg CO₂Äq./GJ, was eine THG-Minderung von 44 % gegenüber fossilem Kerosin entspräche. Etwa drei Viertel davon werden von der in der Konversionsanlage benötigten Energie (bes. elektrischen Strom) verursacht. Der Rest wird hauptsächlich vom Holzanbau bestimmt. Die THG-Emissionen könnten noch deutlich weiter gesenkt werden, wenn ein emissionsärmerer Strommix eingesetzt und auf ertragreichere Hölzer zurückgegriffen würde. So könnte beispielsweise BTL-Kerosin aus brasilianischem Eukalyptus und einer in Brasilien stehenden Anlage die THG-Emissionen mit ca. 21 kg CO₂Äq./GJ sogar um 76 % gegenüber der fossilen Referenz senken. Dies liegt in höheren Holzerträgen und emissionsärmerem Strom aus Wasserkraft begründet. [Gröngröft et al 2014b]

Nach [Perimenis et al 2010] werden für das Jahr 2030 Treibhausgasemissionen von 30 kg CO₂Äq./GJ für Fischer-Tropsch Kraftstoffe erwartet, was einer Emissionsminderung von über 60 % entspräche.

FuE-Vorhaben

In der Vergangenheit wurde von der Firma Choren das Carbo-V-Verfahren zur Produktion von BTL-Kraftstoffen entwickelt, das allerdings bislang nicht zur Marktreife kam. Die errichtete Demonstrationsanlage wurde nie vollständig in Betrieb genommen. Die Firma Choren existiert nicht mehr. Daneben gibt es in Deutschland insbesondere am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) entsprechende Bestrebungen im Rahmen des bioliq®-Konzepts. Dabei soll auf Basis von Stroh ein BTL-Kraftstoff hergestellt werden. Eine Pilotanlage dafür befindet sich in der Inbetriebnahme. Beiden Konzepten ist allerdings gemein, dass der Fokus zunächst auf der Produktion von Kraftstoffen für den Straßenverkehr liegt. [KIT 2014]

Tabelle 7 Steckbrief für FT-Biokerosin (BTL)

BTL (Biomass to Liquid) - Fischer-Tropsch-Kraftstoff	
Rohstoffbasis	Lignocellulosehaltige Biomasse sowie Abfall- und Reststoffe
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Mechanische und thermische Vorbehandlung, Vergasung, Gasreinigung und –aufbereitung, Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung (z. B. Hydrocracken, Destillation, Isomerisierung, Additivierung)
Stand der Produktionstechnik	Kommerzieller Betrieb auf Basis von Kohle, auf Basis von Biomasse im Demonstrationsmaßstab komplexe Produktionstechnologie und hohe Kraftstoff-Gestehungskosten, daher ohne Förderung kurzfristig keine Marktreife zu erwarten
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Optimierung Fischer-Tropsch-Synthese (z. B. hinsichtlich Ausbeute, Katalysator) sowie Abstimmung der einzelnen Prozessschritte im Gesamtprozess; Erweiterung der Rohstoffbasis
THG-Emissionen	21 – 49 kg CO ₂ Äq. / GJ [Gröngröft et al 2014b], 7 – 39 kg CO ₂ Äq. / GJ [Perimenis et al 2010] Typischer Wert und Standardwert bei 4 – 6 g CO ₂ Äq. / MJ laut RED und Biokraft-NachV (in Abhängigkeit vom Rohstoff)
Ausgewählte Schadstoffe	0,08 g – 0,11 kg SO ₂ Äq. / GJ [Gröngröft et al 2014b]
Nicht erneuerbarer Primärenergieeinsatz	1,21 – 1,66 GJ / GJ (inkl. Energiegehalt des Kraftstoff selbst) [Gröngröft et al 2014b]
Bereitstellungskosten	26 EUR / GJ [Rönsch 2009] 31 EUR / GJ [Perimenis et al 2010] 34 – 41 EUR / GJ [IEA 2012] 32 – 55 EUR / GJ [Gröngröft et al 2014b]
Stoffströme bei einer BTL (FT-Kerosin)-Anlage (geplantes Beispiel auf Basis von [Gröngröft et al 2014a])	Input: 1.253.000 t / a Holz 67 MW elektrische Energie Chemikalien Output: 102.000 t / a FT-Kerosin 49.000 t / a FT-Diesel 42.000 t / a FT-Naphtha 72 MW Dampf
Anlagenkapazitäten	600 – 3.500 t / a (in Betrieb), 30.000 – 200.000 t / a (angestrebt)
Anlagenbestand	Pilot-/Demoanlagen: u. a. Repotec (AT), Gas Technology Institute GTI (US), Cutec (DE), KIT (DE) Testphase: Neste Oil & Stora Enso JV (FI) in Planung: Flambeau River Biofuels Inc. (US), Lurgi & Petro SA (FR)

5.3.3 Bio-GTL-Kerosin

Technologieansatz und Stand der Technik

Bei der Produktion von Bio-GTL-Kerosin wird, ähnlich wie bei konventionellem GTL (vgl. Kapitel 5.2) oder dem im vorangegangenen Kapitel beschriebenen BTL-Prozess, eine Fischer-Tropsch-Synthese eingesetzt um Synthesegas in ein Kraftstoffgemisch zu überführen. Dieses wird dann analog zu den anderen Prozessen mittels Destillation in seine Bestandteile zerlegt. Durch Einstellen der Prozessparameter kann die Ausbeute an Kerosin im Vergleich mit den anderen anfallenden Kraftstofffraktionen in gewissen Grenzen beeinflusst werden.

Das benötigte Synthesegas wird allerdings im Unterschied zu den anderen o. g. Prozessen bei Bio-GTL mittels partieller Oxidation oder Dampfreformierung aus Biomethan erzeugt. Dieses wiederum wird durch die Reinigung von fermentativ erzeugtem Biogas gewonnen.

Relevante Rohstoffe

Zur Biogasproduktion eignet sich eine große Bandbreite an Rohstoffen. Diese sind z. B. Anbaubiomassen (klassische Energiepflanzen, insbesondere Maissilage, aber auch Zuckerrüben und weitere Getreidearten, Grassilage) sowie Rest- und Abfallstoffe (z. B. tierische Exkremente, Bioabfall, landwirtschaftliche und industrielle Reststoffe einschließlich Schlempe aus der Bioethanolproduktion).

Derzeit werden in Deutschland bei der Erzeugung von Biogas mit 48 % (massebezogen) überwiegend Energiepflanzen als Substrate eingesetzt. Daneben machen tierische Exkremente 44 % der Substrate aus. Reststoffe aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft sowie Bioabfälle spielen mit 6 bzw. 2 % eine untergeordnete Rolle. Bei den bestehenden Biomethananlagen (anschließende Aufbereitung des Biogases durch Abtrennung von CO₂) werden weit überwiegend Energiepflanzen als Rohstoffe eingesetzt. In Deutschland wurden 2013 in Biogasanlagen ca. 68,6 TWh Rohbiogas⁸ erzeugt, während sich die Produktion von Biomethan in Biogasaufbereitungsanlagen auf ca. 5,8 TWh Biomethan belief. [Daniel-Gromke 2014]

Neben der guten Eignung von landwirtschaftlichen, kommunalen und industriellen Reststoffen als Substrat ist die Nutzbarkeit der anfallenden Gärreste ein weiterer Vorteil der Biogas- bzw. Biomethanherzeugung. Diese können, im Gegensatz zu den Rückständen thermo-chemischer Produktionsverfahren für Biokraftstoffe, gut als Düngemittel eingesetzt werden. Nachteilig ist hingegen, dass bei Anlagen zur Produktion und Einspeisung von Biomethan, bedingt durch die hohe Leistung, in erster Linie Energiepflanzen zum Einsatz kommen. Bei Anbaubiomasse bestehen grundsätzlich Flächen- und Nutzungskonkurrenzen zu anderen Feldfrüchten und Sektoren. Tierische Exkremente sind im Unterschied zu Energiepflanzen durch ihre niedrige Energiedichte kaum transportwürdig und können daher nur bedingt in Anlagen großer Leistungsklassen – mit entsprechend großen Einzugsradien – eingesetzt werden.

Relevante Kostenstrukturen

Je nach Art der Anlage entstehen im Leistungsbereich von 100 MW Biomethaneintrag (ca. 45 t Kerosin und 81 t weitere Kraftstoffe pro Tag) spezifische Kosten für die Bereitstellung von Bio-GTL-Kerosin zwischen 2.400 und 2.600 EUR pro Tonne. Beim Einsatz weit größerer Anlagen um 500 MW können die spezifischen Bereitstellungskosten zwischen 1.500 und 2.000 EUR pro Tonne betragen. Dabei spielen jeweils die Kosten der Beschaffung des Biomethans mit Abstand die größte Rolle und machen etwa 80 % der Gesamtkosten aus. Der Rest setzt sich aus den Kosten für die Investition (10 %) sowie den betriebsgebundenen (5 %) und verbrauchsgebundenen (5 %) Kosten zusammen und spielt eine untergeordnete Rolle. Diesen Zahlen liegt ein Biomethanpreis von 0,06 EUR je kWh

⁸ Im Jahr 2013 wurden ca. 25,4 TWh elektrischen Stroms in Biogasanlagen in DE erzeugt [Daniel-Gromke 2014]. Angenommener durchschnittlicher elektrischer Wirkungsgrad: 37%

zugrunde. Stiege dieser auf 0,075 EUR je kWh, würden sich die Bereitstellungskosten des Biokerosins auf bis zu 3.300 EUR je Tonne erhöhen. [Gebauer 2013], [Kaltschmitt 2014]

Die benötigten Investitionen zur Errichtung einer o. g. Bio-GTL-Anlage mit einem Biomethaninput von 100 MW belaufen sich auf etwa 85 Millionen Euro. [Gebauer 2013]

Die Kosten der Biomethanbereitstellung haben den größten Einfluss auf die Gesamtkosten, sind allerdings schwierig zu prognostizieren, da diese wiederum stark von den Kosten der Biogassubstrate abhängen. Die Preise für Energiepflanzen unterliegen ebenso wie die Kosten beim Eigenanbau gewissen Schwankungen, die vom jeweiligen Marktumfeld abhängen. Tendenziell kann man aber von steigenden Substratkosten ausgehen. Bei sinkenden Leistungsgrößen von Biomethananlagen steigen indes sowohl die Bereitstellungskosten des Biomethans, als auch der Anteil der Kapitalkosten an. Durch eine Kostendegression aufgrund von Standardisierung und technologischen Fortschritten (z. B. Membrantechnologie zur Methanabscheidung) könnte dies aber möglicherweise kompensiert werden. [Adler 2014], [Daniel-Gromke 2013]

Für die Gesteungskosten des Biokerosins ist weiterhin wichtig, wie sich die Verkaufspreise der Nebenprodukte (Diesel, Naphtha, Wasserstoff, elektrischer Strom) entwickeln und ob die Umwandlungseffizienz im GTL-Prozess gesteigert werden kann. [Gebauer 2013]

Relevante Treibhausgasemissionen

Bei der Bereitstellung von Bio-GTL-Kerosin fallen Treibhausgasemissionen von ca. 42 g CO₂*MJ⁻¹ an, was einer Minderung um etwas mehr als 50 % gegenüber fossilem Kerosin entspricht. Mehr als die Hälfte der THG-Emissionen entsteht durch Düngung beim Anbau der Biomasse, die im Biogasprozess eingesetzt wird. Durch entweichendes Methan während der Erzeugung und Aufbereitung des Biogases entstehen weitere THG-Emissionen. Die Konversion des Biomethans zu Kerosin führt hingegen nur zu relativ geringen THG-Emissionen. [Kaltschmitt 2014]

FuE-Vorhaben

Die Erzeugung von GTL-Kraftstoffen auf Basis von Erdgas wird bereits kommerziell praktiziert, wobei es Bestrebungen gibt, die Leistungsgrößen vom GW-Maßstab auf den MW-Maßstab zu reduzieren. Eine Demonstration der Technologie auf Basis von Biomethan steht hingegen noch aus. Erste Untersuchungen zu diesem Thema gibt es allerdings bereits. [Gebauer 2013]

Tabelle 8 Steckbrief für GTL-Biokerosin

GTL-Biokerosin	
Rohstoffbasis	Stärke- oder zuckerhaltige Anbaubiomasse sowie Abfall- und Reststoffe
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Fermentative Biogaserzeugung, Aufbereitung zu Biomethan, Reformierung, Synthesegasaufbereitung, Fischer-Tropsch-Synthese, Produktkonditionierung (z. B. Hydrocracken, Destillation, Isomerisierung, Additivierung)
Stand der Produktionstechnik	Biomethanerzeugung sowie GTL-Erzeugung aus Erdgas jeweils Stand der Technik und kommerziell in Betrieb, Einsatz von Biomethan in herkömmlicher GTL-Technologie möglich
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Verkleinerung vorhandener GTL-Technologie für den ausschließlichen Einsatz von Biomethan; bei 100 MW Biomethan ca. um den Faktor 10 – 100

THG-Emissionen⁹	ca. 42 g CO ₂ Äq. / MJ [Kaltschmitt 2014]	
Bereitstellungskosten	55 – 75 EUR / GJ [Gebauer 2013]	
Kraftstoffspezifikation	ASTM D7566	
Eignung / Kompatibilität Infrastruktur	Kompatibel zu bestehenden Tankinfrastrukturen sowie Motoren / Turbinen	
Stoffströme einer Bio-GTL-Anlage (Kerosin) (Beispiel auf Basis von [Gebauer 2013])	Input:	240.000 m ³ / d Biomethan
	Output:	16.700 t / a FT-Kerosin 7.400 t / a FT-Naphtha 10.600 t / a FT-Diesel
Typische Anlagengröße	k. A.	
Anlagenbestand	Derzeit keine Bio-GTL-Anlagen in Betrieb	

5.4 Charakteristika geeigneter Kraftstoffoptionen auf der Basis von erneuerbarem Strom

Nachfolgend werden Synthesekraftstoffe auf der Basis von erneuerbarem Strom zu Kerosin („Power-to-Liquid“) charakterisiert. Synthetisches Kerosin kann dabei über die „Methanol-Route“ und die „Fischer-Tropsch-Route“ erzeugt werden.

Ab dem Zwischenprodukt Methanol im Fall der „Methanol-Route“ und ab dem Zwischenprodukt Synthesegas im Fall der „Fischer-Tropsch-Route“ unterscheiden sich die Prozesse nicht von denen, die auch für GTL, BTL und CTL verwendet werden. Die „Methanol-Route“ kann auch bei BTL, GTL und CTL verwendet werden. In [dena 2006] wurden für BTL sowohl die „Fischer-Tropsch-Route“, als auch die „Methanol-Route“ betrachtet.

5.4.1 Kerosin via Methanol-Route

Abbildung 16 zeigt die wichtigsten Prozessschritte für die Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel über die Methanol-Route.

⁹ THG-Emissionen über gesamte Bereitstellungskette des Biokraftstoffs (WTT) entsprechend RED bzw. Berechnungsmethodik der RED, Verbrennung im Motor / Turbine wird aufgrund CO₂-Bindung während Pflanzenwachstum als CO₂-neutral betrachtet.

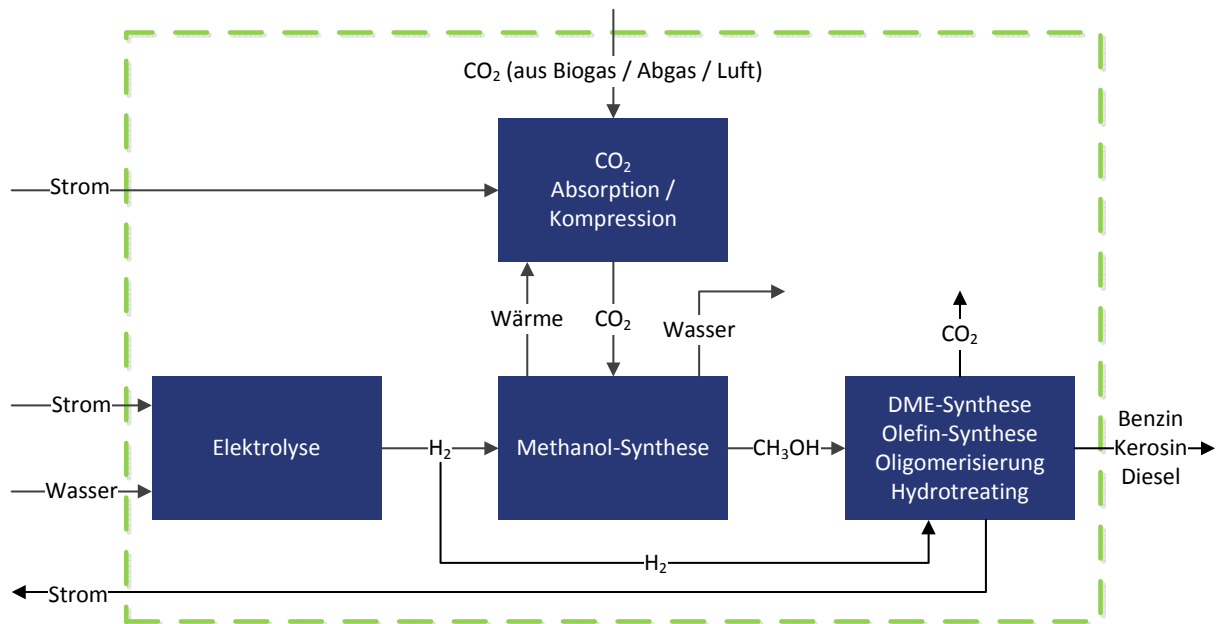


Abbildung 16 Produktion von synthetischen flüssigen Kraftstoffen über „Power-to-Liquid“ über die Methanol-Route

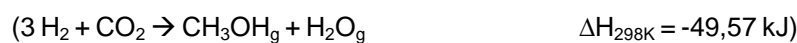
Tabelle 9 Steckbrief für Kerosin aus Wasserstoff über Elektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO₂ über die Methanol-Route

EE-Kerosin	
Rohstoffbasis	Wasserstoff aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoffe)^a	35 % (CO ₂ aus Luft) 40 % (CO ₂ aus Rauchgas) 45 % (CO ₂ aus Biogasaufbereitung)
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	Elektrolyse kommerziell verfügbar (Kostenreduktion durch höhere Stückzahlen sind allerdings noch möglich), Methanolsynthese aus EE-Strom mit CO ₂ aus Geothermie im Rahmen einer kommerziellen Pilotanlage auf Island und Pilotanlage von Silicon Fire in Altenrhein in der Schweiz. DME-Synthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung, Hydrotreating, Destillation sind kommerziell verfügbar (z. B. MtSynfuels von Lurgi)
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Realisierung der gesamten Prozesskette, wobei die Weiterverarbeitung des Zwischenprodukts Methanol auch in einer zentralen Anlage erfolgen kann, da Methanol einfach zu speichern und transportieren ist; Betrieb der Methanol-Synthese in Kombination mit fluktuierendem Stromangebot von Solar- und Windenergieanlagen
THG-Emissionen	ca. 1,2 gCO ₂ Äq. / MJ
Bereitstellungskosten	Investition: 2.800 – 3.600 EUR pro kW _{PTL} . Bei Stromkosten von 0,131 EUR / kWh (0,085 + Verluste Stromnetz und Netzentgelte) ergeben sich daraus PTL-Gestehungskosten von etwa 100 – 130 EUR / GJ
Bereitstellungsinfrastruktur Deutschland	
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Regional
	Zentral / International
	Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Methanolsynthese, DME-Synthese, Olefinsynthese, Oligomerisierung, Hydrotreating, Destillation, Transport zur Tankstelle
Nebenprodukte	LPG, anlagenintern verwendet
Anlagenkapazitäten	1 – 20 MW _{el} (Input) alle CO ₂ -Quellen möglich
	> 500 MW _{el} (Input) mit CO ₂ aus Luft
Anlagenbestand	2 („George Olah“ in Island und Silicon Fire in der Schweiz) ^b
	–

EE-Kerosin	
Nutzungsgrad (nur Kerosinfraktion, ohne Nebenprodukte)^c	17 % (CO ₂ aus Luft) 20 % (CO ₂ aus Rauchgas) 22 % (CO ₂ aus Biogasaufbereitung)

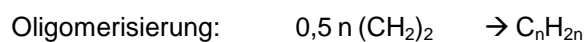
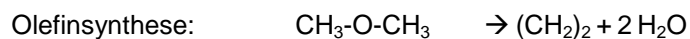
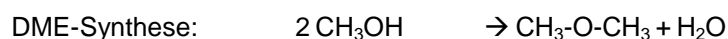
^a Bezogen auf die Summe von Benzin, Kerosin und Diesel (energetisch).
^b Die Anlage in Island produziert Methanol aus Strom mit CO₂ aus einem geothermischen Kraftwerk. Methanol ist das Vorprodukt zur Produktion von synthetischen Benzin, Diesel und Kerosin z. B. über den MtSynfuels-Prozess.
^c Bei 50 % Kerosinanteil (energetisch).

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wurde analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65 % bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. Der erzeugte Wasserstoff wird zunächst mit CO₂ zu Methanol umgesetzt:



Die Reaktion verläuft exotherm.

Anschließend wird über Olefinsynthese (über den Zwischenschritt DME), Oligomerisierung und Hydrierung das Methanol zu synthetischen flüssigen Kraftstoffen umgesetzt. Das Verfahren wird von der Firma Lurgi als „MtSynfuels“ angeboten. Die Olefinsynthese erfolgt über den Zwischenschritt DME-Synthese.



Eine ausführlichere Beschreibung des Prozesses findet sich unter [LBST 2013].

