

# Erneuerbare Kraftstoffe für Mobilität und Industrie



**DBFZ**  
Dr. Franziska Müller-Langer  
franziska.mueller-langer@dbfz.de

**DLR**  
Dr. Ralph-Uwe Dietrich  
ralph-uwe.dietrich@dlr.de

**HZB**  
Prof. Dr. Roel van de Krol  
roel.vandekrol@helmholtz-berlin.de

**Wuppertal Institut**  
Dr. Karin Arnold  
karin.arnold@wupperinst.org

**UFZ**  
PD Dr. Falk Harnisch  
falk.harnisch@ufz.de

## 1 Hintergrund

### 1.1 Klimaschutzziele für den Verkehrssektor

Mit Blick auf den Klimaschutz ist es für den Verkehrssektor unerlässlich, neben den Anstrengungen zur Reduzierung des Endenergieverbrauchs und zur Verbesserung der Antriebe, die weitere Implementierung von Energieträgern mit hoher Energiedichte und gleichzeitig möglichst niedrigen Treibhausgasemissionen in der Vorkette „well-to-tank“ (WTT) voranzutreiben. Gegenwärtig werden in Deutschland ca. 117 PJ Biokraftstoffe eingesetzt und damit ca. 5,8 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente eingespart [1].

Im Dezember 2015 wurden bei der Klimaschutzkonferenz in Paris verbindliche Abkommen zur Minderung von Treibhausgasemissionen (THG) getroffen, und diese jüngst in Marrakesch bestätigt. Ziel ist es „den Anstieg der globalen Mitteltemperatur auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen und Anstrengungen zu unternehmen, den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Level zu beschränken“ [2].

Zu diesem Zweck müssen nach Analyse der IPCC-Szenarien [3] und Umrechnung dieses Ansatzes für Deutschland als entwickeltem Industrieland die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % im Vergleich zu 1990 gemindert werden. Dies entspricht den bereits beschlossenen Zielen der EU [4]. Dabei entsprechen 80% Minderung in etwa einem Temperaturanstieg

von 2 °C, während für einen moderateren Anstieg auf 1,5 °C das ambitioniertere Minderungsziel von 95 % eingehalten werden sollte. Deutschland hat sich vorgenommen allein bis 2030 (gegenüber 1990) 40 bis 42% Klimagas im Verkehr und 49 bis 51 % in der Industrie einzusparen [5].

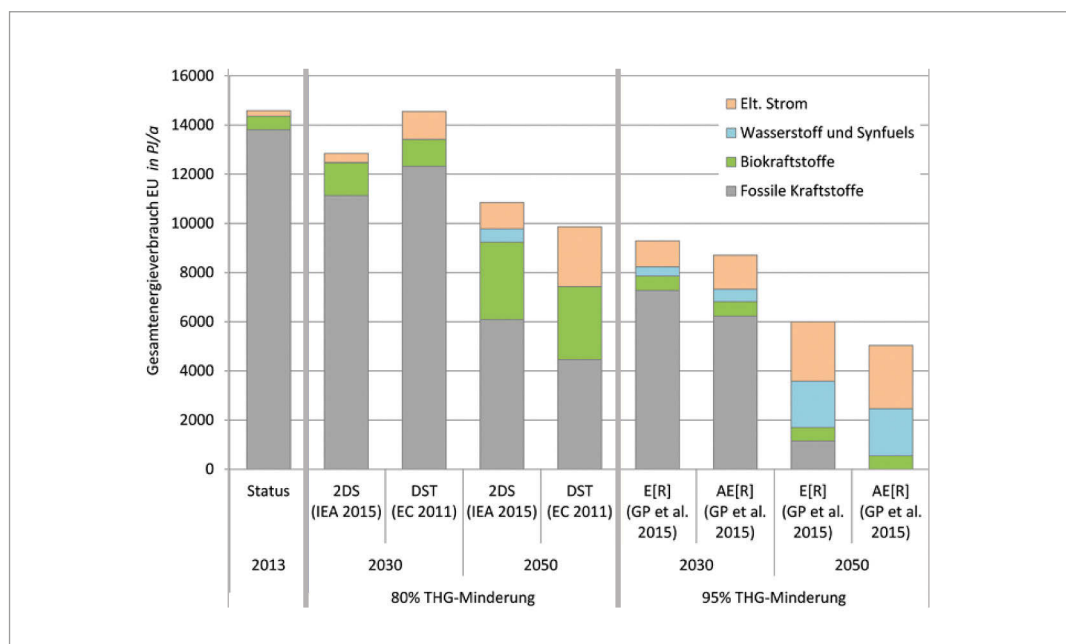
### 1.2 Szenarien für den Kraftstoffbedarf