Synthetische Kraftstoffe aus der Oligomerisierung bestehen zu einem hohen Anteil (> 90 %) aus Isoparaffinen und weisen daher eine gutes Kälteverhalten (niedriger Gefrierpunkt) auf. Durch entsprechende Betriebsweise (Temperatur) und Auswahl des Katalysators, kann ein synthetischer Flugturbinenkraftstoff hergestellt werden, der die heutigen Anforderungen für Jet A-1 inklusive des Mindestanteils an Aromaten von 8 % erfüllt [de Klerk 2011].

Die Weiterverarbeitung zu Flugturbinenkraftstoff ist relativ komplex. Denkbar wäre, Elektrolyse und Methanolerzeugung dezentral in relativ kleinen Anlagen (z. B. 10 MW_{el}-Elektrolyse und nachgeschaltete Methanolsynthese) durchzuführen und das Methanol zur Weiterverarbeitung in eine große, zentrale Anlage zu transportieren.

Strom-zu-Methanol von Carbon Recycling International

In Grindavík in Island ist seit 2009 eine Anlage in Betrieb, die Methanol aus Wasserstoff und CO₂ erzeugt („George Olah CO₂ to renewable methanol plant“, siehe Abbildung 17). Das CO₂ wird aus dem geothermischen Kraftwerk „Svartsengi“ bezogen. Der Wasserstoff wird über Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom erzeugt. Die Anlage gehört der Carbon Recycling International und wird

gemeinsam mit HS Orka betrieben [ChemTech 2013]. Die Anlage setzt pro Jahr etwa 4.500 t CO₂ mit Wasserstoff zu Methanol um.



Abbildung 17 CO₂-to-Methanol-Anlage, Svartsengi Geothermal Power Plant, Reykjanes, Island (Bild: Carbon Recycling International Opening 2012, © ThinkGeoEnergy, Lizenz CC BY 2.0)

Strom-zu-Methanol von Silicon Fire

Eine weitere Anlage mit einer Produktionskapazität von ca. 1.000 Litern Methanol pro Tag wurde 2010 von der Silicon Fire AG in Altenrhein, Kanton St. Gallen in der Schweiz als mobile Anlage errichtet [Meyer-Pittroff 2012] [Meyer-Pittroff 2013]. Die erste kommerziell angebotene Kompaktanlage „SF3“ weist eine Produktionskapazität von 48,8 kg Methanol pro Stunde auf. Der Wasserstoffbedarf beträgt dabei 115,2 Nm³/h, der CO₂-Bedarf etwa 74,3 kg/h [Silicon Fire 2013]. Die Methanolsynthese erfolgt bei einem Druck von 8 MPa und einer Temperatur von 240 bis 270°C [BIT & Silicon Fire 2013], [Silicon Fire 5/2013]. Die Anlage kann zwischen 60 und 100 % der Produktionskapazität betrieben werden. Inklusiv H₂-Produktion mit einem Stromverbrauch von 4,8 kWh pro Nm³, ergibt sich ohne Berücksichtigung der CO₂-Bereitstellung daraus ein Wirkungsgrad „Strom-zu-Methanol“ von etwa 49 % bezogen auf den unteren Heizwert. Silicon Fire hat den Auftrag bekommen, zehn Anlagen „SF3“ für insgesamt 47 Mio. Schweizer Franken (ca. 39 Mio. Euro) zu liefern [Silicon Fire 2014]. Eine Anlage würde etwa 3,9 Mio. Euro kosten.



Abbildung 18 Pilotanlage in Altenrhein, Kanton St. Gallen in der Schweiz; die Rohrleitungen im rechten Bild zeigen die Synthese und Destillationskolonne (Bild: © Armin Grässli / Silicon Fire, 2011)

Methanol-zu-Flüssigkraftstoffen von Lurgi

Anlagen zur Umwandlung von Methanol in die Produkte Benzin, Kerosin und Diesel sind kommerziell verfügbar. Die Firma Lurgi nennt seinen Prozess „MtSynfuels“. Das Verhältnis der Produkte Benzin, Kerosin und Diesel zueinander hängt von der Betriebsweise ab. Bei Fahrweise auf maximale Kerosin-ausbeute bestehen, bezogen auf die Masse der flüssigen Produkte, etwa 49 % der Produkte aus Kerosin [Lurgi 2005], was in etwa 50 % bezogen auf den unteren Heizwert entspricht.

Methanol-to-Jetfuel von ExxonMobil, Haldor Topsoe und PRIMUS

Der „MTG“-Prozess („Methanol-to-Gasoline“) von ExxonMobil, der TIGAS-Prozess von Haldor Topsoe und der „STG+“- bzw. „STJH“-Prozess von PRIMUS basieren auf einem ähnlichen Verfahren. Der von PRIMUS in den USA entwickelte Prozess eignet sich für die Produktion von Benzin und für die Produktion von Kerosin als Flugturbinenkraftstoff [PRIMUS 2013] [PRIMUS 2014]. „STG“ steht für „Syngas-to-Gasoline“ und „STJH“ steht für „Syngas-to-Jetfuel + Hydrotreatment“, beinhaltet aber die Produktion von Methanol als Zwischenprodukt. Daher können Teile des Prozesses (ab dem Zwischenprodukt Methanol) prinzipiell auch für den Bau von PTL-Anlagen verwendet werden. Eine Demonstrationsanlage mit einer Produktionskapazität von 100.000 US-Gallonen pro Jahr (43,21/h) wurde Ende 2013 in Hillsborough in New Jersey (USA) fertiggestellt. Zunächst wird Benzin produziert; ab 2014 dann auch Kerosin (Jet A, Jet A-1). Der Baubeginn einer Anlage mit einer Produktionskapazität von 25 Millionen US-Gallonen pro Jahr (10.800 l/h) ist für 2014 vorgesehen.

Die kanadische Firma Blue Fuel Energy plant im Nordosten von British Columbia (Kanada) eine PTL-Anlage auf Basis des MTG-Prozesses von ExxonMobil zu bauen. Die Anlage besteht aus einer Elektrolyseanlage mit 60 MW_{el}, einer Anlage zur Produktion von Synthesegas aus Erdgas über partielle Oxidation, einer Methanolsyntheseanlage und dem MTG-Prozess. Für die erste Tranche wurde im Mai 2014 ein Memorandum of Understanding über 20 MW_{el} an PEM-Elektrolyseuren mit Siemens abgeschlossen [Siemens 2014]. Die MTG-Anlage hat eine Produktionskapazität von etwa 106 m³ Benzin pro Stunde (16.000 Barrel pro Tag). Das CO₂ stammt aus einem mit Erdgas betriebe-

dem Kraftwerk, bei dem reiner Sauerstoff aus der Elektrolyse für die Verbrennung des Erdgases eingesetzt wird. Der Strom für die Elektrolyse stammt hauptsächlich aus Wind- und Wasserkraft [Blue Energy 2014]. Der Prozess kann auch für die Produktion von synthetischem Kerosin eingesetzt werden.

5.4.2 Kerosin via Fischer-Tropsch-Route

Abbildung 19 zeigt die wichtigsten Prozessschritte für die Produktion von Benzin, Kerosin und Diesel über die Fischer-Tropsch-Route (FT).

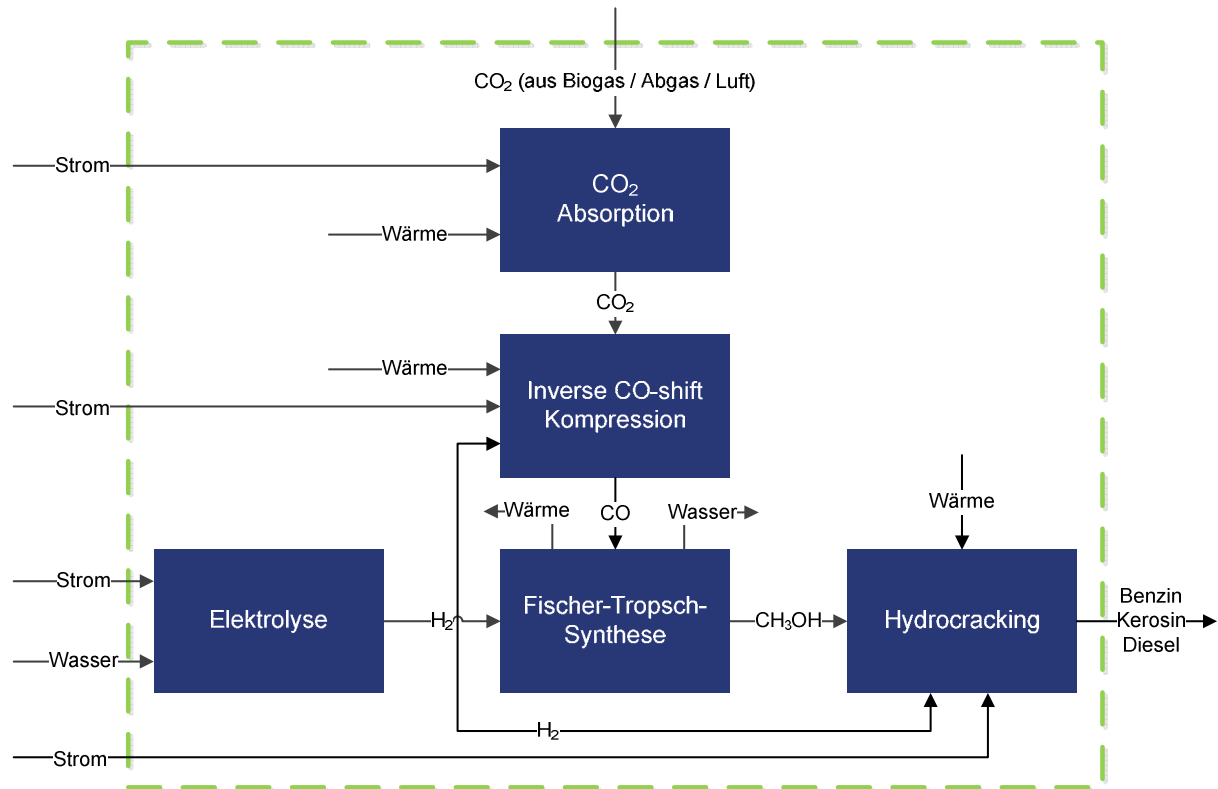


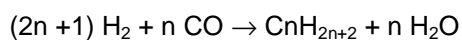
Abbildung 19 Produktion von synthetischen flüssigen Kraftstoffen über „Power-to-Liquid“ über die Fischer-Tropsch-Route

Tabelle 10 Steckbrief für Kerosin aus Wasserstoff über Elektrolyse aus erneuerbarem Strom und Synthese mit CO₂ über die Fischer-Tropsch-Route

EE-Kerosin	
Rohstoffbasis	Wasserstoff aus PV, Wind, Wasserkraft, Geothermiestrom Kohlendioxid aus Luft, Rauchgas, Biogasaufbereitung
Gesamtnutzungsgrad (Strom-zu-Kraftstoffe)^a	34 % (CO ₂ aus Luft) 43 % (CO ₂ aus Rauchgas) 45 % (CO ₂ aus Biogasaufbereitung)
Stand der Technik / Einschätzung Etablierung	Elektrolyse kommerziell verfügbar (Kostenreduktion durch höhere Stückzahlen sind allerdings noch möglich). Die Fischer-Tropsch-Synthese und die Anlagen zur Weiterverarbeitung sind Stand der Technik. Integrierte Anlagen mit einem Kraftstoffoutput von 250 kW bis mehrere MW (600 l bis einige 1000 l / d) werden von Bilfinger Industrial Technologies angeboten. Anlagenwirkungsgrad ohne CO ₂ -Bereitstellung ca. 50 % (mit alkalischer und PEM-Elektrolyse) [BIT 2013]. Anlagen zur Weiterverarbeitung von Produkten aus der Fischer-Tropsch-Synthese (u. a. Hydrocracking) sind Stand der Technik, allerdings nur für sehr große Anlagen.

EE-Kerosin		
Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Realisierung der gesamten Prozesskette; Betrieb der Fischer-Tropsch-Synthese in Kombination mit fluktuierendem Stromangebot von Solar- und Windenergieanlagen; die Aufbereitung (u. a. Hydrocracking) der Zwischenprodukte aus der Fischer-Tropsch-Synthese (langkettige Kohlenwasserstoffe) kann auch zentral an einem anderen Standort erfolgen, da die flüssigen Produkte aus der Synthese einfach zu speichern und zu transportieren sind	
THG-Emissionen	ca. 1,2 g CO ₂ Äq. / MJ	
Bereitstellungskosten	Investition: 2.900 – 3.700 EUR pro kW _{PTL} . Bei Stromkosten von 0,131 EUR / kWh (0,085 + Verluste Stromnetz und Netzentgelte) ergeben sich daraus PTL-Gestehungskosten von etwa 100 – 130 EUR / GJ	
Bereitstellungsinfrastruktur Deutschland		
Verfahren zur Kraftstoffproduktion	Regional	Zentral / International
	Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Fischer-Tropsch-Synthese, Transport zur Raffinerie, Hydrocracking, Transport zur Tankstelle	Elektrolyse, CO ₂ Abtrennung, Fischer-Tropsch-Synthese, Hydrocracking, Transport zur Tankstelle
Nebenprodukte	Anlagenintern verwendet	
Anlagenkapazitäten	1 – 20 MW _{el} (Input) alle CO ₂ -Quellen möglich	> 500 MW _{el} (Input) mit CO ₂ aus Luft
Anlagenbestand	Derzeit keine PTL-Anlagen auf Basis der Fischer-Tropsch-Synthese in Betrieb	
Nutzungsgrad (nur Kerosinfraktion, ohne Nebenprodukte)^c	17 % (CO ₂ aus Luft) 22 % (CO ₂ aus Rauchgas) 23 % (CO ₂ aus Biogasaufbereitung)	
^a Bezogen auf die Summe von Benzin, Kerosin und Diesel (energetisch).		
^b Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese, „LTFT jet fuel refinery design case I“.		
^c Bei 50 % Kerosinanteil (energetisch).		

Wie bei der Methanol-Route wurde der Wirkungsgrad der Elektrolyse analog zu [JEC 2011] und [JEC 2013] mit 65% bezogen auf den unteren Heizwert angenommen. Der erzeugte Wasserstoff wird zunächst mit CO über Fischer-Tropsch-Synthese zu langkettigen flüssigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt:



Das CO wird über inverse CO-Shift-Reaktion aus CO₂ und H₂ erzeugt (im Gegensatz zur Synthese von Methanol, funktioniert die Fischer-Tropsch-Synthese nicht mit CO₂). Anschließend werden über „Hydrocracking“ und gegebenenfalls weitere Prozesse (z.B. Aromatisierung eines Teilstroms der Fischer-Tropsch-Produkte) die gewünschten Produkte mit den gewünschten Eigenschaften erzeugt.

Für die Bereitstellung von CO₂ für die Synthese wurden in dieser Studie folgende Pfade/Routen untersucht:

- ▶ CO₂ aus Luft
- ▶ CO₂ aus Rauchgas, z. B. aus Holzheiz(kraft)werken
- ▶ CO₂ aus Biogasaufbereitung

Im Fall von CO₂ aus der Biogasaufbereitung ergibt sich nur ein relativ geringfügiger Energieaufwand für die Komprimierung des CO₂. Im Fall von CO₂ aus Luft ist zusätzlich Strom für die Abtrennung des CO₂ aus der Luft (bzw. der Regenerierung des Absorptionsmittels über Elektrodialyse) erforderlich.

Die erzeugten Produkte werden zur Betankungseinrichtung am Flughafen transportiert und dort an die Flugzeuge abgegeben.

Die Weiterverarbeitung der Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese (langkettige Kohlenwasserstoffe) zu Flugturbinenkraftstoff ist relativ komplex. Denkbar wäre, Elektrolyse und Fischer-Tropsch-Synthese dezentral in relativ kleinen Anlagen (z. B. 10 MW_{el}-Elektrolyse und nachgeschaltete Fischer-Tropsch-Synthese) durchzuführen und die langkettigen Kohlenwasserstoffe zur Weiterverarbeitung (u. a. Hydroacking, Oligomerisierung, siehe Kapitel 5.2.3) in einer großen zentralen Anlage zu transportieren.

Sowohl die Methanol- als auch die Fischer-Tropsch-Synthesereaktion verläuft exotherm. In Kombination mit einer Hochtemperaturelektrolyse kann die Wärme, die bei der Fischer-Tropsch-Synthese frei wird (220 bis 250°C im Fall der Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Synthese) zur Dampferzeugung für die Hochtemperaturelektrolyse eingesetzt werden. Der Strombedarf für die Elektrolyse von Wasserdampf ist niedriger als der Strombedarf für die Elektrolyse von flüssigem Wasser. Basierend auf diesem Konzept will die Firma Sunfire einen Wirkungsgrad von 70% bezogen auf den unteren Heizwert der flüssigen Kohlenwasserstoffe aus der Fischer-Tropsch-Synthese erreichen (ohne Energieaufwand für die Bereitstellung des CO₂) [Sunfire 2013]. Die Hochtemperaturelektrolyse auf Basis der SOEC-Technologie („Solide Oxide Electrolysis Cell“) ist auf einem relativ frühen Stand der Forschung und Entwicklung. Bisher wurde von Standzeiten von mehr als 40.000 Stunden berichtet. Bisher gibt es kein Konzept für den Betrieb von SOEC in Kombination mit fluktuierenden Energiequellen.

Im Vergleich dazu sind alkalische Elektrolyseure technisch ausgereift und größere PEM-Elektrolyseure kurz vor der Marktdurchdringung. In Kombination mit der Niedertemperaturelektrolyse (alkalisch oder PEM) wird von Sunfire ein Wirkungsgrad von etwa 50% für die Kette Strom zu flüssigen Kohlenwasserstoffen bezogen auf den unteren Heizwert angegeben (ebenfalls ohne Energieaufwand für die Bereitstellung von CO₂).

5.5 Gegenüberstellung der Kraftstoffoptionen

Nachfolgend werden die wesentlichen Charakteristika der betrachteten Kraftstoffoptionen vergleichend gegenübergestellt.

5.5.1 Mögliche Modularisierungsoptionen und Synergien

Für die Optionen zur Erzeugung und Bereitstellung von erneuerbarem Kerosin auf der Basis von Biomasse oder unter Einsatz von erneuerbarer elektrischer Energie ergeben sich grundsätzlich einige Modularisierungsoptionen und Synergien. Diese sind in Abbildung 20 stark vereinfacht dargestellt.

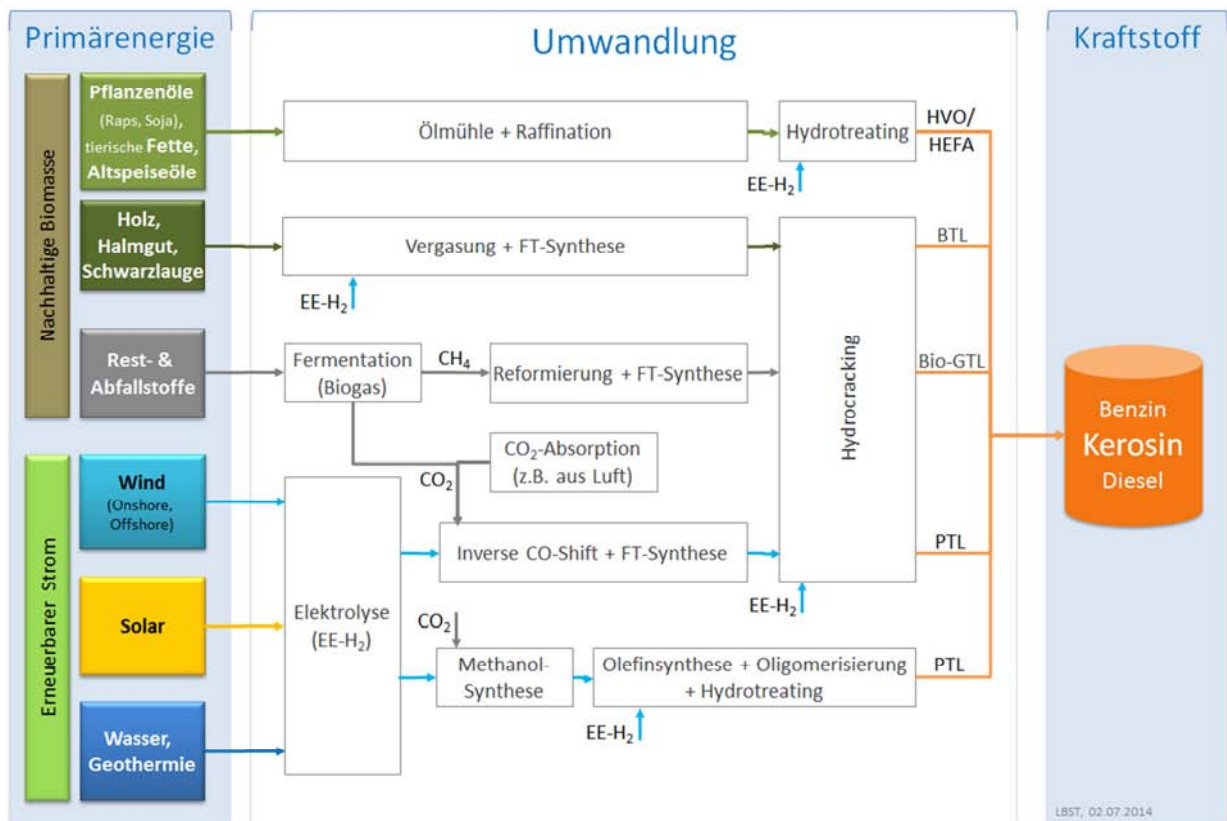


Abbildung 20 Modularisierungsoptionen und Synergien für Erzeugung von erneuerbarem Kerosin

5.5.2 Technologie- und Mengenverfügbarkeit

Eine Übersicht zur Einordnung der unterschiedlichen Technologieansätze zur Produktion von alternativen Kerosinkraftstoffen zeigt Abbildung 21.

Biokraftstoff- produktion/PTL	Grundlagenforschung	Angewandte Forschung	Integration und Erprobung	Markteintritt/-verfügbarkeit
Technologischer Fortschritt	Labor- und Technikversuche; Grundlagen sind bekannt; Risiken werden identifiziert	Modellversuche; Risikoanalyse der einzelnen Technologien; Nutzungsszenarien für nicht-kommerziellen Einsatz werden entwickelt	Erprobung des integrierten Verfahrens; Produktion zu Testzwecken	Industrieanlagen sind installiert und in Betrieb; Möglichkeiten zur Kostenreduktion werden ausgemacht
Zeitraum^a	5 bis 15 Jahre			
		3 bis 8 Jahre		
			1 bis 4 Jahre	
				0 bis 3 Jahre
Erneuerbares Kerosin	<p>HEFA: laufende Laborversuche in Freiberg/DE (TU Freiberg)</p> <p>BTL: Anlage mit Fischer-Tropsch-Reaktor in North Dakota/US (EERC)</p>	<p>HEFA: Modellversuche mit Mikroben- und Algenölen als Einsatzstoff (Neste Oil)</p> <p>BTL: Versuchsanlagen in Des Plaines/US (GTI Gas Technology), Boone/US (Iowa State University) und Durham/US (Southern Research Institute)</p> <p>ATJ: ASTM-Zertifizierung in 2014 erwartet, Versuchsanlage in Glenbrook/NZL (LanzaTech + Swedish BioFuels)</p> <p>DSHC: Versuchsanlagen in Emeryville/US (Amyris), Golden/US (NREL) und Houston/US (Shell + Virent), ASTM-Zertifizierung wird derzeit geprüft</p> <p>CH: Laboranlage in Panama City/US (ARA), Versuchsanlage in Wright-Patterson/US (AFRL)</p> <p>HDCJ: ASTM-Zertifizierung wird vorbereitet</p> <p>PTL/FT: Sunfire GmbH, 600 bis mehrere 1000 Liter pro Tag (HT Elektrolyse)</p>	<p>HEFA: Versuche mit UCO (Neste Oil/ Porvoo), Testflüge mit Kraftstoff auf Leindotter-Basis (Lufthansa + Neste Oil, UOP + weitere Airlines)</p> <p>BTL/FT: Demoanlage in Freiberg/DE (Choren, <i>außer Betrieb</i>), Vorführanlage in Commerce City/US (RENTECH)</p> <p>ATJ: Demoanlage in Houston/USA (Gevo)</p> <p>CH: Bau einer Demoanlage in St. Joseph/US (Blue Sun + ARA)</p> <p>ATJ/DSHC/CH: militärische und zivile Testflüge (Gevo + USAF, Amyris + Azul Brazilian Airlines, ARA + Chevron Lummus, Global + AFRL)</p> <p>PTL/Methanol: Pilotanlage für Methanol: Carbon Recycling International (CRI) und HS Orka in Island und Swiss Silicon Fire AG in CH</p> <p>PTL/FT: Sunfire GmbH, 600 bis mehrere 1000 Liter pro Tag (LT Elektrolyse)</p>	<p>HEFA: Anlagenbetrieb durch Neste Oil (Porvoo/FL, Singapore und Rotterdam/NL), Dynamic Fuels (Geismar/US) und Kunden von UOP (Norco/US), Versuch mit Altöl als Einsatzstoff</p> <p>MtSynfuels: Konversion von Methanol in Synthesebenzin, -kerosin und -diesel via Olefin-Synthese, Oligomerisierung und Hydrotreating durch Lurgi</p>

^a unter günstigen/optimalen Rahmenbedingungen; ATJ | Alcohol to Jet; BTL | Biomass to Liquid; CH | Catalytic Hydrothermolysis; DSHC | Direct Sugar to Hydrocarbons; FT | Fischer-Tropsch; HDCJ | Hydrotreated Depolymerised Cellulosic Jet; HEFA | Hydrotreated Esters and Fatty Acids; HT | high temperature; LT | low temperature; UCO | used cooking oil

Abbildung 21 Einordnung der Technologieverfügbarkeit

Unabhängig davon, dass Einzeltechnologien prinzipiell kommerziell am Markt verfügbar sind (z. B. Reaktoren zur Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese und Kraftstoffaufbereitung), sind bislang keine Anlagen mit dem Fokus der Produktion alternativer Kerosinkraftstoffe installiert oder produzieren nennenswerte Kerosinmengen für den internationalen Markt. Das Kerosin (hier insbesondere Bio-kerosin), welches für die jeweiligen Testflüge unterschiedlicher Airlines zum Einsatz kam, wurde im Regelfall in Sonderchargen eigens hierfür produziert.

Die nachfolgenden Übersichten geben einen Einblick in die Mengenverfügbarkeit der wesentlichen Kraftstoffoptionen.

GTL / CTL: Zwei GTL-Produktionsanlagen befinden sich in Afrika (Nigeria, Südafrika), drei Anlagen in Asien (Katar, Malaysia) sowie eine Anlage in den USA. Drei CTL-Produktionsanlagen befinden sich in Südafrika, acht Anlagen in Asien (China, Mongolei) sowie zwei Anlagen in den USA. Die installierten Kapazitäten sowie deren Entwicklung ist in Abbildung 22 und Abbildung 23 dargestellt.

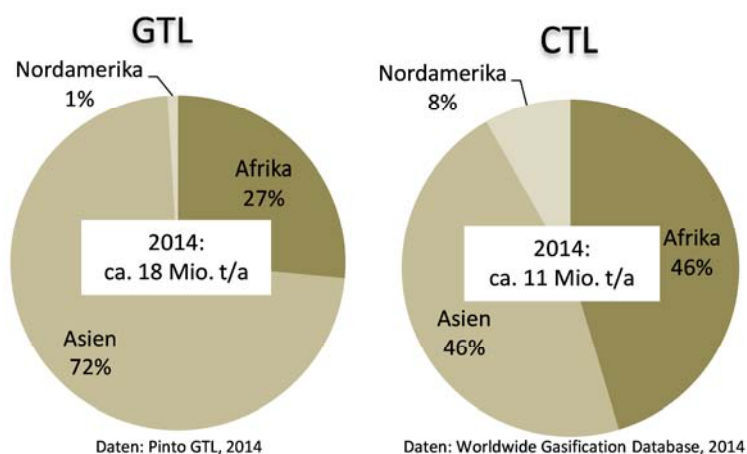


Abbildung 22 Installierte Kapazitäten für die Produktion von GTL und CTL weltweit (Grafik: LBST auf Datenbasis [Pinto GTL 2014], [NETL 2014])

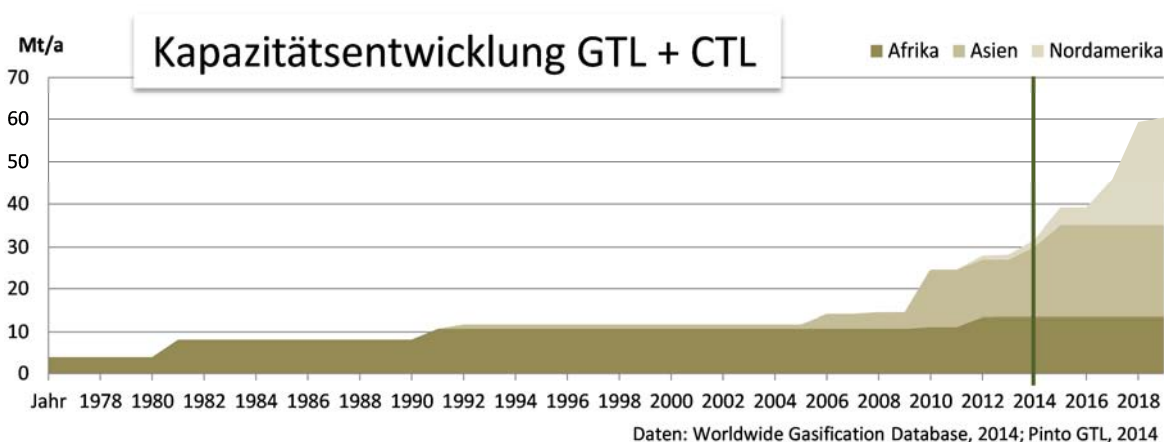


Abbildung 23 Entwicklung der installierten GTL- und CTL-Produktionskapazitäten weltweit (Grafik: LBST auf Datenbasis von [Pinto GTL 2014], [NETL 2014])

Biokraftstoffe: Während für HVO/HEFA bereits Produktionskapazitäten bestehen (Abbildung 24), die bei entsprechenden Prozessregimen grundsätzlich auch für die Kerosinproduktion genutzt werden können, sind für BTL (Abbildung 25) kurz- bis mittelfristig keine signifikanten Mengen zu erwarten.

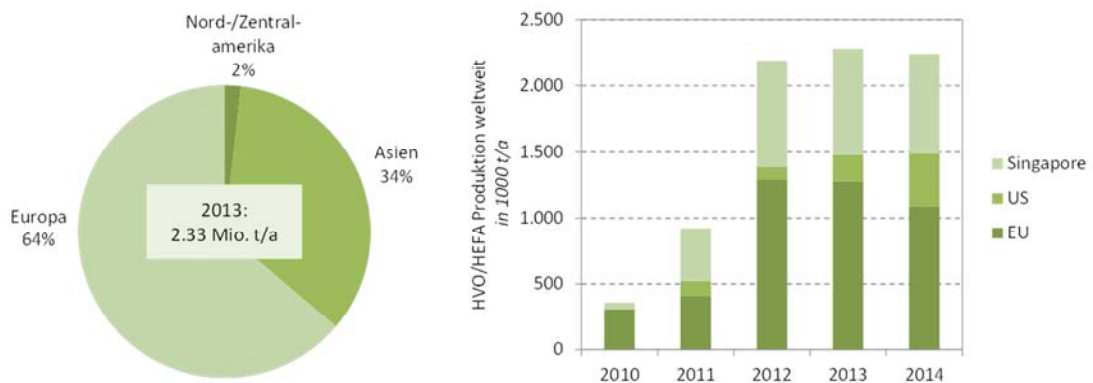


Abbildung 24 HVO/HEFA-Kapazitäten weltweit [nach Naumann 2014a]



Abbildung 25 BTL-Kapazitäten weltweit [nach Naumann 2014a]

PTL: Für kerosinähnliche synthetische Kraftstoffe auf Basis von elektrischem Strom gibt es bislang keine vollintegrierten Anlagen. Alle Teilprozesse wurden bereits realisiert, z. B. Methanolsynthese aus H_2 und CO_2 (Kapitel 5.4). Die einzelne Prozesse und Anlagenteile sind kommerziell verfügbar. Was bisher prozesstechnisch noch nicht vollintegriert dargestellt wurde, ist die Realisierung der gesamten Prozesskette von der Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse, der erforderlichen Syntheseprozesse und der Weiterverarbeitung bis hin zum Flugturbinenkraftstoff.

In Richtung einer langfristigen Vollversorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energien kann die PTL-Kraftstoffproduktion das Angebot an (fluktuierendem) erneuerbarem Strom von der Energienachfrage entkoppeln. Darüber hinaus können noch Netzsystemdienstleistungen erbracht werden. Die PTL-Produktion kann sowohl in zentralen als auch in dezentralen Konzepten sowie Mischungen aus beiden erfolgen.

Die hohe Energiedichte von Flüssigkraftstoffen ermöglicht zudem den Import erneuerbarer Flüssigkraftstoffe über etablierte Transportinfrastrukturen wie Pipeline, Schiff und Tankwagen. Die Transport-

infrastrukturen zum Import von erneuerbarem Strom, z. B. via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), müssten demgegenüber erst aufgebaut werden.

5.5.3 Kraftstoffkosten

In Abbildung 26 werden die Bereitstellungskosten von Kerosin für die verschiedenen Herstellungsverfahren vergleichend gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass sich die Bereitstellungskosten für erneuerbares Kerosin größtenteils oberhalb derer befinden, die für fossiles Kerosin ermittelt wurden, selbst wenn künftig höhere Rohölpreise unterstellt werden.

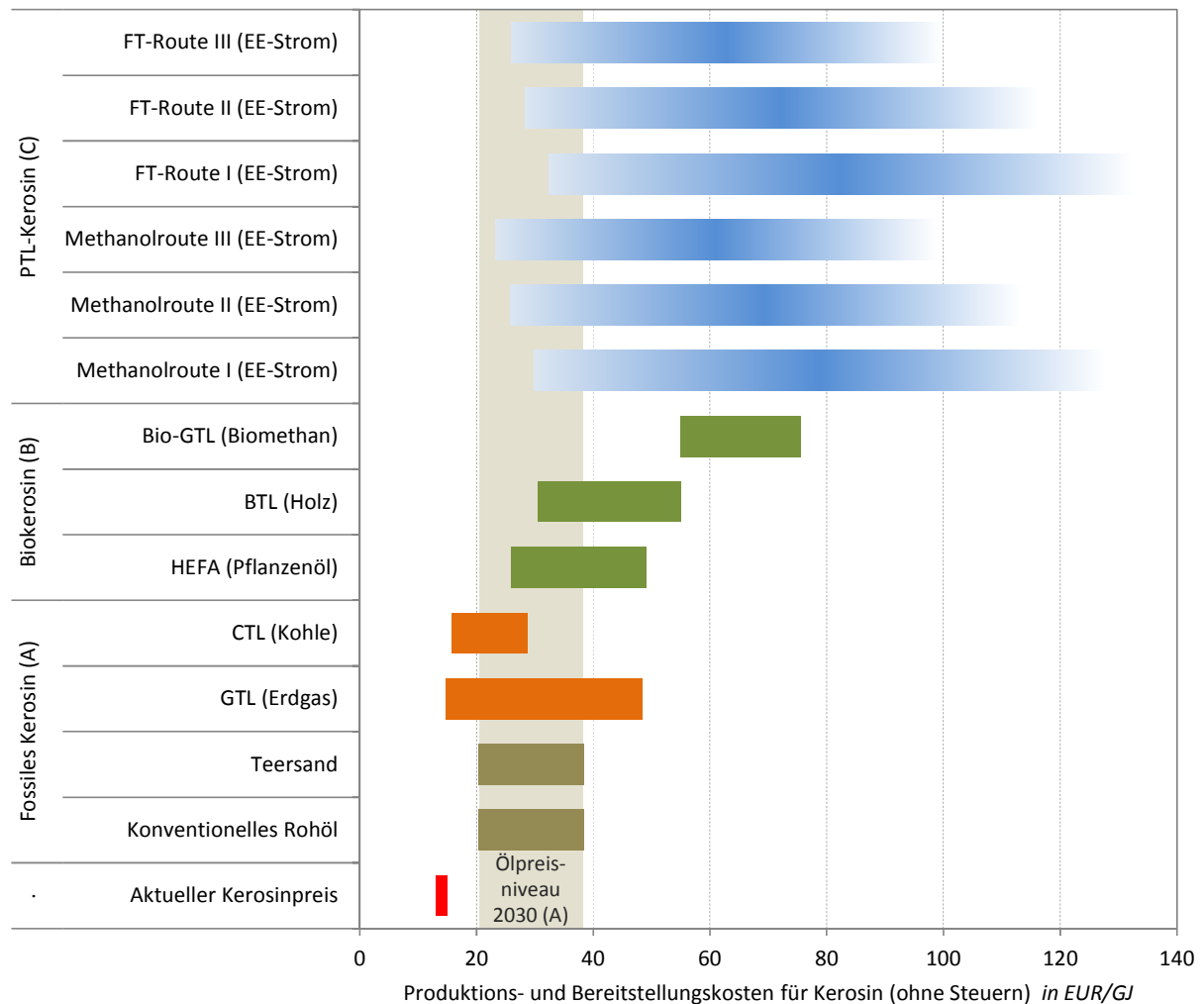
Biokerosinpfade sind wie strombasierte Kerosinpfade meist mit höheren Bereitstellungskosten verbunden als fossilbasierte Optionen. Dabei haben die strombasierten Optionen allerdings eine weitaus größere Bandbreite, da bei diesen eine sehr große Variation des Strompreises zugrunde gelegt werden muss. Je nachdem, ob der elektrische Strom zum erwarteten Grundlastpreis eingekauft werden muss oder kostenfrei bezogen werden kann, sind PTL-Kraftstoffe künftig entweder preislich konkurrenzfähig mit den fossilen Referenzkraftstoffen oder sie kosten ein Vielfaches derselben.

Bei Kerosin aus Rohöl tragen – je nach Rohölpreis – die Kosten des Einsatzstoffes zu etwa 80 bis 85 % zu den gesamten Bereitstellungskosten der Produkte Benzin, Kerosin und Diesel bei. Als unterer Wert wurde ein Rohölpreis von 93 EUR/bbl. nach [IEA 2013] (basierend auf 124 USD/bbl.) angenommen, als oberer Wert ein Rohölpreis von 188 EUR/bbl. nach [GermanHy 2009] (basierend auf 250 USD/bbl.). Kosten für Kapital, Personal und Wartung sowie des Transports des Flugturbinenkraftstoffs tragen mit 15 bis 20 % zu den Bereitstellungskosten bei.

GTL/CTL: Bei Kerosin aus Erdgas über GTL tragen – je nach Standort der Anlage – die Kosten des Einsatzstoffes 40 bis 80 % zu den Bereitstellungskosten der Produkte Benzin, Kerosin und Diesel bei. Die Kosten für Erdgas wurden nach [JEC 2007] mit 4,00 EUR/GJ angenommen für den Fall, dass sich die GTL-Anlage in der Nähe der Erdgasfelder befindet. Für den Fall, dass sich die GTL-Anlage in der EU befindet, wurde als oberer Wert ein Erdgaspreis von 26,20 EUR/GJ angenommen (abgeleitet vom energiebezogenen Rohölpreis, der nach [JEC 2007] mit dem Faktor 0,8 multipliziert wurde). Für einen Standort der GTL-Anlage in unmittelbarer Nähe der Erdgasfelder z. B. in Katar oder Trinidad und Tobago werden nach [IEA 2013] auch für das Jahr 2030 keine Kosten für CO₂ angenommen. Für einen Standort in der EU wird nach [IEA 2013] als oberer Wert ein CO₂-Preis von 95 EUR/t als oberer Wert angenommen. Die Kosten für CO₂ tragen bei GTL jedoch trotzdem nur zu maximal etwa 2 % zu den gesamten Bereitstellungskosten bei. Zu beachten ist, dass bei den Kosten für CO₂-Zertifikate nur CO₂-Emissionen aus konzentrierten Quellen z. B. aus dem Abgas großer Kraftwerke, GTL- und CTL-Anlagen berücksichtigt werden. Der in den Produkten Benzin, Kerosin und Diesel gebundene Kohlenstoff (der erst beim Einsatz im Fahrzeug oder Flugzeug freigesetzt wird) und auch die CO₂-Emissionen aus nicht konzentrierten Quellen (z. B. beim Transport der Produkte) werden nicht berücksichtigt. Kosten für Kapital, Personal und Wartung sowie den Transport des Flugturbinenkraftstoffs tragen zu etwa 15 bis 60 % zu den Bereitstellungskosten bei.

Bei Kerosin aus Steinkohle über CTL tragen – je nach Standort der Anlage – die Kosten des Einsatzstoffes 25 bis 40 % zu den Bereitstellungskosten der Produkte Benzin, Kerosin und Diesel bei. Für einen Standort der CTL-Anlage in Südafrika wurde ein Kohlepreis von 60 EUR/t angenommen

(heutiger Preis für Steinkohle in Südafrika), was bei einem unteren Heizwert von 26 GJ/t zu etwa 2,30 EUR/GJ führt. Für einen Standort der CTL-Anlage in Deutschland wurde nach der BMU-Leitstudie 2011 [DLR 2012] ein Kohlepreis von 6,30 EUR/GJ angenommen. Für einen Standort der CTL-Anlage in Südafrika wurde nach [IEA 2013] ein CO₂-Preis von 15 EUR/t angenommen. Für einen Standort in der EU wurde nach [IEA 2013] als oberer Wert ein CO₂-Preis von 95 EUR/t als oberer Wert angenommen. Die Kosten für CO₂ tragen bei CTL zu etwa 10 bis 30 % zu den gesamten Bereitstellungskosten bei. Kosten für Kapital, Personal und Wartung sowie den Transport des Flugturbinenkraftstoffs tragen zwischen 30 und 65 % zu den Bereitstellungskosten bei.



Erläuterungen

(A) Ölpreis: 188 EUR/bbl [GermanHy 2009] bzw. 93 EUR/bbl [IEA 2013]; CO₂-Preis (CTL): 15 bis 95 EUR/t [IEA 2013], Erdgaspreis: 4 EUR/GJ [JEC 2007] bzw. 26 €/GJ [0,8*Ölpreis], Kohlepreis: 2,3 EUR/GJ [Kohlepreis RSA 2014] bzw. 6,3 EUR/GJ [Leitstudie 2011]

(B) Rohstoffpreise frei Biokerosinanlage: Pflanzenöl 1220 bis 1450 EUR/t, Holz 71 bis 108 EUR/t, Biomethan 60 bis 70 EUR/MWh

(C) mit CO₂ aus I - Luft, II - Rauchgas, III - Biogasaufbereitung zu Biomethan

Abbildung 26 Vergleich der Bereitstellungskosten von Kerosin unterschiedlicher Herkunft

Biokerosin: Es ist zu beachten, dass für die Biokerosinpfade aktuelle bzw. kurz- bis mittelfristig zu erwartende Bereitstellungskosten unterstellt wurden. Da sich Preise für biogene Energierohstoffe in der Regel im Rahmen der allgemeinen Preisentwicklungen auf den Energiemärkten bewegen, kann

von ähnlichen Preisentwicklungen der Eingangsstoffe wie bei den fossilen Referenzpfaden ausgegangen werden. Bei besonders kapitalintensiven Biokraftstoffpfaden, wie z. B. BTL, dürften sich steigende Rohmaterialpreise allerdings weit weniger deutlich auswirken als bei solchen mit hohem Rohmaterialkostenanteil wie dem HEFA- oder Bio-GTL-Pfad.