Verschiedene Studien haben Szenarien entwickelt, die den Energieverbrauch, die Treibhausgasemissionen und vor allem die Energieträger in den verschiedenen Sektoren aufzeigen (*Abbildung 1*). Abgebildet sind jeweils zwei Szenarien, welche die beiden Minderungsziele beschreiben:

- 80% Treibhausgasminderung mit 2DS: 2 °C Szenario für EU 28 [6] und DST: Diversified Supply technologies für EU 27 [7]
- 95% Treibhausgasminderung mit E[R]: Energy Revolution für OECD und AE[R]: Advanced Energy Revolution für OECD [8]

Dabei unterscheiden sich die jeweils in den Szenarien gedachten „Welten“ deutlich. Wie *Abbildung 1* zeigt, müssen bereits 2030 erheblichere Minderungen erbracht werden, wenn bis 2050 95 % statt 80 % Emissionsminderung erreicht werden sollen. Es müssen von heute an tatsächlich unterschiedliche Pfade eingeschlagen werden, da ein „add on“ von 80% auf 95% „in letzter Minute“ nur mit erheblich ver-

Abbildung 1  
**Kraftstoffbedarf:**  
verschiedene Szenarien  
für den Verkehrssektor  
in der EU  
(eigene Darstellung auf Basis  
[6]-[8])



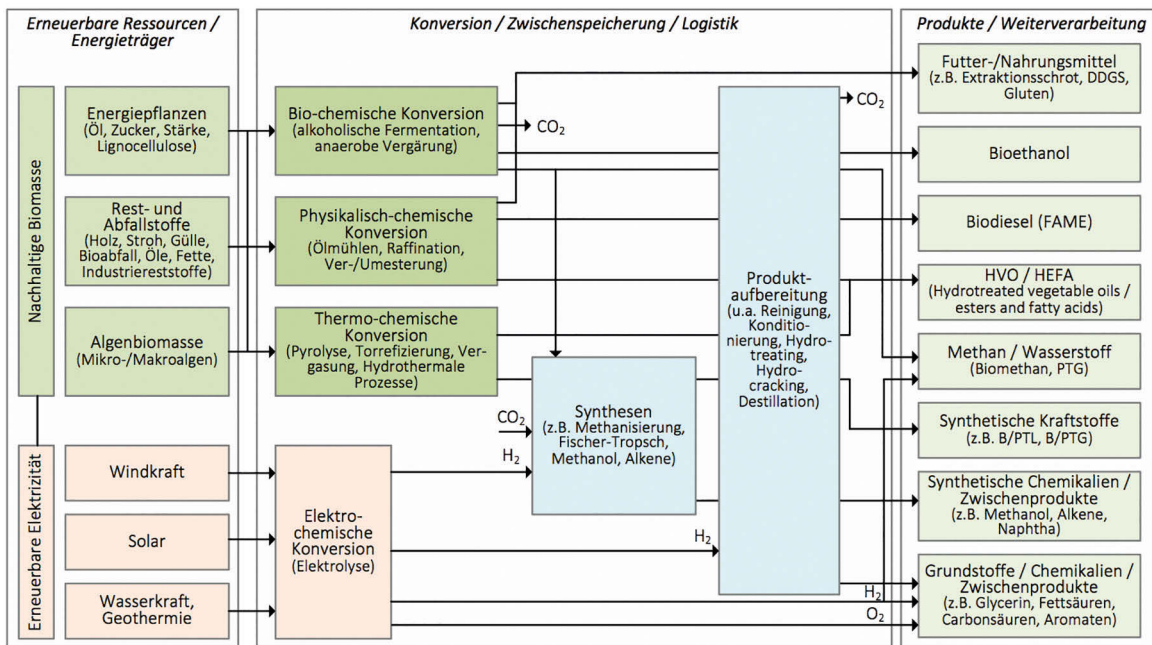


Abbildung 2

**Überblick Bereitstellungsrouen für unterschiedliche Anwendungen im Verkehr und in der Industrie**

© DBFZ 09/2016

Legende:

B/PTG = Biomass-/Power-to-Gas

B/PTL = Biomass-/Power-to-Liquids

DDGS = Dried Distillers Grains with Solubles

FAME = Fatty acid methyl ester

HVO/HEFA = Hydrotreated vegetable oils/esters and fatty acids

stärkten Anstrengungen noch gelingen kann. Ebenfalls deutlich wird, dass es auch im Transportsektor wichtig ist, einen Paradigmenwechsel einzuleiten, um eine hohe THG Minderung zu erzielen. Dazu muss frühzeitig auf elektrische Antriebe bzw. Wasserstoff und Synfuels als Kraftstoffe umgestellt werden. Vor großen Herausforderungen stehen hierbei insbesondere der Luft-, Schwerlast- und Schiffsverkehr, die sich auch langfristig nicht oder nur sehr eingeschränkt elektrifizieren lassen.

## 2 Technische Optionen

### 2.1 Überblick

Für die Bereitstellung unterschiedlicher Produkte für die Verwendung im Verkehr und anderen Sektoren (z. B. für die stoffliche Anwendung) stehen vielfältige technische Optionen zur Verfügung (Abbildung 2). Insbesondere im Bereich der Produktsynthesen können Verfahren und Technologiekonzepte unabhängig von biogenen oder strombasierten Ausgangsstoffen gemeinsam weiterentwickelt werden.

### 2.2 Beispiel SynBioPTx

Biokraftstoffe entstammen unterschiedlichsten Produktionssystemen, die jedoch in der Regel die gekoppelte Bereitstellung von mehreren Produkten beinhalten. Weiterhin wurden Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungssysteme in der Praxis implementiert und sind fester Bestandteil im Marktsystem. Die Erweiterung der Anwendung auf andere Energieträger aus Biomasse und anderen erneuerbaren Ressourcen (beispielsweise mit Bezug auf strombasierte

Produkte) können hier einen entscheidenden Baustein für weiteren Klimaschutz liefern.

Die schrittweise Weiterentwicklung von Bioraffinerien bietet beispielsweise ein großes Potenzial, die begrenzte Biomasse zielgerichtet für die Bereiche einzusetzen, wo durch Strom aus erneuerbaren Quellen bisher nur sehr kostspielige Lösungen parat stehen. Entsprechende technische Weiterentwicklungen und Innovationen sind dafür unerlässlich.

Bis dato nur unzureichend betrachtet sind die auf dem Weg hin zur erforderlichen klimaneutralen Kreislaufwirtschaft verbundenen Anforderungen an sogenannte „Null-Emissions-Technologien“ die Synergien und integrativen Ansätze, die sich aus dem Zusammenspiel der einzelnen erneuerbaren Edukte und Produkte ergeben. Dabei spielt die Unterstützung des Einstiegs in die Sektorenkopplung nicht nur für die Energiewende im Stromsektor eine wichtige Rolle, sondern auch in der Vernetzung mit dem Verkehrs- und stofflichen Sektor, wenn es gelingt, effiziente und perspektivisch wettbewerbsfähige sogenannte SynBioPTx-Produkte aus biomasse- und strombasierten Ausgangsstoffen für die stoffliche und energetische Verwertung auf den Weg zu bringen.

### 2.3 Beispiel Power and Biomass-to-Liquid

Die begrenzte Verfügbarkeit und Nutzungskonkurrenz von Biomasse erfordert die Suche nach ergänzenden Energie- und Stoffquellen für die Herstellung erneuerbare Kraftstoffe.

Im Vergleich der erneuerbaren Energien in Deutschland bieten Windkraft und Photovoltaik das größte technische Ausbaupotenzial. Der durch Wind und Sonne produzierte Strom kann direkt zur Produktion

von Wasserstoff verwendet werden, welcher in weiteren Syntheseschritten zu hochwertigen Kraftstoffen veredelt werden kann. Die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse ist ein langjährig etablierter Prozess, jedoch bestehen für eine kraftstoffmengenrelevante Anwendung noch erhebliche Entwicklungsbedarfe.