Bei den Biokerosinpfaden ist die Kostenstruktur bei den verschiedenen Pfaden unterschiedlich ausgeprägt. So machen beim BTL-Pfad die Kapitalkosten etwa 50 bis 60 % der spezifischen Bereitstellungskosten aus, während die Beschaffung des Rohmaterials etwa 45 % ausmacht. Beim HEFA- und dem Bio-GTL-Pfad ist eine weit höhere Abhängigkeit von den Rohmaterialkosten zu beobachten. Die Beschaffung des Pflanzenöls bzw. des Biomethans macht hierbei ca. 80 % aller Kosten aus. Die Kapitalkosten sind dabei von weit geringerer Bedeutung. Dies sorgt zwar prinzipiell für ein relativ geringes Investitionsrisiko gegenüber kapitalintensiven Verfahren und damit möglicherweise zu einer unproblematischeren Markteinführung, geht allerdings mit volatileren Produktionskosten in Abhängigkeit der Rohmaterialkosten einher.

PTL-Kerosin: Bei Kerosin aus Wasserstoff und CO₂ über Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom tragen die Stromkosten zu etwa 75 % zu den Bereitstellungskosten der Produkte Benzin, Kerosin und Diesel bei [LBST 2013]. Der Strompreis wurde mit 0,085 EUR / kWh plus Kosten für Stromtransport und -verteilung (insgesamt etwa 0,131 EUR / kWh) angenommen. Der Strompreis kann zu Zeiten hohem Solar- und Windstromaufkommens niedriger liegen, so dass ein Strompreis von 0 EUR / kWh als unterer Wert betrachtet werden kann.

5.5.4 Treibhausgasemissionen

Einer der wesentlichen Treiber zum Einsatz von erneuerbarem Kerosin ist die Reduzierung von Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente). Die mit der Produktion, Bereitstellung und Nutzung von Kerosin verbundenen Treibhausgasemissionen beispielhafter Gesamtketten zeigt Abbildung 27.

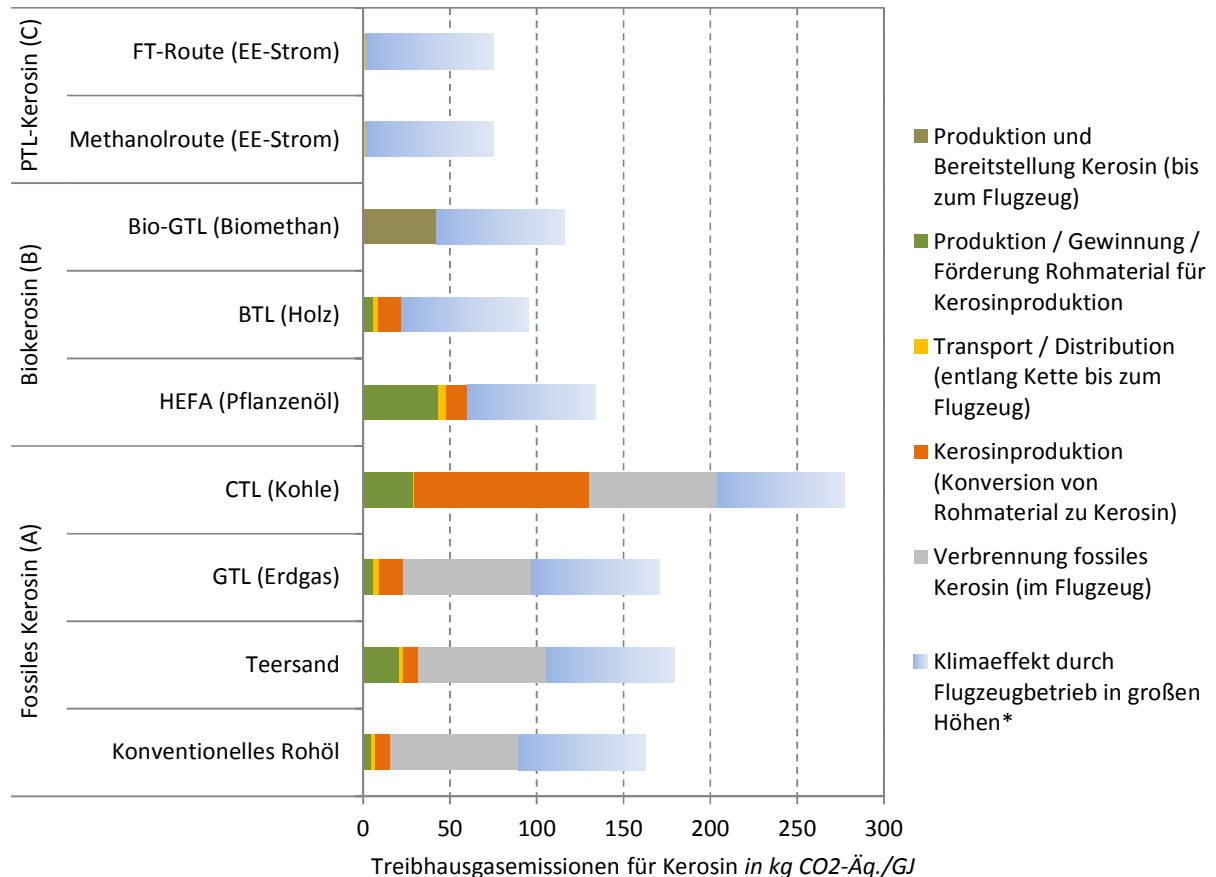
Die Treibhausgasvermeidung gegenüber fossilen Kerosinoptionen liegt für Kerosin auf Basis von Biomasse bei 18 bis 41 % und auf Basis von erneuerbarem Strom bei ca. 54 % bei Berücksichtigung der Klimawirkungen in großen Höhen. Neben der Rohstoffproduktion sind dabei die Aufwendungen für die Kerosinproduktion maßgeblich für die Gesamtemissionen.

Die Klimawirkung aufgrund des Flugzeugbetriebs in großen Höhen ergibt sich aus der Emission von

- ▶ Substanzen mit strahlungsaktiver Wirkung (wie Wasserdampf oder Aerosole bzw. Ruß),
- ▶ Substanzen, die über chemische (und mikrophysikalische) Prozesse strahlungsaktive Substanzen erzeugen oder zerstören (wie Stickoxide) bzw. die die Ozon- und Methankonzentration verändern und
- ▶ Substanzen, welche die Bildung zusätzlicher Wolken (Kondensstreifen) und die Veränderung der natürlichen Bewölkung bewirken [Sausen 2004].

In dieser Studie werden 2 g CO₂-Äquivalente je aus dem Flugzeug emittierten Gramm CO₂ angenommen, die das UBA in einem Hintergrundpapier diskutiert [UBA 2012a] und im Rahmen von TREMOD-Mengengerüsten für die Nicht-CO₂-Klimawirkungen des Luftverkehrs verwendet [UBA 2012]. Diese

geben u. a. die in [Shine 2010] angegebenen Bandbreiten sowie Unsicherheiten gut wieder. Bei aus erneuerbaren Energiequellen hergestelltem Kerosin wird nur die Nicht-CO₂-Klimawirkung berücksichtigt; da die Verbrennung von erneuerbarem Kerosin selbst als CO₂-neutral angenommen wird (es wird nur so viel CO₂ freigesetzt, wie bei der Kraftstoffproduktion aus der Atmosphäre entzogen wurde). Daher wird für erneuerbares Kerosin nur 1 g CO₂-Äquivalent je aus dem Flugzeug emittierten Gramm CO₂ angenommen.



Erläuterungen:

(A) Kerosin aus konventionellem Rohöl 15 kg CO₂-Äq./GJ, GTL 23 kg CO₂-Äq./GJ, CTL 130 kg CO₂-Äq./GJ [JEC 2013] ; Kerosin aus Ölsand 32 kg CO₂-Äq./GJ [LBST 2010]

(B) hier Beispiele; Bandbreite HEFA 59 bis 71 kg CO₂-Äq./GJ, BTL 21 bis 49 kg CO₂-Äq./GJ [Gröngroft et al, 2014], Bio-GTL aus [Kaltschmitt 2014]

(C) PTL 1 kg CO₂-Äq./GJ [JEC 2013]

* Klimawirkung aus der Emission von Wasserdampf, NO_x und Rußpartikeln in großen Höhen [UBA 2012]

Abbildung 27 Treibhausgasemissionen für beispielhafte Gesamtketten zur Kerosinbereitstellung und -nutzung

6 Potenzieller Bedarf und Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe in der Luftfahrt

6.1 Einordnung weltweit

Die Wachstumsszenarien des Luftverkehrssektors gehen von einem steigenden Energie- und damit v. a. Kerosinbedarf in den kommenden Jahrzehnten aus. Die ICAO beispielsweise rechnet mit einer nahezu Vervielfachung des Energiebedarfs zwischen 2006 und 2036, selbst unter Einbeziehung optimistischer Annahmen hinsichtlich Technologie- und Infrastrukturverbesserungen [ICAO 2010]. Bei einer Fortschreibung der beiden Extremszenarien der ICAO ergibt sich für 2050 ein Bedarf zwischen 30.200 und 38.200 PJ Kerosin, was bei fossilem Treibstoff einer CO₂-Emission von etwa 2,6 bzw. 3,3 Mio. t CO₂Äq. entspricht.

In dieser Studie wird, auf Basis einer am DLR durchgeführten Studie, von einem weltweiten Treibstoffbedarf im Luftverkehr von etwa 12,8 EJ in 2020 sowie 31 EJ in 2050 ausgegangen [Schaefer 2012]. Außerdem wurden für die weltweite Luftverkehrsentwicklung Wachstumsannahmen aus dem Airbus Global Market Forecast übernommen [Airbus 2011]. Die 12,8 EJ in 2020 entsprechen THG-Emissionen von etwa 1.120 Mio. t CO₂Äq., welcher der Basiswert für ein CO₂-neutrales Wachstum ab 2020 wäre (ohne Berücksichtigung von Klimawirkungen in großen Höhen). Davon ausgehend, dass die Wachstumsszenarien bereits Maßnahmen zur Optimierung von beispielsweise Auslastung, Technologie und Flugführung beinhalten, ergibt sich der in Abbildung 28 dargestellte Bedarf an alternativen Treibstoffen. Ausgehend von einer spezifischen THG-Vermeidung des alternativen Kerosins in Höhe von durchschnittlich 70 % ergibt sich bis 2050 ein Bedarf von 26 EJ (entspricht 84 %) regenerativer Kerosinsubstitute. Bei einer höheren spezifischen THG-Vermeidung der Kerosinsubstitute sinkt dieser Bedarf und umgekehrt.

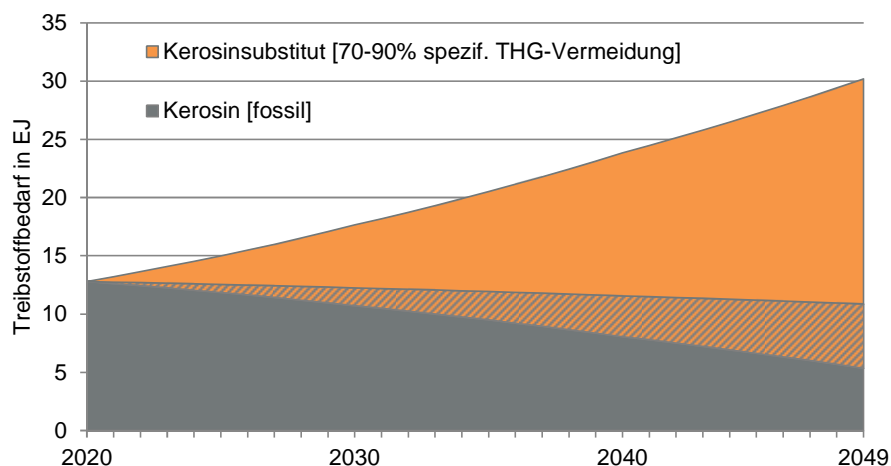


Abbildung 28 Das Ziel der International Air Transport Association (IATA) des THG-neutralen Wachstums ab 2020 und der daraus resultierende Bedarf an Kerosinsubstituten (WTT, d.h. ohne Berücksichtigung der Klimawirkungen in großen Höhen)

Des Weiteren formuliert die IATA das maßgebliche Ziel, bis 2050 die THG-Emissionen im Luftverkehr um 50 % gegenüber dem Jahr 2005, das heißt von etwa 647 (Bezug: Schaefer 2012) auf 323 Mio. Tonnen CO₂Äq., zu reduzieren. Daraus ergibt sich langfristig ein noch deutlich höheres Minderungsziel, mit dem ein wiederum höherer Bedarf an Kerosinsubstituten mit entsprechender THG-Vermeidung verbunden ist.

Ausgehend von einer Zielerreichung ohne die Nutzung von CO₂-Zertifikaten und ausschließlich durch die Substitution des fossilen Kerosins, ergeben sich in Abhängigkeit von der spezifischen THG-Vermeidung des alternativen Kraftstoffmixes die in Abbildung 29 dargestellten Mengen. Demnach läge eine Kerosinmenge von maximal 12 EJ, 18 EJ bzw. 31 EJ (Szenario Nachfrage 2050 MKS) im Rahmen der Zielerreichung, wenn die spezifische THG-Vermeidung des alternativen Kerosinmixes 70 %, 80 % bzw. 88 % beträgt (Maximalmengen I bis III). Das heißt, je klimafreundlicher der insgesamt eingesetzte Treibstoff durchschnittlich ist, desto mehr kann davon verbraucht werden, um dennoch das Ziel von 50 % THG-Minderung gegenüber 2005 zu erreichen. Ist die spezifische THG-Vermeidung des Treibstoffs geringer als 88 %, muss diese Reduktionslücke durch andere Maßnahmen (z. B. CO₂-Zertifikate) oder eine entsprechende Reduktion der Verkehrsleistung erfolgen.

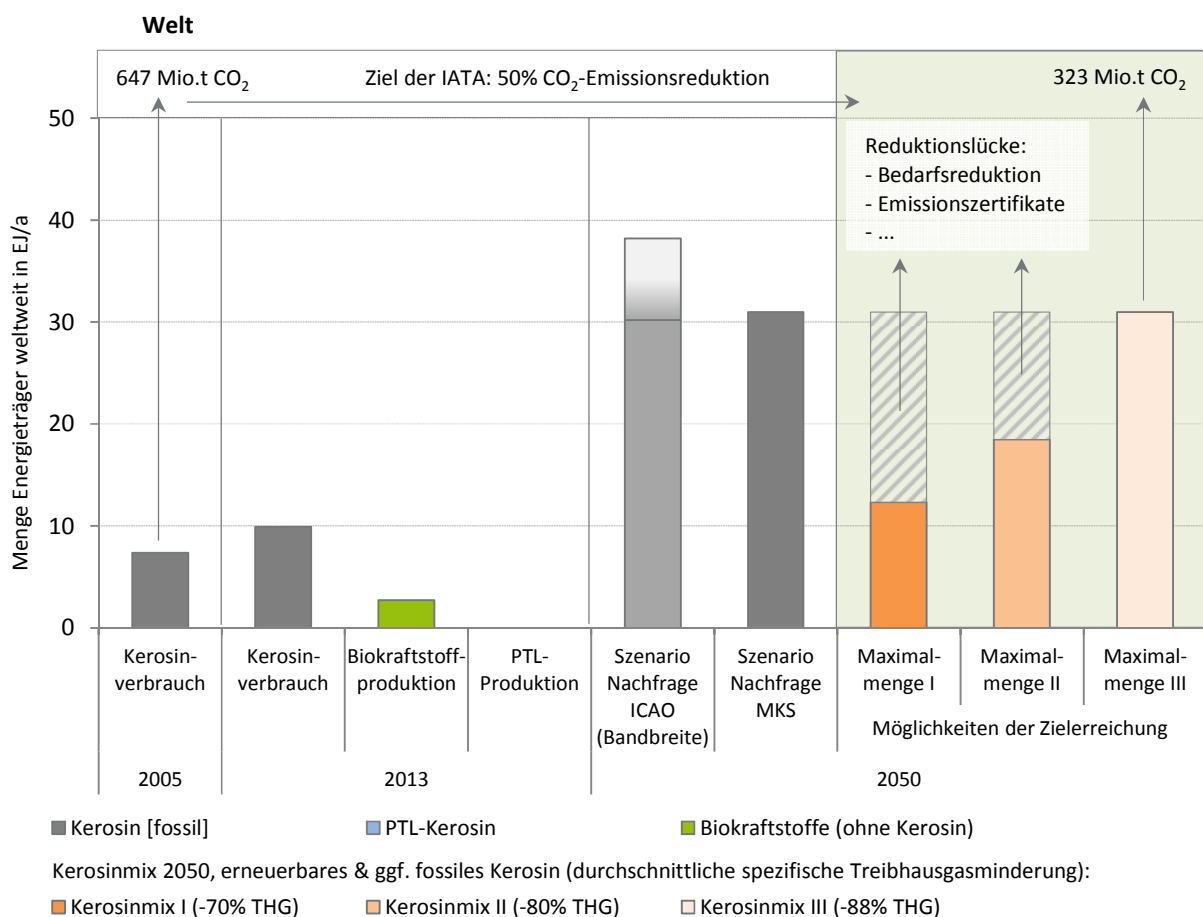


Abbildung 29 Gegenüberstellung Biokraftstoff- / PTL-Produktion und Kerosinverbrauch 2013 weltweit mit dem Ziel der International Air Transport Association (IATA) für 2050 auf Basis verschiedener Bedarfsszenarien (ICAO: Trendfortschreibung von Max- und Min-Szenario des Aviation Outlook 2010, Szenario Nachfrage MKS auf Basis DLR-Modell und Annahmen) und resultierende, maximal zulässige Kerosinnachfrage in 2050 (grün hinterlegt); 1 EJ / a = ca. 23 Mio. t / a (WTT, d.h. ohne Berücksichtigung der Klimawirkungen in großen Höhen)

6.2 Einordnung für Europa

Das Ziel von 2 Mio. Tonnen Biokerosin des EU Advanced Biofuels Flight Path im Jahr 2020 übersteigt die derzeitigen Produktionskapazitäten von HVO/HEFA innerhalb der EU (ca. 1,3 Mio. Tonnen [NesteOil 2014]). Für eine Zielerreichung müssten demnach die Kapazitäten ausgebaut oder die entsprechenden Mengen über Biokerosinimporte bereitgestellt werden. Die Bereitstellung der 2 Mio. Tonnen Biokerosin aus europäischer Biomasse bzw. aus Abfall- und Reststoffen erscheint im Vergleich zur derzeitigen Biokraftstoffproduktion als machbar, bleibt allerdings zu prüfen.

Deutlich größere Mengen resultieren aus dem Ziel von 40 % alternativen Flugkraftstoffen in 2050 des EU Weißbuches. Die 2 EJ/a entsprechen etwa 45 Mio. Tonnen HVO/HEFA. Für diese Zielerreichung bedarf es einer langfristigen Strategie zur Bereitstellung entsprechender Produktionskapazitäten sowie zur Verfügbarkeit entsprechender Rohstoffmengen.

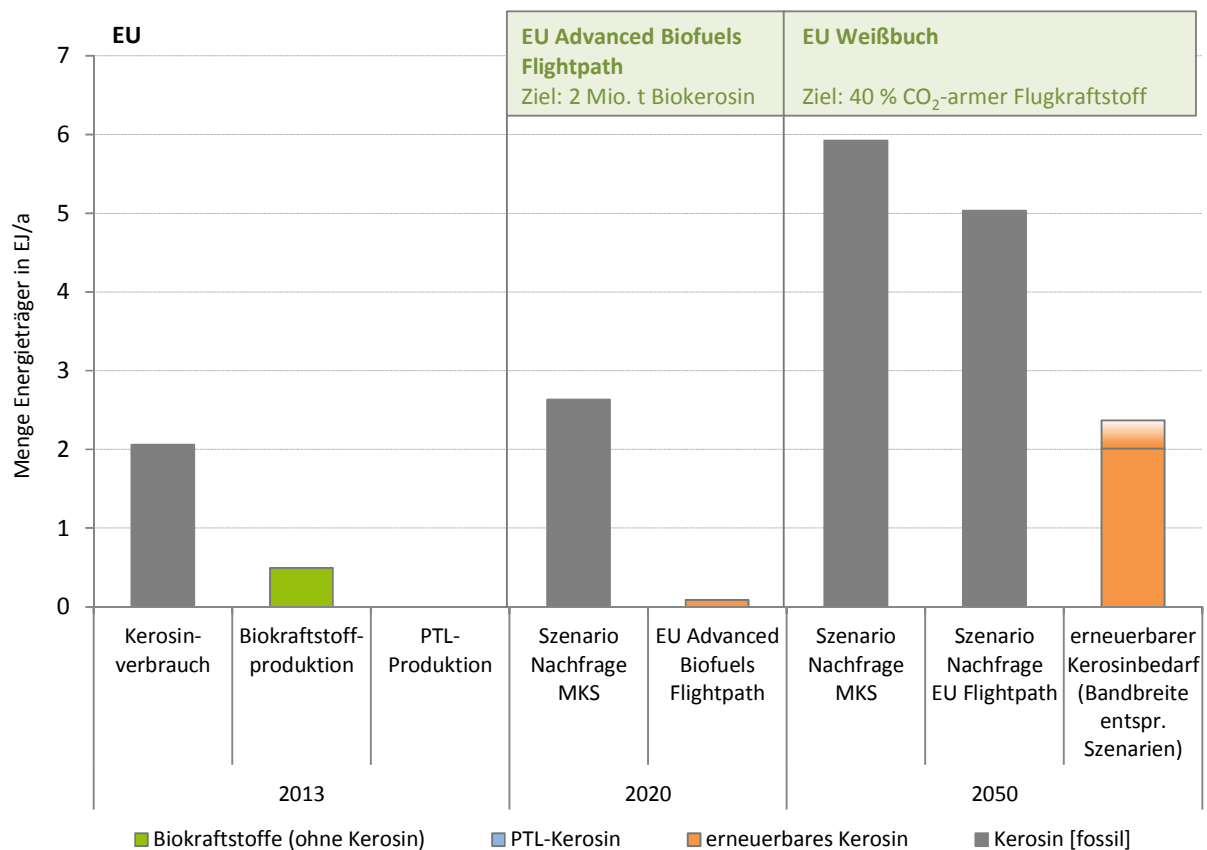


Abbildung 30 Gegenüberstellung Biokraftstoff-/PTL-Produktion und Kerosinverbrauch 2013 in der EU mit den EU-Zielen 2020 und 2050 (Biokraftstoffproduktion EU 2013: F.O. Licht, Szenario Nachfrage MKS im Rahmen der Studie auf Basis DLR-Modell nebst weiterer Annahmen)

6.3 Einordnung für Deutschland

Das nationale Ziel von 10 % Biokerosin in 2025 entspricht nach eigenen Angaben von aireg etwa einer Menge von 47,3 PJ/a [aireg 2012], wohingegen das Wachstumsszenario in dieser Studie von einem höheren erwarteten Gesamtenergiebedarf im Luftverkehr in 2025 und demnach von ca. 57 PJ/a für den 10 %-Anteil ausgeht. Diese Menge entspricht etwa 1 bzw. 1,3 Mio. t/a HVO/HEFA, was etwa der derzeitigen Produktionskapazität (Produktgemisch) in Europa entspricht.

Das inländische Rohstoffpotenzial zur Produktion von Biokerosin kann auf der Grundlage der in [Majer et al 2013] und [Kreyenberg et al 2014] beschriebenen heimischen Flächenpotenziale bzw. Biokraftstoffpotenziale abgeschätzt werden. Für Deutschland liegt das heimische Biokerosinpotenzial in 2025 bei etwa 1,6 PJ/a (0,036 Mio. t/a) HEFA aus Altspeisefett, 123 PJ/a (2,8 Mio. t/a) HEFA aus Rapsöl sowie 50 PJ/a (1,1 Mio. t/a) BTL aus Stroh. Anlagen zur Produktion von HVO/HEFA sind derzeit in Deutschland nicht installiert. Voraussetzung für die Erschließung des Potenzials an BTL-Kraftstoff auf der Basis des verfügbaren Strohpotenzials sind signifikante Anstrengungen zur Förderung von Technologien zur Biokerosinproduktion aus Lignocellulose. Unter Einbeziehung der Option Bio-GTL kann das biogene Kerosinpotenzial zudem deutlich gesteigert werden. Derzeit werden in Deutschland umfangreiche Mengen Biogas und Biomethan im Strom- und Wärmesektor gefördert und genutzt.

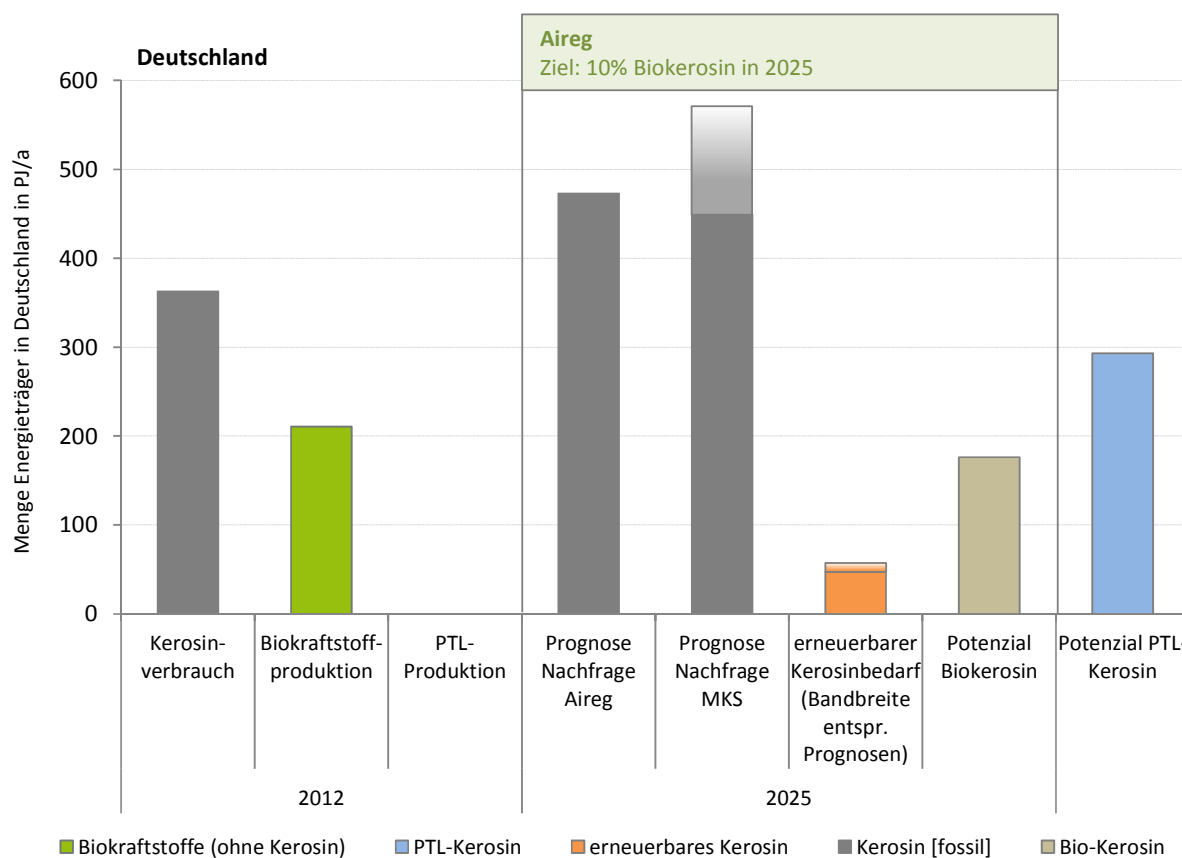


Abbildung 31 Aireg-Ziel (Deutschland) für die zukünftige Verwendung von alternativen Flugkraftstoffen gegenüber heutigen Biokraftstoff-, PTL- und Kerosinmengen (Biokraftstoffproduktion: DESTATIS, Biokerosinpotenzial: Berechnung auf Basis Umweltszenario [Majer et al 2013], PTL-Potenzial auf Basis [Kreyenberg et al 2014], Prognose Nachfrage MKS: zwei Methoden, untere Bandbreite: TREMOD-Szenario Nachfrage MKS auf Basis DLR- und IFEU-Modelle, 100 PJ/a = ca. 2,3 Mio. t/a)

Würde unterstellt, dass der Energiepflanzenanteil für den Verkehrssektor (also die verfügbaren Flächen nach Abzug des Bedarfes für Nahrungs- und Futtermittelproduktion, der stofflichen Nutzung sowie der Nutzung zur Produktion von Strom und Wärme) im Jahr 2025 exklusiv für die Produktion von Biokerosin zur Verfügung stünde, so ergibt sich ein Potenzial von bis zu 176 PJ/a bzw. 4 Mio. t/a.

Das technische Potenzial für strombasierte Flüssigkraftstoffe (Power-to-Liquid) aus erneuerbarem Strom in Deutschland liegt bei etwa 586 PJ/a bzw. 13,3 Mio. t/a (aus 465 TWh erneuerbarem Strom pro Jahr, die nach Abzug des heutigen Stromverbrauchs prinzipiell für die Produktion von PTL zur Verfügung stehen), wenn das für die Synthese erforderliche CO₂ aus Luft abgetrennt wird [Kreyenberg et al 2014]. Bei einem Kerosinanteil von 50 % ergeben sich daraus 293 PJ (6,7 Mio. t/a) Flugturbinenkraftstoff, was etwa 80 % des Verbrauchs in 2012 und 60 % des für 2030 in Deutschland prognostizierten Kerosinverbrauchs entspricht (die anderen 293 PJ können als Otto- und Dieselmotorkraftstoff in Straßen- und Schienenfahrzeugen sowie Schiffen eingesetzt werden, würden jedoch den in [Kreyenberg et al 2014] angenommenen Kraftstoffbedarf nicht vollständig decken).

6.4 Treiber für Entwicklungen im Luftfahrtsektor und den Einsatz von erneuerbarem Kerosin

Als wesentliche Treiber für die derzeitigen und zukünftigen Entwicklungen spielen die folgenden eine entscheidende Rolle:

- **Kraftstoffverbrauch in der Luftfahrt.** Einem, trotz steigender Kraftstoffeffizienz stark wachsenden Kerosinbedarf sowohl im nationalen als auch internationalen Kontext (Kapitel 4), stehen teils ambitionierte Ziele zum Einsatz alternativer Kraftstoffe (insbesondere Biokraftstoffe) gegenüber (Kapitel 3). [IEA 2012]
- **Verfügbarkeit von erneuerbarem Kerosin.** Es sind bislang keine Anlagen mit dem Fokus der Produktion alternativer Kerosinkraftstoffe installiert oder produzieren nennenswerte Kerosinmengen für den internationalen Markt. Um die begrenzten und in Nutzungskonkurrenz zu andere Sektoren stehenden Potenziale zu heben, gilt es, im ersten Schritt erfolgreiche Gesamtkonzepte zu demonstrieren. Für Biokerosin müssen die teils verfügbaren Technologien etabliert und hinsichtlich der Biokerosinausbeute optimiert werden. Mit Bezug auf die strombasierte Kraftstoffherzeugung wird angenommen, dass bei hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung im Energiemix große Strommengen nicht mehr direkt genutzt werden können. Die Kraftstoffproduktion über PTL übernimmt dann die Rolle eines steuerbaren Großverbrauchers.
- **Umwelteffekte.** Die THG-Emissionen von Kerosin fossilen Ursprungs haben künftig eine steigende Tendenz durch einen vermehrten Einsatz von unkonventionellem Rohöl, wie z. B. aus Teersanden [NRDC 2014]. Dadurch werden die THG-Minderungsziele noch schwieriger zu erfüllen sein als mit dem aktuell verwendeten konventionellen Kerosin. Gleichzeitig erlaubt Kerosin auf Basis von Biomasse bereits in Vergleich zu konventionellem Kerosin substantielle THG-Minderungen und solches auf Basis erneuerbaren Stroms sogar quasi Nullemissionen. Des Weiteren haben insbesondere Kraftstoffe auf Strombasis aufgrund ihrer Eigenschaft als Reinkraftstoff (kein Schwefel, keine Aromaten) das Potenzial, Schadstoffemissionen sowie die damit assoziierten THG-Effekte in großen Höhen zu reduzieren. [IEA 2012] [Rolls-Royce 2013]
- **Marktentwicklung.** Langfristig steigende Ölpreise führen zu steigenden Kerosinkosten während bei alternativen Kraftstoffen mit einer Reduktion der Erzeugungskosten zu rechnen ist.

Insbesondere die Kosten von BTL-Kraftstoffen sind durch Unsicherheiten gekennzeichnet und haben das Potenzial, langfristig wettbewerbsfähig zu werden. Erhebliche Potenziale zur Kostendegression bestehen auch bei strombasierten Kraftstoffen durch Größen- und Stückzahleneffekte sowohl bei EE-Strom als auch bei EE-Kerosinproduktionsanlagen.

- ▶ **Internationaler Handel.** International einheitliche Standards für die Qualität der Kraftstoffe, deren Produktion und Nutzung sowie eine international akzeptierte Nachhaltigkeitszertifizierung könnten den Handel und damit die Etablierung erneuerbaren Kerosins erleichtern. [IEA 2012]
- ▶ **Finanzielle Sicherheiten.** Die finanziellen Risiken beim Bau neuartiger Produktionsanlagen, wie bei denen für die Erzeugung erneuerbaren Kerosins, können entsprechenden Projektentwicklungen im Wege stehen. Die Realisierung langfristiger Lieferkontrakte jeweils für Edukte und Produkte, sowie eine finanzielle Unterstützung beteiligter Unternehmen können diese Risiken mindern. Investitionen in kurzfristig teurere, erneuerbare Kraftstofflösungen können langfristig dazu beitragen den Preisanstieg bei fossilen Kraftstoffen zu dämpfen.
- ▶ **Politische Rahmenbedingungen.** Verpflichtende Ziele im Luftfahrtsektor zur Einführung von erneuerbarem Flugturbinenkraftstoffen können ein wesentlicher Treiber und Hebel für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende sein. Weiterhin wären die Einbeziehung des Luftverkehrssektors in das Emissionshandelssystem oder andere THG-Minderungsziele (z. B. in Form von EE-Kraftstoffquoten) bei der Einführung von erneuerbarem Kerosin hilfreich. Weitere politische Instrumente wären gesetzliche Regulierungen für die Nutzung oder die Unterstützung von Projekten zur Etablierung erneuerbaren Kerosins (z. B. Demonstrationsprojekte) sowie die Förderung von entsprechender Forschung und Entwicklung.

7 Ableitung von Handlungsbedarfen

Aus der Gegenüberstellung der mittel- und langfristig definierten Ziele der Politik und der Luftfahrtbranche mit Wachstumsszenarien für Flugtreibstoffbedarf und der aktuellen Produktion regenerativer Alternativen resultieren zahlreiche Zweifelsfragen. Zusammenfassend lässt sich sagen:

- ▶ Das Ziel von 10 % alternativen Flugkraftstoffen in Deutschland für das Jahr 2025 ist auf Basis technischer Potenziale erreichbar. Sollen die benötigten Treibstoffe nicht über Importe bereitgestellt werden, müssen jedoch entsprechende Produktionskapazitäten für erneuerbares Kerosin aufgebaut werden.
- ▶ Das kurzfristige Ziel von 2 Mio. Tonnen Biokerosin in Europa im Jahr 2020 entsprechend EU „Flight Path“ ist sowohl mit europäischen biogenen Rohstoffen als auch auf Basis von erneuerbarem Strom realisierbar. Die Produktionskapazitäten sind jedoch derzeit nicht ausreichend, was Importe erforderlich machen würde. Aus dem langfristigen Ziel von 40 % alternativem Kerosin im Jahr 2050 resultiert entsprechend erwarteter Verbräuche ein Bedarf von ca. 50 Mio. Tonnen erneuerbarem Kerosin pro Jahr. Dies bedeutet für alle erneuerbaren Kerosinoptionen enorme Anstrengungen zur Installation umfangreicher Produktionskapazitäten.
- ▶ Das weltweite Ziel der IATA einer 50 %igen Emissionsreduktion des Luftverkehrs gegenüber 2005 im Jahr 2050 zu erreichen, ist die ambitionierteste aller derzeitigen Absichtserklärungen. In Abhängigkeit vom Anstieg des Energieverbrauchs im Luftverkehr müsste dann der Flugtreibstoff ggf. vollständig durch erneuerbares Kerosin substituiert werden.
- ▶ Nahezu alle betrachteten Ziele sind abhängig vom Gesamtenergieverbrauch im Luftverkehr. Ist dieser zum betreffenden Zeitpunkt geringer als erwartet, wird entsprechend weniger erneuerbares Kerosin benötigt und umgekehrt. Zur Begrenzung bzw. Reduktion der Emissionen aus dem Luftverkehr erscheint daher eine Kombination aus alternativen Energieträgern und der Begrenzung der Verkehrsleistung auf ein notwendiges Maß als zielführend.

Als Biokerosin stehen heute vor allem ölbasierte (HVO / HEFA) sowie zukünftig auch lignocellulose-, d. h. holzbasierte Biokraftstofftechnologieoptionen (BTL) zur Verfügung. Die Potenziale für nachwachsende Rohstoffe sowie für Abfall- und Reststoffe sind begrenzt und mit hohen Unsicherheiten verbunden. Für Deutschland liegt das heimische Biokerosinpotenzial in 2025 bei etwa 176 PJ, was etwa der 3fachen¹⁰ bzw. der 3,7fachen¹¹ absoluten Menge des 10 % Ziels für Biokerosin entspricht [aireg 2012]. Theoretisch ist damit dieses freiwillige nationale Ziel auf Basis einheimischer Biomasse erreichbar. Unter Einbeziehung der Option Bio-GTL (aus Biogas / Biomethan) kann das biogene Kerosinpotenzial deutlich steigen.

¹⁰ Basierend auf dem MKS-Szenario für 2025: ca. 570 PJ Energiebedarf im Luftverkehr.

¹¹ Basierend auf der Vorausschau von aireg für 2025: ca. 473 PJ Energiebedarf im Luftverkehr.

Strombasierte Kerosinsubstitute (PTL) stellen aufgrund des hohen Potenzials für erneuerbaren Strom eine weitere Alternative für den Flugverkehr dar. Nach der MKS-Studie „Erneuerbare Energien im Verkehr“ beträgt das technische Potenzial für PTL etwa 586 PJ pro Jahr (aus 465 TWh Strom pro Jahr, die nach Abzug des heutigen Stromverbrauchs prinzipiell für die Produktion von PTL zur Verfügung stehen), wenn das für die Synthese erforderliche CO₂ aus Luft abgetrennt wird. Bei einem Kerosinanteil von 50 % ergeben sich daraus 293 PJ Flugturbinenkraftstoff, was etwa 80 % des Verbrauchs in 2012 und 60 % des für 2030 in Deutschland prognostizierten Kerosinverbrauchs entspricht. Die anderen 293 PJ können als Otto- und Dieselmotorkraftstoff in Straßen- und Schienenfahrzeugen sowie Schiffen eingesetzt werden, würden jedoch den im Rahmen der oben genannten MKS-Studie angenommenen Kraftstoffbedarf nicht vollständig decken.

Für alle Kerosinsubstitute gilt gleichermaßen, dass sie oder ihr Rohstoff auch für die Kraftstoffbereitstellung in anderen Verkehrssektoren geeignet sind. Mit Blick auf die gesetzten Ziele zur Substitution des fossilen Kerosins ist daher eine langfristige Strategie zur optimalen Lenkung der begrenzten Rohstoffe und Energieträger erforderlich. Neben der Kraftstoffbereitstellung können die Rohstoffe zudem anderweitig energetisch und stofflich genutzt werden, Anbaubiomasse darüber hinaus teilweise als Nahrungs- und Futtermittel.

Die bisher definierten und unverbindlichen Ziele bedingen v. a. in der langfristigen Perspektive bis 2050 eine signifikante Menge erneuerbares Kerosin und somit konkrete Maßnahmen zur Förderung von dessen Produktion und Nutzung.

Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen erzeugen kaum Handlungsdruck hin zu einer Dekarbonisierung des Luftverkehrssektors. Dies liegt u. a. an der Besserstellung von Kerosin innerhalb der Kraftstoffbesteuerung. Zudem existieren im Vergleich zu anderen Verkehrssektoren keine verbindlichen Ziele sowie keine vollständige Beteiligung am EU-Emissionshandelssystem.

Die Bereitstellungskosten für Biokerosin und strombasiertes Kerosin werden innerhalb eines absehbaren Zeitraumes über den Kosten für fossiles Kerosin liegen. Selbstdefinierte und daher weiche Ziele der Luftverkehrsbranche werden unter den bestehenden Rahmenbedingungen nur bedingt Wirkung zeigen.

Bei der Diskussion um Treibhausgaswirkungen der Luftfahrt ist die zusätzliche Klimawirksamkeit von Emissionen, wie z. B. Rußpartikeln, Kohlenwasserstoff, NO_x, SO_x und Wasserdampf, in großen Höhen mit zu berücksichtigen.

Verpflichtende Ziele im Luftfahrtsektor zur Einführung von erneuerbarem Flugturbinenkraftstoffen können ein wesentlicher Treiber und Hebel für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende sein.

Für eine dauerhafte Strategie zur Einbindung erneuerbarer Energien und zur Minderung der THG-Emissionen im Luftverkehr bedarf es zudem einer Definition für die Nachhaltigkeit von Biokerosin unter Beachtung von Nutzungskonkurrenzen sowie einer gezielten Weiterentwicklung der Konversionstechnologien zukünftiger Optionen und CO₂-Quellen als Rohstoff für die PTL-Synthese.

In kommenden Energieszenarien ist, insbesondere für den Luftverkehr, die Integrationsfähigkeit von Biokerosin und PTL-Kerosin als Optionen zu berücksichtigen. Weitergehende Untersuchungen sind notwendig, wie beispielsweise:

- ▶ Potenziale zur Reduktion der Umweltwirkung durch die Verwendung alternativer, auch innovativer, bislang nur eingeschränkt betrachteter Technologierouten über Biokerosin und PTL-Kerosin.
- ▶ Techno-ökonomische Machbarkeitsuntersuchungen von PTL-Pfaden, insbesondere hinsichtlich ihrer Prozessdynamik sowie Optionen für die Integration von fluktuierendem erneuerbarem Strom und zur Netzstabilisation.
- ▶ Akteursvernetzung und Roadmapping zur Diskussion, wann ausreichende Mengen an erneuerbaren Energien für eine nachhaltige Entwicklung des Luftfahrtsektors zur Verfügung stehen können und zu welchem Zeitpunkt welche Biokerosin- und PTL-Kerosinmengen von Fluggesellschaften benötigt werden.
- ▶ Vorbereitung und Flankierung von geeigneten Pilot- und Demonstrationsvorhaben für die Produktion von erneuerbarem Kerosin (Bsp. 10.000-Tonnen-Biokerosin-Programm). Ein Aspekt bei strombasiertem Kerosin ist die Integration (fluktuierender) erneuerbarer Energien und damit verbundene Netzsystemdienstleistungen.