Die Kraftstoffsynthese erfordert typischerweise ein Synthesegas bestehend aus H<sub>2</sub> und CO, wobei CO aus unterschiedlichen Kohlenstoffquellen gewonnen werden kann. Ein Beispiel für eine Produktion erneuerbarer Kraftstoffe der zweiten Generation ist die Fischer-Tropsch-Synthese von Synthesegas aus ungenutzter Restbiomasse. Mit diesem Verfahren lassen sich Kraftstoffe mit anforderungsspezifischen Produkteigenschaften herstellen, die zusätzlich die lokalen Emissionen im Vergleich zur Verbrennung fossiler Kraftstoffe senken (Designerkraftstoffe). Neben der Nutzung von Biomasse ist die Extraktion von CO<sub>2</sub> aus Industrieabgasen eine vielversprechende alternative Kohlenstoffquelle.

Die kosteneffiziente Herstellung großer Mengen erneuerbarer Kraftstoffe ist nur in großen Produktionsanlagen unter Ausnutzung von Skaleneffekten denkbar. Diese Anlagengrößen übersteigen bei weitem die bisherige Verarbeitungskapazität von Bio-Kraftstoffen. Da synthetische Kraftstoffe aus Biomasse (BTL) im Moment genauso wenig wettbewerbsfähig sind wie strombasierte synthetische Kraftstoffe (PTL), ist die Errichtung solcher Großanlagen derzeit nicht realistisch. Dessen ungeachtet ist die Forschung und Weiterentwicklung dieser Verfahren unerlässlich für die Schaffung von großskaligen Alternativen zu fossilen Kraftstoffen.

Die Kombination aus Biomassevergasung und erneuerbarem Wasserstoff (PBTL) kann die Vorteile beider Verfahren (Kohlenstoffwirkungsgrad, energetischer Wirkungsgrad des Gesamtverfahrens, Anlagengröße) zu möglichst geringen Produktionskosten vereinen. Mit einer transparenten, standardisierten Methode zur Abschätzung der Herstellungskosten erneuerbarer synthetischer Kraftstoffe lassen sich Standortfaktoren quantifizieren und die potenziell kostengünstigsten zukünftigen Produktionsstätten finden, sobald ein entsprechender Bedarf durch gesetzliche Vorgaben erzeugt wird.

#### 2.4 Beispiel Photoelektrochemische Erzeugung

Die direkte photoelektrochemische (PEC) Umwandlung von leicht verfügbaren Rohstoffen, wie Wasser und CO<sub>2</sub> zu Wasserstoff und/oder Kohlenwasserstoffen stellt eine spannende langfristige Option für die Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe dar.

In einer PEC-Anordnung wird ein Halbleiter, modifiziert mit einer Katalysatorschicht oder mit katalytischen Nanoteilchen, direkt in eine wässrige Lösung (Elektrolyt) eingetaucht. Der photokatalytische Prozess besteht im Wesentlichen aus drei Schritten:

- Erzeugung von durch Lichtabsorption angeregten Ladungsträgern
- räumliche Trennung der Ladungsträger an der Halbleiter/Elektrolyt-Grenzfläche
- elektrochemische Reduktion bzw. Oxidation von Wasser oder CO<sub>2</sub> durch die Ladungsträger

Die Integration von Lichtabsorption und Elektrokatalyse in einem Bauelement ermöglicht damit eine potenziell kostengünstige Alternative für gekoppelte PV-Elektrolyse-Systeme. Die typische Stromdichte ist um etwa zwei Größenordnungen kleiner als die in der Elektrolyse übliche Stromdichte von ~1 A/cm<sup>2</sup>. Dadurch reduzieren sich die Anforderungen an die Elektrokatalysatoren und ermöglichen den Einsatz leicht verfügbarer und kostengünstiger nicht-edelmetall Katalysatoren.

Der Kompromiss zwischen Langzeitstabilität, Effizienz und Kosten stellt eine grundsätzliche Herausforderung für die photoelektrochemische Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe dar. Die besten Wirkungsgrade variieren zwischen 5 bis 15 % für kostengünstige Metalloxide bzw. modernste (teuere) III-V Halbleiter [9], weil die Langzeitstabilitäten noch immer in Stunden oder Tagen angegeben werden statt in Monaten oder Jahren.

Derzeitige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten streben ein Verständnis der grundlegenden Mechanismen, die Entwicklung neuer, chemisch stabiler Halbleiter und Katalysatoren, sowie die Entwicklung geeigneter (Nano-)Strukturen an, die es erlauben, bestimmte intrinsische Einschränkungen der Materialien zu umgehen.