Eine Analyse der mittel- und langfristigen Technologiepfade im Luftverkehr ist hinsichtlich ökologischer, technologischer und ökonomischer Kriterien notwendig. Die abzuleitende Strategie bedarf aufgrund der Nutzungsdauer von Fluggeräten und Infrastrukturen einer Definition des Ziels (Forecasting 2050) und daraus abgeleiteten Entwicklungsschritten (Backcasting 2020, 2030, 2040) für den Weg dorthin.

Im Rahmen dieser Studie konnten u. a. folgende Aspekte nicht untersucht werden:

- ▶ Rückwirkungen einer steigenden Kerosinnachfrage (fossil und erneuerbar) auf die Energiemärkte.
- ▶ Rückkopplung steigender Mobilitätskosten (aufgrund notwendiger Aufwände zur Erreichung von Energie- und Umweltzielen) auf die Luftverkehrsnachfrage.
- ▶ Analysen zu den Potenzialen niedrigerer Reiseflughöhen und den Potenzialen die sich aus einer Optimierung der Flugzeugarchitektur (Rumpf-/Flügelform, Antrieb, Kraftstoffe) auf niedrigere Reiseflughöhen sowie niedrigere Reisefluggeschwindigkeiten ergeben.

Diese Fragen bedürfen einer eingehenderen Betrachtung unter Einbeziehung von auch disruptiven Technologielösungsansätzen, wie z. B. neuen Antriebs- und Kraftstoffsystemen im Flugzeug.

Abkürzungsverzeichnis

ACARE	Advisory Council for Aviation Research and Innovation in Europe
aireg	Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e. V.
ASTM	American Society for Testing and Materials
ATAG	Air Transport Action Group
ATJ	Alcohol-to-Jet
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BTL	Biomass-to-Liquid
CAAFI	Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative
CH	Catalytic HydrothermolysisCTL Coal-to-Liquid
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
DSHC	Direct Sugar to Hydrocarbons
EADS	European Aeronautic Defence and Space CompanyEE Erneuerbare Energien
EN	Europäische Norm
EnergieStG	Energiesteuergesetz
ETS	Emission Trading System
FQD	Fuel Quality Directive
FT	Fischer-Tropsch
GTL	Gas-to-Liquid
GWP	Global Warming Potential
HDCJ	Hydrotreated Depolymerized Cellulosic Jet
HEFA	Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HT	High Temperature
HTFT	High Temperature Fischer-Tropsch
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil
IATA	International Air Transport Association
ICAO	International Civil Aviation Organization

IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KUP	Kurzumtriebsplantage
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LT	Low Temperature
LTFT	Low Temperature Fischer-Tropsch
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MTG	Methanol-to-Gasoline
NASA	National Aeronautics and Space Administration
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
PAK	Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe
PEM	Proton exchange membrane, polymer electrolyte membrane
PTL	Power-to-Liquid
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive
SAFUG	Sustainable Aviation Fuel Users Group
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage
SMDS	Shell-Middle-Distillate-Synthesis
SOEC	Solide Oxide Electrolysis Cell
THG	Treibhausgas(e)
TIGAS™	Topsoe Improved Gasoline Synthesis
TTW	Tank-to-Wake
UBA	Umweltbundesamt
WTT	Well-to-Tank

Formel- und Einheitenverzeichnis

$(\text{CH}_2)_2$???
$^{\circ}\text{C}$	Grad Celcius
a	Jahr
bbl.	Barrel (1 bbl. = 158,987 l)
CH_3OH	Methanol
$\text{CH}_3\text{OH}_{\text{fl}}$	Methanol, flüssig
$\text{CH}_3\text{OH}_{\text{g}}$	Methanol, gasförmig
$\text{CH}_3\text{-O-CH}_3$	Dimethylether
CH_4	Methan
$\text{C}_n\text{H}_{(2n)}$	Alkene
$\text{C}_n\text{H}_{(2n+2)}$	Alkane
Co	Cobalt
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
$\text{CO}_2\text{-Äq.}$	CO_2 -Äquivalent
d	Tag
DME	Dimethylether
EJ	Exajoule (1 EJ \approx 278 TWh)
g	Gramm
GJ	Gigajoule (1 GJ \approx 278 kWh)
GW	Gigawatt
h	Stunde
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
$\text{H}_2\text{O}_{\text{fl}}$	Wasser, flüssig
$\text{H}_2\text{O}_{\text{g}}$	Wasser, gasförmig Wasserdampf
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt (1 kW = 1.000 W)
kWh	Kilowattstunde (1 kWh = 3,6 MJ)

l	Liter
MJ	Megajoule (1 MJ \approx 0,278 kWh)
MPa	Megapascal (1 MPa = 1.000.000 Pa)
Mt	Megatonne (1 Mt = 1.000.000 t)
MW	Megawatt
MW _{el}	Megawatt elektrisch
Nm ³	Normkubikmeter
NO _x	Stickstoffoxide
O ₂	Sauerstoff
p. a.	pro Jahr
PJ	Petajoule (1 PJ \approx 278 GWh)
Pkm	Personenkilometer
SO ₂ -Äq.	SO ₂ -Äquivalent
SO _x	Schwefeloxid
t	Tonne (1 t = 1.000 kg)
tkm	Tonnenkilometer
TWh	Terawattstunde (1 TWh = 3,6 PJ)

Literatur- und Referenzverzeichnis

- [ACARE 2012] Advisory Council for Aviation Research and Innovation in Europe (ACARE): SRIA- The Strategic Research and Innovation Agenda; 2012
<http://www.acare4europe.org/sria>
- [Adler 2014] Adler, P., Billig, E., Brosowski, A., Daniel-Gromke, J., Falke, I., Fischer, E., Grope, J., Holzhammer, U., Jan Postel, Schnutenhaus, J., Stecher, K., Szomszed, G., Trommler, M., Urban, W.: Leitfaden Biogasaufbereitung und –einspeisung; Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR); 2014
- [AFC 2012] American Fuels Coalition (hosted by National Mining Association, Washington D.C.): Zimbabwe Coal-to-Liquids Project Attracts Investment; 17. September 2012;
<http://www.americanfuelscoalition.com/2012/09/17/zimbabwe-coal-to-liquids-project-attracts-investment-fin24/>
- [AGEB 2013] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, Stand: 2. August 2013
- [Air Berlin 2014] Air Berlin PLC & Co. Luftverkehrs KG: Umweltmanagement; 2014
<http://www.airberlingroup.com/de/verantwortung/umwelt>
- [Air BP 2000] Air BP Ltd., Herts, United Kingdom: Handbook of Products; 2000;
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/aviation/air_bp/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/a/air_bp_products_handbook_04004_1.pdf
- [Airbus 2011] Airbus S.A.S.: Delivering the Future / Global Market Forecast 2011 – 2030, Blagnac Cedex, September 2011
- [aireg 2012] aireg: Aviation Initiative for Renewable Energy in Germany e.V.: Klimafreundlicher fliegen: Zehn Prozent alternative Flugkraftstoffe bis 2025; 2012
- [AMI] Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH: Markt Woche Ölsaaten & Biokraftstoffe; 2009 – 2014
- [Ansorge 1997] Ansorge, J., Shell International Oil Products B.V. Amsterdam: Shell Middle Distillate Synthesis: Fischer-Tropsch Catalysis in Natural Gas Conversion to High Quality Products; 1997;
http://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/42_2_SAN%20FRANCISCO_04-97_0654.pdf
- [Armin Grässl 2011] Grässl, A., Selisberg: Bilder von der Pilotanlage in Altenrhein, Kanton St. Gallen in der Schweiz; Auftragsarbeit für Silicon Fire, 8. Juli 2011

- [Arttic 2014] Arttic: Solar chemical reactor demonstration and Optimization for Long-term Availability of Renewable JET fuel (Solar-Jet); <http://www.solar-jet.aero> zugegriffen am 05. 05. 2014
- [ASTM 2013] ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania, USA: ASTM D7566-12a: Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons; 2013; <http://www.astm.org/DATABASE.CART/HISTORICAL/D7566-12A.htm>
- [ATAG 2013] Air Transport Action Group: Reducing emissions from aviation through carbon neutral growth from 2050; working paper developed for the 38th ICAO Assembly September/October 2013; 2013
- [atmosfair 2008] atmosfair – Der Emissionsrechner – Dokumentation; 2008, https://www.atmosfair.de/portal/documents/10184/20102/Documentation_Calculator_DE_2008.pdf letzter Zugriff: 18. 06. 2014
- [BGR 2012a] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Deutsche Rohstoffagentur (DERA): Energiestudie 2012 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen – DERA Rohstoffinformationen; 2012
- [BIT 2013] Bilfinger Industrial Technologies: Power-to-Liquids – Kraftstoffe aus Sonnenenergie, CO₂ und Wasser; Januar 2013; <http://www.sunfire.de/produkte/fuel/power-to-liquids>
- [BIT & Silicon Fire 2013] Bilfinger Industrial Technologies & Silicon Fire AG: H₂-Methanol - Methanol aus regenerativ produziertem Strom; Juli 2013
- [Blue Energy 2014] Member in the spotlight: Blue Fuel Energy; Canadian Hydrogen and Fuel Cell Association (CHFCA), 1. August 2014; <http://www.multibriefs.com/briefs/chfca/bfspotlight.pdf>
- [BMU 2011] Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011 – Aktualisierung zu „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ vom 28. September 2010; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Oktober 2011
- [BMW i 2013] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMW i): Energiedaten – Zahlen und Fakten – Nationale und Internationale Entwicklung – Tabellen; 20. 08. 2013; <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>; zuletzt aufgerufen: 18. 11. 2013
- [Boeing et al. 2013] Rahmes, F, et al. (The Boeing Company) and Graham, L.J. (University of Dayton Research Institute): Final Report for Alternative Fuels Task: Impact of SPK Fuels and Fuel Blends on Non-metallic Materials used in

Commercial Aircraft Fuel Systems; July 29, 2011 (Updated December 18, 2013)

- [BVU / Intraplan / IVV / Planco 2014]: Verkehrsverflechtungsprognose 2030 - Los 3: Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur, 11. Juni 2014.
- [CAAFI 2014] Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative (CAAFI): <http://www.caafi.org/> zugegriffen am 05. 05. 2014
- [ChemTech 2013] George Olah CO₂ to Renewable Methanol Plant, Reykjanes, Iceland; Chemicals Technology, abgerufen am 5. September 2013; <http://www.chemicals-technology.com/projects/george-olah-renewable-methanol-plant-iceland/>
- [Clean Sky 2014] Clean Sky: Projektwebsite: <http://www.cleansky.eu>, zugegriffen am 05. 05. 2014
- [CORE 2014] CORE-JetFuel: Projektwebsite: <http://www.core-jetfuel.eu/default.aspx> zugegriffen am 05. 05. 2014
- [Daniel-Gromke 2014] Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Denysenko, V., Hillebrand, K., Naumann, K., Scheftelowitz, M., Ziegler, D., Witt, J., Beil, M., Beyrich, W.: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse), Zwischenbericht; Hrsg.: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ); 2014
- [dena 2006] Ludwig Bölkow Systemtechnik GmbH, Ottobrunn; Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart; Rödl & Partner GbR, Nürnberg; NORD/LB, Hannover: Biomass to Liquid - BTL Realisierungsstudie; Zusammenfassung; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), unter Beteiligung des Verbandes der Automobilindustrie (VDA) sowie Adam Opel GmbH, Audi AG, BMW Group, DaimlerChrysler AG, Ford-Werke GmbH, MAN Nutzfahrzeuge, AG Volkswagen AG, BASF AG, Deutsche BP AG, TOTAL Deutschland GmbH, Lurgi AG, Choren Industries GmbH; Deutsche Energie-Agentur (DENA), Dezember 2006
- [de Klerk 2011] de Klerk, A., University of Alberta, Chemicals and Material Engineering, Alberta, Canada: Fischer-Tropsch, Refining; Wiley-VCH Verlag Co. KGaA, Weinheim, Germany; 2011; ISBN-978-3-527-32605-1
- [DESTATIS] Wirtschaftsbereiche - Energie - Erzeugung - Erhebung über Biokraftstoffe. URL <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Biotreibstoffe.html>. - abgerufen am 2014-11-21

- [DLR 2012] Leitstudie 2011 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Berlin, März 2012
- [DLR-Grewe 2012] Grewe, V. (DLR, Institut für Physik der Atmosphäre, Oberpfaffenhofen, Germany): Impact of aviation on climate change – Mitigation options; Presentation at the AirTN Forum, Frankfurt Airport, Germany, 8. – 9. Oktober 2012
- [Dünnebeil et al. 2013]: Analyse aktueller Szenarien zur Entwicklung des Verkehrs in Deutschland und dessen Umweltwirkungen. Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Heidelberg, Berlin, Ottobrunn, Leipzig.
- [EC 2003] European Commission (EC): Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom; 2003
- [EC 2009] European Commission (EC): 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
- [EC 2011a] European Commission: Launch of the European Advanced Biofuels Flightpath; 2011
http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/20110622_biofuels_flight_path_launch.pdf
- [EC 2011b] European Commission: 2 million tons per year: A performing biofuels supply chain for EU aviation; Technical paper to the EU biofuels flight path; 2011
- [EC 2011c] European Commission: Flightpath 2050 Europe's Vision for Aviation, Report of the High Level Group on Aviation Research; Luxembourg, 2011, ISBN 978-92-79-19724-6;
<http://ec.europa.eu/transport/modes/air/doc/flightpath2050.pdf>
- [EC 2014] European Commission: Reducing emissions from aviation; last update 09/07/2014;
http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/aviation/index_en.htm; letzter Zugriff: 28. Juli 2014

- [ECATS 2014] Environmentally Compatible Air Transport System (ECATS) International Association: Website: <http://www.ecats-network.eu/> zugegriffen am 05. 05. 2014
- [Ecker 2011] Ecker, A., Johannes Kepler Universität (JKU) Linz, Institut for Chemical Technology of Organic Materials (CTO), Österreich: Chemische Technologie Org. Stoffe IV Erdöl, Erdgas, Biomasse und Produkte aus diesen Ressourcen (2.Teil); 2011; http://www.jku.at/cto/content/e34502/e116151/e116424/ProdukteausRohlTeil2_ger.pdf
- [EU-Weißbuch 2011] Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem, KOM(2011) 144, Brüssel, 28.03.2011; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0144:FIN:DE:P:DF>
- [FlugRevue 2014] Die Triebwerke des Airbus A380 – Verbesserungen für den Riesen; FlugRevue Online, 20. 03. 2014; <http://www.flugrevue.de/flugzeugbau/triebwerke/die-triebwerke-des-airbus-a380/542640>
- [FNR 2014] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Forschungsvorhaben „Eignung von Algen-HVO und eFAME für den Motorbetrieb“ mit dem Förderkennzeichen: 22026012; 2014
- [F. O. LICHT] F.O. Licht's: World Ethanol & Biofuels Report Bd. 2008–2013
- [FORUM 2014] FORUM on Aviation and Emissions; Website: www.forum-ae.eu
- [Gebauer 2013] Gebauer, J.P., Wagner, H., Kaltschmitt, K.: Biokerosin aus Biomethan über GTL-Prozesse – eine technische und ökonomische Analyse; In: Erdöl Erdgas Kohle 129, Jg. 2013, Heft 2, 2013
- [GermanHy 2009] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) et al.: GermanHy: Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050“; im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und in Abstimmung mit der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW); Stand: August 2009
- [Gmelin et al 2008] Gmelin, T.C.; Hüttig, G.; Lehmann, O.: Zusammenfassende Darstellung der Effizienzpotenziale bei Flugzeugen unter besonderer Berücksichtigung der aktuellen Triebwerkstechnik sowie der absehbaren mittelfristigen Entwicklungen; im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, FKZ UM 07 06 602/01; 25. März 2008

- [Gröngröft et al 2014a] Gröngröft, A.; Hauschild, S.; Grasmann, E.; Meisel, K.; Meyer, K.: Technische ökologische und ökonomische Bewertung der Produktion von Biokerosin im burnFAIR Projekt. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) 11th International conference „Fuels of the Future 2014“. Berlin.
- [Gröngröft et al 2014b] Gröngröft, A.; Meisel, K.; Hauschild, S.; Grasmann, E.; Peetz, D.; Meyer, K.; Roth, A.; Riegel, F.; Endres, C.: Teil II: Wissenschaftliche Untersuchung von Wegen der Biokerosinproduktion aus verschiedenen Biomassetypen. In: Abschlussbericht Projekt BurnFair. Hrsg.: Zschocke, A.; 2014
- [Haag 2010] Haag, K: Vier Säulen Klimaschutzstrategie der Luftverkehrsindustrie, Braunschweig, 14. Dezember 2010; http://www.kolloquium-flugfuehrung.de/pdf/2010_12_14%20DR%20KARLHEINZ%20HAAG%20DLH%20-%20Kolloquium%20Flugfuehrung.pdf
- [Hicks et al 2012] Hicks, Y. R.; Tacina, K. M.; Combustion Branch, NASA Glenn Research Center, Cleveland, Ohio, USA: Comparing a Fischer-Tropsch Alternate Fuel to JP-8 and their 50-50 Blend: Flow and Flame Visualization Results; Spring Technical Meeting of the Central States Section of the Combustion Institute April 22 – 24, 2012; https://www.combustioninstitute.org/upload_resources/12S-91.pdf
- [ICAO 2009] ICAO: International Civil Aviation Organization: Declaration by the High-level Meeting on International Aviation and Climate Change (HLM-ENV/09) in October 2009; 2009; <http://www.icao.int/environmental-protection/Pages/programme-of-action.aspx>
- [ICAO 2010] ICAO Environmental Report: Aviation Outlook, 2010 http://www.icao.int/environmental-protection/Documents/EnvironmentReport-2010/ICAO_EnvReport10-Outlook_en.pdf
- [ICAO 2013] ICAO Environmental Report 2013 – Aviation and Climate Change, 2013.
- [ICCT 2009] Rutherford, D., Zeinali, M. (ICCT – International Council on Clean Transportation): Efficiency Trends for New Commercial Jet Aircraft, 1960 to 2008; November 2009
- [ICCT 2010] Energy-Redefined LLC: Carbon Intensity of Crude Oil in Europe Crude; ICCT (ed.), December 2010; letzter Zugriff: 06.10.2014, http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_crudeoil_Europe_Dec2010.pdf

- [IEA 2012] Rosillo-Calle, F.; Teelucksingh, S.; Thrän, D.; Seiffert, M.: The Potential Role of Biofuels in Commercial Air Transport – Biojetfuel; International Energy Agency (IEA); IEA Bioenergy; September 2012
- [IEA 2013] International Energy Agency (IEA); IEA Statistics, Oil Information, 2013
- [IFEU 2012]: Aktualisierung "Daten- und Rechenmodell: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030" (TREMODO, Version 5.3). W. Knörr. Institut für Energie- und Umweltforschung. Heidelberg. [IPCC 2006]2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Volume 2: Energy, Chapter 3: Mobile combustion; http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf (letzter Zugriff: 02.07.2014)
- [IPCC 2007] Solomon, S., IPCC et al.: Climate Change 2007 – The Scientific Basis; 2007
- [IPCC-AR5-WG1 2013] Boucher, O., et al.: Clouds and Aerosols; in: Climate Change 2013 – The Physical Science Basis; Contribution of Working Group I (WG1) to the Fifth Assessment Report (AR5) of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2013
- [Irvine et al. 2014] Irvine, E.A. (Department of Meteorology, University of Reading, UK); Hoskins, B.J. (Grantham Institute for Climate Change, Imperial College London, UK; Department of Meteorology, University of Reading, UK); Shine, K.P. (Department of Meteorology, University of Reading, UK): A simple framework for assessing the tradeoff between the climate impact of aviation carbon dioxide emissions and contrails for a single flight; Environmental Research Letters, 18 June 2014; doi:10.1088/1748-9326/9/6/064021
- [ITAKA 2014] Initiative Towards sustainable Kerosene for Aviation (ITAKA): Projektwebsite <http://www.itaka-project.eu/default.aspx> zugegriffen am 05.05.2014
- [JEC 2007] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context; version 2c, March 2007; <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec>
- [JEC 2011] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: EU renewable energy targets in 2020: Analysis of scenarios for transport - JEC Biofuels Programme (2011)
- [JEC 2013] JEC – Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE collaboration: Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the

European Context; Version 4.0; Report EUR 26028 EN - July 2013; ISBN 978-92-79-31196-3 (pdf); <http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec>

- [Kaltschmitt 2014] Kaltschmitt, M., Gebauer, J.: Bio-kerosene from Bio-methane – Possibilities and Limits; 11. Internationaler Fachkongress "Kraftstoffe der Zukunft 2014"; 2014
- [KIT 2014] Karlsruher Institut für Technologie (KIT): bioliq, biomass to liquid Karlsruhe; Juli 2014; www.bioliq.de
- [Ko and Donahue 2011] Ko, J.; Donahue, W., F.; Water Matters Society of Alberta: Drilling Down: Groundwater Risks Imposed by In Situ Oil Sands Development; July 2011; <http://www.water-matters.org/docs/drilling-down.pdf>
- [Kreyenberg et al 2014] Kreyenberg, D., Lischke, A., Bergk, F., Duennebeil, F., Heidt, C., Knörr, W., Raksha, T., Schmidt, P., Weindorf, W., Naumann, K., Majer, S., Müller-Langer, F.: Erneuerbare Energien im Verkehr - Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2014
- [LBST 2010] Stiller, Chr.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Mátra, Z.; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Munich/Ottobrunn, Germany: CNG and LPG for Transport in Germany – Environmental Performance and Potentials for GHG emissions reductions until 2020; an expertise for Erdgas Mobil, OMV, and SVGW; 21 September 2010
- [LBST 2013] Weindorf, W., Schmidt, P., Albrecht, U., Wurster, R., Zittel, W. (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH – LBST): Kraftstoffstudie – Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen – Abschlussbericht; Hrsg.: Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (FVV), Heft 1031, Oktober 2013
- [Lee et al 2009a] Lee, D.S. (Dalton Research Institute, Department of Environmental and Geographical Sciences, Manchester Metropolitan University, Manchester / UK), et al.: Transport impacts on atmosphere and climate: Aviation; in: Atmospheric Environment, Volume 44, Issue 37, December 2010, p 4678-4734; <http://dx.doi.org/10.1016/j.atmosenv.2009.06.005>
- [Lee et al 2009b] Lee, D.S. (Dalton Research Institute, Department of Environmental and Geographical Sciences, Manchester Metropolitan University, Manchester / UK), et al.: Aviation and global climate change in the 21st century; in: Atmospheric Environment, Volume 43, 2009, p 3520–3537; <http://dx.doi.org/10.1016/j.atmosenv.2009.04.024>

- [Leuphana 2014] Leuphana Universität Lüneburg: Plattform für nachhaltige Biokerosin-Produktion; <http://www.leuphana.de/partner/regional/nachhaltige-energie/biokerosin.html> zugegriffen am 05. 05. 2014
- [Lufthansa 2008] Deutsche Lufthansa AG: Umweltstrategie 2020, Ziel 1: CO₂-Emissionen reduzieren; 2008
<http://www.lufthansagroup.com/de/verantwortung/klima-und-umweltverantwortung/umweltstrategie-und-massnahmen.html>
- [Lurgi 2005] Liebner, W.; Schlichting, H.; Lurgi AG: B, C, G, XtL – what else? Lurgi's Routes to Transportation Fuels; International Conference on IGCC & XtL Freiberg, 16-18 June 2005
- [MacDonald 2013] MacDonald E., Ecojustice: Oilsands pollution and the Athabasca River: Modelling particulate matter deposition near Alberta's largest free-flowing river; March 2013
- [Majer et al 2013] Majer, S., Stecher, K., Adler, P., Thrän, D., Müller-Langer, F.: Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen, Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2013
- [Meyer-Pittroff 2012] Meyer-Pittroff, R. (TU München): Chemische Energiespeicherung mittels Methanol; in: BWK, Nr. 9, 2012
- [Meyer-Pittroff 2013] Meyer-Pittroff, R. (TU München): Peaks of Electric and Wind Power Where to go? Power-to-Liquid (Silicon Fire-Methanol); IASS-Workshop 'Sustainable Fuels', Potsdam, 19–20 November 2013
- [Mühlenhoff 2014] Mühlenhoff, J., Kajimura, R., Boenigk, N.: Renew's Spezial, Sonderausgabe / Februar 2014: Holzenergie in Deutschland, Status Quo und Potentiale; 2014
- [Müller-Langer 2014] Müller-Langer, F.; Kaltschmitt, M.: Biofuels from lignocellulosic biomass - a multi-criteria approach for comparing overall concepts. Biomass Conversion and Biorefinery May 2014 (doi: 10.1007/s13399-014-0125-7)
- [MWV 2013] Mineralölwirtschaftsverband e. V.: Kapazitätserhebung Stand 31. 12. 2012; November 2013;
<http://www.mwv.de/index.php/daten/statistikeninfoportal>
- [Naumann et al 2014a] Naumann, K., Oehmichen K., Zeymer, M.: Monitoring Biokraftstoffsektor. DBFZ Report 11, 2. Auflage, 2014 ISSN 2190-7943 (2014).
- [Naumann 2014b] Naumann, K.: Die Zukunft der Biokraftstoffe - Quotenumstellung in Deutschland versus Kehrtwende der EU. In: Schriftenreihe Umweltingenieurwesen Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät. S. 167–176. Universität Rostock. Rostock. 978-3-86009-412-9.

- [NesteOil 2014] Capacities of Neste Oil's refineries, <http://www.nesteoil.com/default.asp?path=1,41,11991,12243,12335,12337>
- [NETL 2014] U.S. National Energy Technology Laboratory (NETL): Gasification Plant Databases; letzter Zugriff: 18. 06. 2014; <http://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasification-plant-databases>
- [Niebling 2007] Niebling, C.: Study of the influence of external noise emissions on the economic environment of a future civil short range aircraft; Diploma Thesis, Airbus, Munich Technical University – Institute of Aircraft Design, LT-DA 07/07-Ex, Munich, Germany, 19. 12. 2007
- [NRDC 2014] Swift, A., Droitsch, D., (NRDC): The Tar Sands Threat to Europe: How Canadian Industry Plans Could Undermine Europe's Climate Goals; January 2014; letzter Zugriff: 06. 10. 2014, <http://switchboard.nrdc.org/blogs/aswift/NRDC%20Tar%20Sands%20Threat%20to%20Europe%20Memo%20FINAL%20January%202014%20FINAL.pdf>
- [NTSB 2013] U.S. National Transportation Safety Board (NTSB), Office of Aviation Safety: Interim Factual Report – NTSB Case Number: DCA13IA037 – Boston, Massachusetts – January 7, 2013 – Boeing 787-8, JA829J, Japan Airlines; Washington, DC, 07. 03. 2013
- [OECD / IEA 2013] World Energy Outlook 2013, OECD / IEA, Paris, 2013
- [Perimenis et al 2010] Perimenis, A.; Majer, S.; Zech, K.; Holland, M.; Müller-Langer, F.: Technology Opportunities and Strategies towards Climate friendly transport (TOSCA); 2010
- [Pinto GTL 2014] Pinto GTL: Existing GTL Facilities; 2014; <http://pintogtl.com/industry-overview/>
- [PRIMUS 2013] Gal, E., PRIMUS Green Energy Inc., Hillsborough, New Jersey, USA: Comparison of STG+ with Other GTL Technologies; 27 March 2013; <http://www.primusge.com/press-room/white-papers/>
- [PRIMUS 2014] PRIMUS Green Energy Inc., Hillsborough, New Jersey, USA: STJH Technology; Zugriff 13 June 2014; <http://www.primusge.com/how-it-works/stjh/>
- [Rönsch et al. 2009] Rönsch, S., Schmersahl, R., Zeymer, M., Majer, S., Kaltschmitt, M.: Technical, economic and environmental aspects of Bio-SNG production in comparison to other biofuels, Poster, Bio- SNG' 09- Synthetic Natural Gas from Biomass; Zürich, 2009

- [Rolls-Royce 2013] Lewis, C. (Rolls-Royce plc): Beyond CO₂: Bio kerosene, engine emissions and technical constraints; Presentation at EU Workshop “FlightPath 2020”, Session “Aircraft engine aspects: Chances and Constraints”, Brussels, 25 April 2013
- [RWTH 2014] Rheinisch Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH): „Könnte hydriertes Pflanzenöl künftig das Brennstoffangebot ergänzen?“ Projektwebsite: <http://www.owi-aachen.de/koennte-hydriertes-pflanzenoel-kuenftig-das-brennstoffangebot-ergaenzen/> zugegriffen am 05. 05. 2014
- [SAFUG 2014] Sustainable Aviation Fuel Users Group (SAFUG): Website <http://www.safug.org/> zugegriffen am 05. 05. 2014
- [Sausen 2004] Sausen, R. Luftverkehr und Klima In: Promet – Meteorologische Fortbildung, Deutscher Wetterdienst, Jahrgang 30 Heft 4, 2004
- [Schaefer 2012] Schaefer, M., Development of a Forecast Model for Global Air Traffic Emissions, DLR-Forschungsbericht 2012-08, Köln, 2012.
- [Senden et al 1996] Senden, M.M.G., Shell Research Technology Center Amsterdam; Jacometti, J., Shell International Petroleum Company Ltd; Saw Choo Boon, Shell MDS (Malaysia): Shell Middle Distillate Syntheses: The Process, its products and commercial plant experience; 1996 Gasification Technologies Conference, October 2-4, 1996, Mark Hopkins Inter-Continental Hotel San Francisco, California
- [Shell 2014] Shell Global: Pearl GTL – an overview; accessed 19 February 2014; <http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/pearl/overview.html>
- [Shine 2010] Shine, K. P. (The University of Reading, Department of Meteorology): Radiative Forcing and Climate Change; in: Encyclopedia of Aerospace Engineering, John Wiley & Sons, 2010, ISBN 978-0-470-68665-2
- [Siemens 2014] Siemens and Blue Fuel Energy to install 20 MW of SILYZER – 200 PEM technology; Siemens, Oakville, ON/Canada, 20 May 2014; accessed 17 September 2014
- [Silicon Fire 2011] Silicon Fire AG: Presseinformation – Durchbruch an der Kraftstoff-Front – Silicon Fire realisiert wirtschaftliche Anlagenlösung zur Methanol-Gewinnung aus „grüner“ Energie; Meggen, Schweiz, April 2011
- [Silicon Fire 2013] Brehm, L., Silicon Fire AG: Technische Beschreibung einer Anlage zur Herstellung von Wasserstoff-Methanol; Oktober 2013
- [Silicon Fire 5/2013] Silicon Fire AG, Meggen, Switzerland: Presentation of Swiss Liquid Future; 28 May 2013

- [Silicon Fire 2014] Grauer, P. Silicon Fire AG, Meggen, Schweiz, 16. Juni 2014
- [Skowron 2013] Skowron, A. (Dalton Research Institute, Manchester Metropolitan University); Lee, D.S.; De León, R.R.: The assessment of the impact of aviation NO_x on ozone and other radiative forcing responses – The importance of representing cruise altitudes accurately; in: Atmospheric Environment, Volume 74, August 2013, Pages 159–168; letzter Zugriff: 12. 06. 2014: <http://dx.doi.org/10.1016/j.atmosenv.2013.03.034>
- [Snijders et al 2008] Snijders, T. A.; Melkert, J. A.; Delft University of Technology, Faculty of Aerospace Engineering: Using Synthetic Kerosene in Civil Jet Aircraft; 2008-01-2247; 2008 SAE International [Sunfire 2013] Sunfire GmbH und Bilfinger Industrial Technologies: POWER-TO-LIQUIDS – FUELS FROM SOLAR ENERGY, CO₂ AND WATER, 2013; letzter Zugriff: 12. 06. 2014, http://www.sunfire.de/wp-content/uploads/BILit_FactSheet_POWER-TO-LIQUIDS_EMS_de.pdf
- [UBA 2012] Knörr, W. (Ifeu), Schacht, A. (Ifeu), Gores, S. (Öko-Institut): Entwicklung eines Modells zur Berechnung der Energieeinsätze und Emissionen des zivilen Flugverkehrs – TREMOD AV; Hrsg. Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, September 2012
- [UBA 2012a] Umweltbundesamt (UBA): HINTERGRUND – Klimawirksamkeit des Flugverkehrs – Aktueller wissenschaftlicher Kenntnisstand über die Effekte des Flugverkehrs; Dessau-Roßlau, April 2012
- [Uni Rostock 2014] Universität Rostock: Verbundprojekt „Herstellung, Eigenschaften und Eignung von hydrierten Ölen und Fetten für den Motorbetrieb“; Website: <http://www.lkv.uni-rostock.de/forschung/aktuelle-forschungsprojekte/hvo/> zugegriffen am 05. 05. 2014
- [Verkehrsrundschau 2014] Kompromiss bei Emissionshandel im Luftverkehr; 05. 03. 2014; <http://www.verkehrsrundschau.de/kompromiss-bei-emissionshandel-im-luftverkehr-1333513.html>
- [WiWo 2010] R. Kiani-Kreß, J. Rees: Triebwerke an den Grenzen des technisch Machbaren; Wirtschaftswoche, 14. 11. 2010; <http://www.wiwo.de/technologie/a380-beinaheabsturz-triebwerke-an-den-grenzen-des-technisch-machbaren-/5697578.html>
- [WiWo 2012] O. Voß, R. Kiani-Kreß: Flugzeugbau am Limit; Wirtschaftswoche, 07. 05. 2012; <http://www.wiwo.de/technologie/forschung/problemflugel-am-a380-flugzeugbau-am-limit/6600266.html>
- [Zeller 2011] Zeller, V., Weiser, C., Hennenberg, K., Reinicke, F., Schaubach, K., Thrän, D., Vetter, A., Wagner, B.: Basisinformationen für eine nachhaltige

Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergienutzung; Hrsg.:
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ); 2011

[Zeymer 2014]

Zeymer, M.: Kosten und Wirtschaftlichkeit von Biokraftstoffen. In:
Monitoring Biokraftstoffsektor, DBFZ Report. 2. Auflage. Aufl. : Deutsches
Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), 2014

[Ziegler 2014]

Ziegler, D.; Witt, J.: Preis- und Kostenentwicklung in der Holzenergie; In:
Renews Spezial, Sonderausgabe Februar 2014: Holzenergie in
Deutschland, Status Quo und Potentiale; 2014

Anhang

Initiativen und Forschungsvorhaben im Überblick

Tabelle 11 Forschungsaktivitäten im Bereich erneuerbarer Kraftstoffe für die Luftfahrt

Stakeholder	Ziel
Flight Path 2050	<p>Die EU-Kommission, Airbus, verschiedene Fluggesellschaften (darunter Lufthansa) sowie Biokraftstoffproduzenten arbeiten zusammen, um Biokraftstoffe in der Luftfahrt zu etablieren. Folgende Ziele werden verfolgt:</p> <ul style="list-style-type: none">• Forschung zur Reduktion des spezifischen Treibstoffverbrauchs und der entsprechenden CO₂-Emissionen eines Flugzeuges um 75 % bis 2050 (Basis: Technologie typischer neuer Flugzeuge 2000).• Emissionsfreies Taxiing.• Europa als Zentrum der Forschung für alternative Flugkraftstoffe etablieren. <p>Um diese Ziele zu erreichen, wurde mit SRIA (Strategic Research and Innovation Agenda) eine entsprechende Forschungsagenda entwickelt. Der „Flight Path 2050“ setzt an die 2001 gestartete „Vision 2020“ an und schreibt die Ziele der Europäischen Luftfahrt bis 2050 fort. [ACARA 2012], [EC 2011c]</p>
ITAKA	<p>Die „Initiative Towards sustAinable Kerosene for Aviation“ (ITAKA) zielt auf die Umsetzung einiger kurzfristiger Ziele des EU Flight Paths. So soll z. B. ein Kerosingemisch mit 50 % Biokraftstoff in größerem Umfang in der existierenden Infrastruktur getestet werden. Als Rohstoffe sollen hierbei hydrotreated Raps- und Altspeiseöle dienen.</p> <p>ITAKA unterstützt eine ökonomisch, ökologisch und sozial nachhaltige Entwicklung von Biokerosin und soll die Eignung dafür in existierenden Technologien und Infrastrukturen verbessern. Unter anderem arbeiten Akteure aus dem Flugzeugbau, der Biokraftstoffproduktion und der Forschung in diesem Projekt zusammen. [ITAKA 2014]</p>
Clean Sky	<p>Clean Sky ist ein europäisches Forschungsprogramm, das die Innovation im Bereich nachhaltigen Fliegens beschleunigen soll. Eine Vielzahl von Unternehmen und Forschungseinrichtungen arbeiten innerhalb dieser Initiative zusammen, um die von ACARE gesetzten Ziele zur Minderung der Umwelteinflüsse des Flugverkehrs zu erreichen. Dabei geht es u. a. darum, die Effizienz der Flugzeuge um 20 bis 25 % sowie der Triebwerke um 15 bis 20 % zu verbessern und entsprechend neue Flugzeugtechnologie zu entwickeln und zu demonstrieren.</p> <p>Das Programm wurde unter der Bezeichnung „Clean Sky 2“ verlängert und soll helfen, das Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 50 %, das im Flight Path 2050 definiert wurde, zu erreichen. [Clean Sky 2014]</p>
CORE-JetFuel	<p>Das Projekt „CORE-JetFuel“ unterstützt die Europäische Kommission bei der Umsetzung ihrer Förderpolitik durch eine umfassende Informierung der Entscheidungsträger. Ziel ist ein besseres Verständnis der künftig notwendigen Investitionen in Forschung und Innovation im Bereich alternativer Flugkraftstoffe. Dabei werden Initiativen und Projekte die auf nationaler und EU-Ebene stattfinden verknüpft und der Informationsaustausch zwischen den Akteuren</p>

	<p>gefördert.</p> <p>Die Bedürfnisse in der Forschung, Normung, Innovation und der Technologiebereitstellung werden ermittelt und entsprechende Maßnahmen auf europäischer Ebene identifiziert. Dabei wird die gesamte Wertschöpfungskette alternativer Kraftstoffe berücksichtigt.</p> <p>Das Projekt wird von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. koordiniert und den Partnern Bauhaus Luftfahrt e.V., EADS, IFP Energies Nouvelles, SENASA und WIP Renewable Energies durchgeführt. [CORE 2014]</p>
ECATS	<p>ECATS steht für „Environmentally Compatible Air Transport System“ und ist eine Vereinigung verschiedener europäischer Universitäten und Forschungsinstitute, die das Ziel hat, den Flugsektor nachhaltig zu gestalten. Darin wird Expertise aus den Bereichen Luftfahrt und Ökologie gebündelt und u. a. der Einfluss alternativer Flugkraftstoffe auf die Atmosphäre untersucht. [ECATS 2014]</p>
FORUM-AE	<p>Das „Forum on Aviation and Emissions“ bietet eine Plattform zum Austausch zu technischen und wissenschaftlichen Themen zwischen allen wichtigen Akteuren im Flugsektor, einschließlich Forschungseinrichtungen und Industriepartnern. Alle Belange der durch die Emissionen der Luftfahrt ausgelösten Umwelteffekte sollen hierin behandelt werden. Vielversprechende Maßnahmen zur Emissionsreduktion, technische Empfehlungen und Regulierungsfragen sind neben der Messung des Fortschritts wichtiger europäischer Forschungsvorhaben weitere Themenfelder. Zudem sollen Vorschläge für Prioritäten künftiger Forschungsprogramme erarbeitet werden. [FORUM 2014]</p>
CAAFI	<p>Die „Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative“ hat seit 2006 das Ziel, die Energieversorgung von Nordamerika zu sichern. Weitere Aufgaben sind [CAAFI 2014]:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Wissensaustausch und Koordination verschiedener Projekte, ▶ Evaluierung verschiedener alternativer Kraftstoffoptionen, ▶ Vereinheitlichung technischer Standards und Normen, • Entwicklung von Zertifizierungssystemen für Biokraftstoffe und eingesetzte Biomassen.
Leuphana Inkubator	<p>Der Innovations-Inkubator der Leuphana Universität Lüneburg ist ein Projekt, das den Wissenstransfer in verschiedenen, sogenannten Zukunftsthemen vorantreibt. Im Themenkomplex „Nachhaltige Energie“ wird unter anderem daran gearbeitet, existierende Konzepte zur ökologisch, sozial und ökonomisch nachhaltigen Herstellung von Pflanzenölen als Rohstoff für Biokerosin weiterzuentwickeln sowie eine kommerzielle Umsetzung vorzubereiten und anzuschließen. [Leuphana 2014]</p>
Solar-Jet	<p>Solar-Jet ist ein Forschungsvorhaben, das anstrebt, mittels konzentriertem Sonnenlicht ein synthetisches Kerosin zu erzeugen. Dabei werden in einem thermo-chemischen Prozess mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese aus dem Kohlendioxid der Luft und Wasser Kohlenwasserstoffe hergestellt. Das Projekt wird von der ETH Zürich, dem DLR, Bauhaus Luftfahrt, Shell und ARTTIC durchgeführt und kann bereits auf erste Mengen produzieren „Solarkerosins“ verweisen. [Arttic 2014]</p>
Sunfire	<p>Sunfire plant zur Herstellung des Synthesegases die Hochtemperatur-Dampfelektrolyse zu nutzen. Das erzeugte Synthesegas wird über Fischer-Tropsch-</p>

Synthese zu den flüssigen Kohlenwasserstoffen Benzin, Kerosin und Diesel umgesetzt. Das Verfahren befindet sich derzeit noch in der Entwicklung. Der Gesamtwirkungsgrad konnte bisher auf ca. 70 % gesteigert werden, d. h. 70 % der eingesetzten Elektroenergie finden sich im produzierten Kraftstoff (bezogen auf den unteren Heizwert) wieder. Auf Basis einer konventionellen (Niedertemperatur-)Elektrolyse wird, ohne Berücksichtigung des Energiebedarfs für die CO₂-Gewinnung, ein Wirkungsgrad von etwa 50 % erreicht. [Sunfire 2013].

Die Entwicklung des PTL-Produktionsverfahrens von Sunfire wird im Rahmen eines Verbundprojektes durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) unterstützt. Weitere Partner sind Forschungszentrum Jülich GmbH, GEWI AG, Universität Bayreuth, Deutsche Lufthansa AG, HGM Energy GmbH, Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie, EIFER (European Institute for Energy Research), Universität Stuttgart und KERAFOL Keramische Folien GmbH.

Anforderungen an Eigenschaften von Kerosin

Die verbrennungstechnischen Eigenschaften müssen innerhalb der von der Kraftstoffspezifikation von Jet A und Jet A-1 festgelegten Bandbreite liegen (u. a. in Bezug auf den unteren Heizwert mit $\geq 42,8$ MJ/kg, der Dichte von 0,775 bis 0,825 kg/l und einem Gefrierpunkt von $\leq -40^\circ\text{C}$ bei Jet A bis $\leq -47^\circ\text{C}$ bei Jet A-1 sowie einem Aromatenanteil von 8 bis 25 %¹²). Die Dichte, der Rauchpunkt und der Gefrierpunkt werden bestimmt durch den Gehalt an n-Alkanen (n-Paraffine), verzweigten Alkanen (Iso-Paraffine), Cycloalkane und Aromaten. Kerosin besteht aus einem Gemisch verschiedener Kohlenwasserstoffverbindungen, nämlich n-Alkanen, verzweigten Alkanen, Cycloalkanen sowie Aromaten. Die Abbildung 32 zeigt das Fenster („on-specification“) für zulässige Anteile der o. g. Stoffgruppen für Flugturbinenkraftstoff entsprechend ASTM Jet A-1.

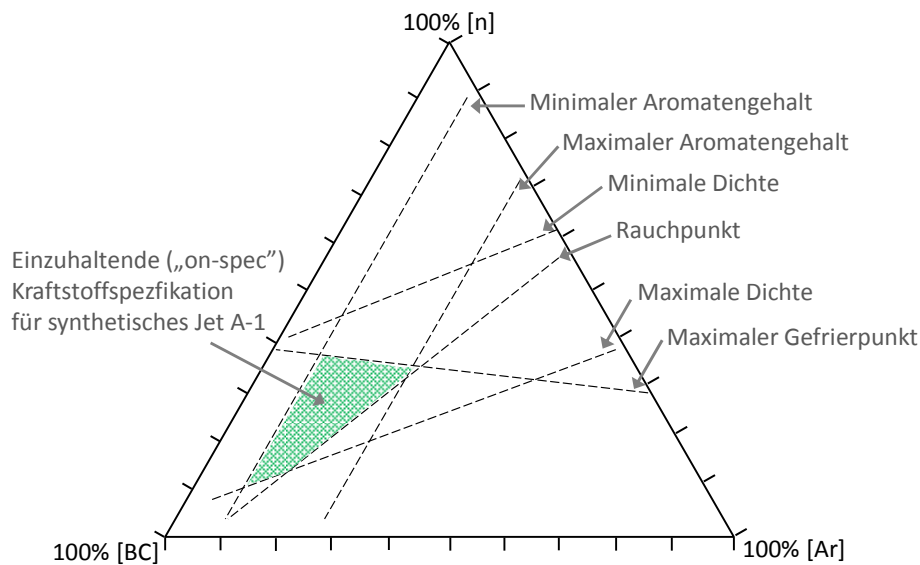


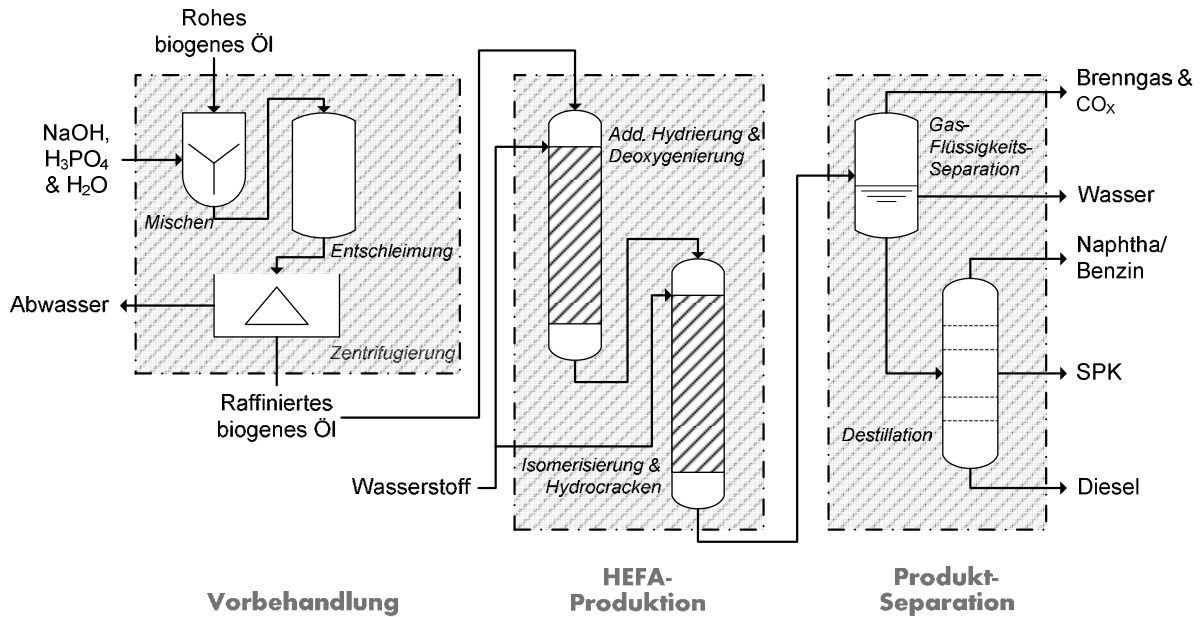
Abbildung 32: Zulässige Kerosinzusammensetzungen (graues Fenster) entsprechend ASTM Jet A-1, definiert durch den Gehalt an n-Alkanen [n], verzweigten Alkanen und Cycloalkanen [BC] sowie Aromaten [Ar] (Grafik: LBST nach [de Klerk 2011])

Die Kraftstoffspezifikation für Jet A-1 basiert auf den Eigenschaften von Kerosin aus konventionellem Rohöl. Synthetisches Kerosin (CTL, GTL, BTL, PTL) ist ebenfalls ein Gemisch aus den voran genannten Stoffgruppen. Die Stoffvielfalt ist bei synthetisch hergestelltem Kerosin jedoch geringer als bei Kerosin aus konventionellem Rohöl; die Vorzugsverbindungen können zu einem gewissen Grad eingestellt werden. Die höhere Produktreinheit stellt auch ein Potenzial für Emissionsminderungen dar, z. B. aufgrund fehlender Schwefel- und Schwermetallanteile.

¹² Aufgrund der in einigen, insbesondere älteren Flugzeugen verwendeten, aus Nitril bestehenden Dichtungen, ist ein Mindestgehalt an Aromaten erforderlich, um eine ausreichende Dichtigkeit zu gewährleisten. Der mittlere Aromatengehalt von Kerosin aus Erdölraffinerien liegt bei etwa 16 %. Der Mindestaromatengehalt wurde nach ASTM D7566-12a bei 8 % festgelegt [ASTM 2013]. Nitrilkautschuk (Kurzbezeichnung: NBR) ist ein Co-Polymer aus Acrylnitril (ACN) und 1,3-Butadien. Die Aromaten führen zu einem Aufquellen der Dichtung, das die Dichtigkeit verbessert. Nach Untersuchungen von [Boeing et al. 2013] weisen Zykloparaffine eine vergleichbare Wirkung auf.

Die festgelegten Kraftstoffspezifikationen müssen zunächst auch von alternativen Kraftstoffen eingehalten werden, zumindest durch Mischung mit den konventionellen Kraftstoffen. Dazu gehört eine für die Luftfahrt gültige Zertifizierung des Kraftstoffes, die für den Einsatz im kommerziellen Flugbetrieb unbedingt Voraussetzung für einen sicheren Flugbetrieb ist. Für den internationalen Luftverkehr ist die Zulassung der Standardisierungsorganisationen ASTM International und UK Defence Standardization (DefStan) Voraussetzung.

Verfahrensschaltbilder



© DBFZ 2014

SPK = synthetisch paraffinisches Kerosin

Abbildung 33: Vereinfachtes Prozessschaltbild einer HEFA-Produktionsanlage [Gröngroft et al 2014a]

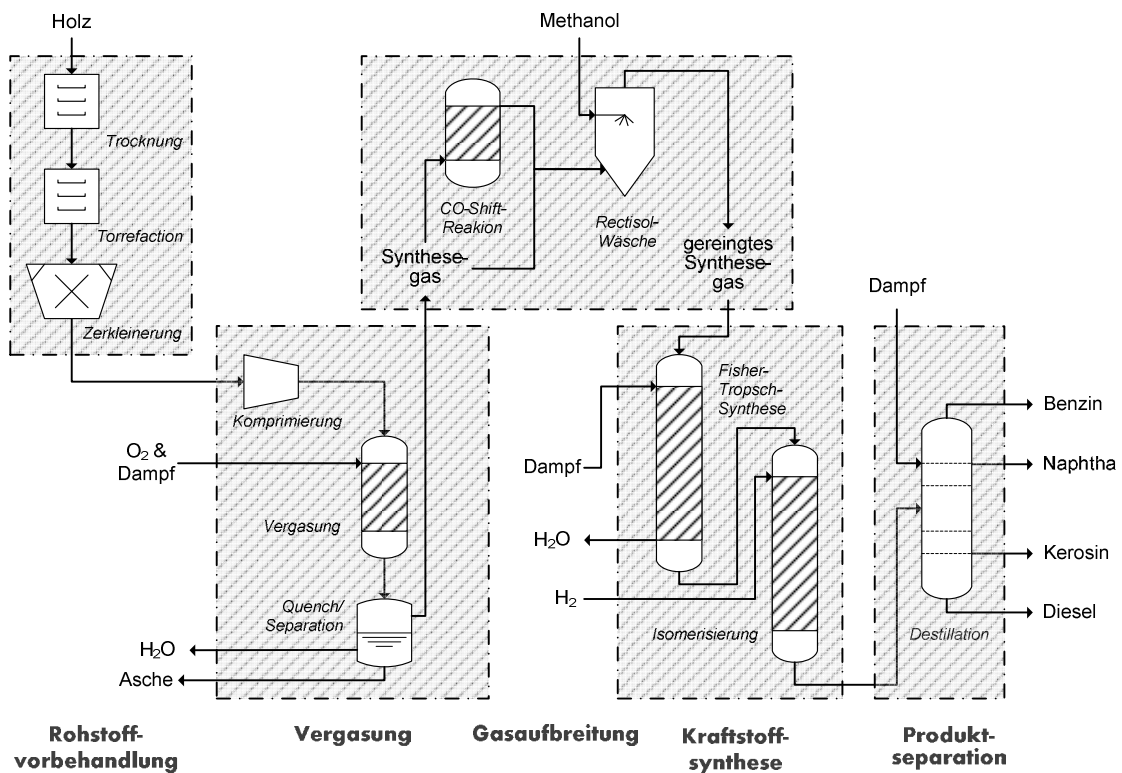


Abbildung 34: Beispiel einer Anlage zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Kerosin [Gröngroft et al 2014a]

Methodik für die Berechnung von Energie und Emissionen

Die Bilanzierung der Emissionen erfolgt im Wesentlichen nach der EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien [EC 2009]:

- Die Allokation von Nebenprodukten erfolgt nach dem Energieinhalt.
- Treibhausgasemissionen durch direkte oder indirekte Landnutzungsänderungen werden nicht betrachtet.

Die Berechnung des spezifischen Energieeinsatz pro Energieeinheit Kraftstoff nach dem Energieinhalt von Haupt- und Nebenprodukten ergibt sich aus:

$$PE = \sum_k \frac{Input_k}{H_i(\text{Hauptprodukt})} \cdot \text{Allokationsfaktor}$$

$$PE = \sum_k \frac{Input_k}{H_i(\text{Hauptprodukt})} \cdot \frac{H_i(\text{Hauptprodukt})}{H_i(\text{Hauptprodukt}) + H_i(\text{Nebenprodukt}(e))}$$

$$PE = \sum_k \frac{Input_k}{H_i(\text{Hauptprodukt}) + H_i(\text{Nebenprodukt}(e))}$$

Zum Beispiel PTL-Anlage mit Kerosin als Hauptprodukt und Strom aus erneuerbaren Energiequellen als alleinigem Input:

$$\text{Stromverbrauch} = \frac{Input_{\text{Strom}}}{H_i(\text{Fraktion}_{\text{Kerosin}}) + H_i(\text{Fraktion}_{\text{Benzin}}) + H_i(\text{Fraktion}_{\text{Diesel}})} = \frac{Input_{\text{Strom}}}{H_i(\text{Outputs})}$$

mit

PE: Primärenergieeinsatz in MJ / MJ

H_i Energieinhalt von Haupt- und Nebenprodukt bezogen auf den unteren Heizwert in MJ

Die Berechnung der Emissionen pro Energieeinheit Kraftstoff über Allokation nach dem Energiegehalt von Haupt- und Nebenprodukt(en) erfolgt nach folgender Gleichung:

$$E = \sum_k \frac{Input_k \cdot EF_k}{H_i(\text{Hauptprodukt}) + H_i(\text{Nebenprodukt}(e))}$$

mit

E Emission pro Energieeinheit Kraftstoff in g / MJ

EF_i Emissionsfaktor Input k (z. B. g pro MJ Erdgas)

H_i Energieinhalt von Haupt- und Nebenprodukt bezogen auf den unteren Heizwert in MJ

Als Treibhausgasemissionen werden CO₂, Lachgas (N₂O) und Methan (CH₄) betrachtet. Diese werden in der Summe als CO₂-Äquivalente angegeben, wobei das GWP100 nach [IPCC 2007] zugrunde gelegt wird:

- ▶ CO₂: 1 g CO₂Äq. / g,
- ▶ CH₄: 25 g CO₂Äq. / g,
- ▶ N₂O: 298 g CO₂Äq. / g.

Die CO₂-Emissionen aus der **Nutzungsphase (TTW)** ergeben sich direkt aus dem Kraftstoffverbrauch, basierend auf dem Kohlenstoffgehalt unter der Annahme, dass aller Kohlenstoff verbrennt. Für Kerosin aus Erdöl wird hierbei mit 73,6 g CO₂/MJ gerechnet. Bei erneuerbaren Kraftstoffen aus Biomasse oder erneuerbarem Strom werden keine direkten CO₂-Emissionen angerechnet, da der enthaltene Kohlenstoff zuvor aus der Atmosphäre „entnommen“ wurde. Die CH₄ und N₂O-Emissionen die bei der Verbrennung entstehen hängen vom Turbinendesign ab.

Neben den „klassischen“ Treibhausgasen wirken beim Flugverkehr weitere Emissionen potenziell verstärkend bzw. abschwächend auf die globale Strahlungsbilanz („radiative forcings“), wie z. B. SO_x, NO_x und PM Aerosole [IPCC-AR5-WG1 2013, Tab. 7.2]. Eine Übersicht über die Wirkungsmechanismen ist in der nachfolgenden Abbildung 35 dargestellt.

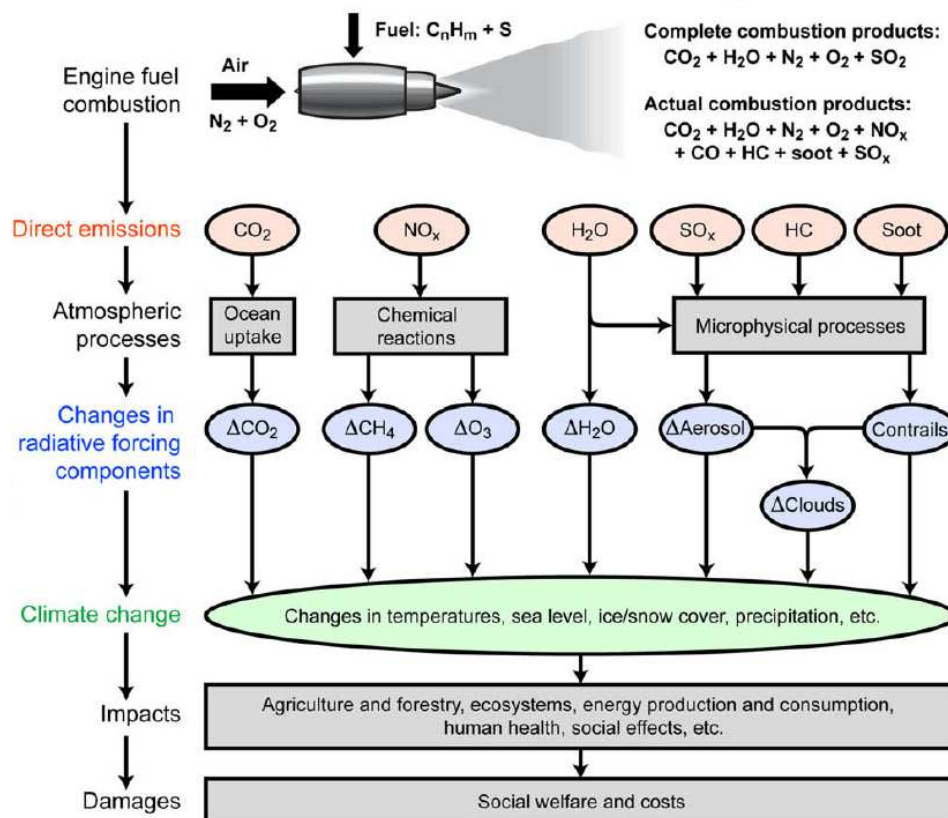


Abbildung 35: Flugzeugemissionen und Klimawirkungsmechanismen [Lee et al 2009b]

NO_x-Emissionen tragen nach [Skowron 2013] in der Troposphäre sowohl zur Ozonbildung (verstärkende Klimawirkung) als auch zum Methanabbau (dämpfende Klimawirkung) bei. Der Methanabbau in der Troposphäre führt darüber hinaus zu einer langfristigen Verringerung von Wasserdampf in der Stratosphäre (dämpfende Klimawirkung). Netto haben NO_x-Emissionen eine verstärkende Klimawirkung. Der GWP100-Wert ist sehr sensitiv bezüglich der Flughöhen; die Bandbreite wird nach [Skowron 2013] mit 4 – 60 g CO₂Äq. / g angegeben.

Rußemissionen (Particulate Matter, PM) tragen sowohl als Aerosol in der Atmosphäre als auch als Ablagerung an der Erdoberfläche (insbesondere auf Schnee- und Eisflächen und auf Wüstensand) zum Treibhausgasfaktor bei. Für Rußpartikel hat IPCC aktuell noch keinen Treibhausgasfaktor veröffentlicht.

Wasserdampfemissionen aus Flugzeugturbinen tragen ebenfalls zum Treibhauseffekt bei. Auch hierzu hat IPCC aktuell noch keinen Treibhausgasfaktor veröffentlicht. Die Wirkungszusammenhänge sind komplexer als bei Rußemissionen, weil die Klimawirkung u. a. von der Flughöhe (insbesondere bei typischen Reiseflughöhen von 9 km und höher), dem Breitengrad, der Wetterlage sowie von Begleitmittelen wie SO_x (je nach Treibstoff) und NO_x (je nach Turbinendesign) abhängt. SO_x trägt als Kristallisationskeim zur Kondensation des Wasserdampfes bei. Wasserdampf- und Wolkenbildung haben sowohl verstärkende als auch abschwächende Klimawirkungen. Die Nettobilanz hängt von bereits genannten Bedingungen ab.

Als Emissionsfaktor für die o. g. **anderen Treibhauswirkungen** des Flugverkehrs wird daher eine Bandbreite GWP100-Faktoren diskutiert. Atmosfair legt beispielsweise einen Faktor in der Größenordnung von 2,7 auf CO₂-Emissionen an, um auch die anderen Treibhausgaswirkungen zu berücksichtigen [atmosfair 2008]. In dieser Studie werden 2 g CO₂-Äquivalente je Gramm CO₂ emittiert aus dem Flugzeug angenommen. Diese werden vom UBA [UBA 2012a] im Rahmen von TREMOD-Mengengerüsten für die Nicht-CO₂-Klimawirkungen des Luftverkehrs verwendet [UBA 2012] und geben die u. a. in [Shine 2010] angegebenen Bandbreiten sowie Unsicherheiten gut wieder. Bei aus erneuerbaren Energiequellen hergestelltem Kerosin wird nur die Nicht-CO₂-Klimawirkung berücksichtigt, da die Verbrennung von erneuerbarem Kerosin selbst als CO₂-neutral angenommen wird (es wird nur so viel CO₂ freigesetzt, wie bei der Kraftstoffproduktion aus der Atmosphäre entzogen wurde). Daher wird für erneuerbares Kerosin nur 1 g CO₂-Äquivalent pro g aus dem Flugzeug emittierten CO₂ angenommen.

Emissionsfaktoren für Flugzeuge „Tank-to-Wake“

Die Luftfahrt trägt weltweit mit etwa 1,6 % (nur CO₂-Emissionen) bzw. 3,5 % (inkl. Nicht-CO₂-Wirkungen, ohne Wolkenbildung) bzw. 4,9 % (inkl. Nicht-CO₂-Wirkungen und Wolkenbildung) zur menschengemachten Klimawirkung bei. Wird eine 90 %-Unsicherheitsbandbreite berücksichtigt, so trägt die Luftfahrt mit 1,3 bis 10 % (ohne Wolkenbildung) bzw. 2 bis 14 % (mit Wolkenbildung) zur menschengemachten Klimawirkung bei [Lee et al 2009a]. Die direkten CO₂-Emissionen durch den im Kerosin enthaltenen Kohlenstoff liegen pro Energiegehalt bei 73,6 g / MJ.

Die Emissionen ausgewählter Schadstoffe hängen von der Kerosinzusammensetzung und vom Turbinendesign ab. Die Turbinenauslegung bedeutet ein Abwägen von spezifischem Kraftstoffverbrauch (~ Treibhausgasemissionen), Schadstoffemissionen, Lärmemissionen und Kosten.

Tabelle 12 Direkte Emissionen aus der Verbrennung von Flugturbinenkraftstoff (Jet A, Jet A-1) „Tank-to-Wake“

Kategorie	Emissionsfaktor (g / MJ)
CO ₂	73,6
CH ₄ (CO ₂ -Äquivalent)	0,0014 (0,034)
N ₂ O (CO ₂ -Äquivalent)	0,0021 (0,619)
CO ₂ -Äquivalent gesamt	74,3
NO _x	0,370
SO _x	0,023
Ruß	0,001

Quelle: [IPCC 2006] für einen Airbus A330-200 / 300 (Rückrechnung aus LTO-Zyklusverbrauch „Landing and Take-off“)