Eine weitere Herausforderung zeigt sich im Entwurf von skalierbaren Systemlösungen. Dabei ist es essenziell, das Fachwissen in den Bereichen der Photovoltaik und der Elektrolyse/Brennstoffzellen zusammenzubringen.

#### 2.5 Beispiel Bioelektrorefinerie

Eine potenzielle zukünftige Plattformtechnologie für die Umwandlung elektrischer in chemischer Energie und vice versa stellen mikrobielle elektrochemische Technologien (MET) dar [10]. MET basieren auf verschiedenen Arten der Kopplung mikrobieller und elektrochemischer Prozesse. Es existieren verschiedene Anwendungsfelder für MET, wobei die Gewinnung von elektrischer Energie aus Abwasser mittels mikrobieller Brennstoffzellen (microbial fuel cells (MFCs)) das bekannteste und technologisch am weitesten fortgeschrittene ist [11].

Option	Typische Rohstoffe	Typische By-Produkte <sup>a</sup>	Stand der Technik <sup>b</sup>	Kapazität <sup>c</sup> / Produktion <sup>d</sup> in PJ/a
Biodiesel (FAME)	Pflanzenöle (Raps, Soja, Palm), UCO, tier. Fette	Futtermittel, Glycerin	TRL/FRL 9	DE <sup>d</sup> : 110 Welt <sup>d</sup> : 868
HVO / HEFA	Pflanzenöle (Palm), UCO, tierische Fette, Algen	Benzin-/Diesel-/Kerosinfraktionen	TRL/FRL 9 für Diesel, TRL 4 für Algen	Welt <sup>c</sup> : 130
Ethanol (konv.)	Rohrzucker, Rübe, Mais, Weizen	Futter-/Düngemittel, Biogas/Biomethan	TRL/FRL 9	DE <sup>d</sup> : 20 Welt <sup>d</sup> : 2.070
Ethanol (Lig.)	Stroh, Bagasse	Lignin, Pentosen, Düngemittel, Biogas	TRL/FRL 7-9	Welt <sup>c</sup> : 1,4
Biomethan / Biogas	Reststoffe, Nawaro	Düngemittel, KWK	TRL/FRL 9	DE <sup>d</sup> : 27
Biomethan / SNG	Holz, Stroh	KWK	TRL/FRL 6-7	EU <sup>c</sup> : 1,8
BTL (FT, MeOH, D/OME)	Holz, Stroh	Benzin-/Diesel-/Kerosinfraktionen, KWK	TRL/FRL 4-6 für FT/MeOH TRL 3-5 für OME	Welt <sup>c</sup> : 10,2
HTP (hydroth. Prozesse)	Reststoffe, Algen	Benzin-/Diesel-/Kerosinfraktionen	TRL 3-5	k.A.
PTG/L (H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , FT, MeOH)	Erneuerbarer Strom	Wasserstoff, Methan oder Kraftstofffraktionen	TRL/FRL 8-9 für H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> ; TRL 8-9 für PTL-Komp., FRL 2	DE <sup>c</sup> : PTG <sup>c</sup> ~ 0,3 PTL <sup>c</sup> ~ 0
Alkane (Bioelektrorefinerie)	Bioabfall, industr. Abwässer, Nawaro	Biogas (Wärme/el. Energie)	TRL 2-3 (4-5)	k.A.
Foto-elektrochemisch erzeugte Kraftst. (z.B. H <sub>2</sub> , MeOH)	Wasser, CO <sub>2</sub>	Keine	TRL 1-2	k.A.

Tabelle 1

**Stand der Technik bei Kraftstoffoptionen**

Legende:  
*a* abhängig vom Anlagendesign  
*b* TRL = technology readiness level; FRL = fuel readiness level  
 HVO = hydrotreated vegetable oils  
 HEFA = hydroprocessed esters and fatty acids  
 UCO = used cooking oil  
 SNG = synthetic natural gas  
 MeOH = Methanol  
 DME = Dimethylether,  
 OME = Oxymethylenether  
 PTG/L = Power-to-Gas/Liquid

Die Erzeugung von Kraftstoffen und Plattformchemikalien mittels der Kopplung elektrochemischer und mikrobiologischer Verfahrensschritte steckt dagegen noch in ihren Anfängen. Ein Beispiel für eine solche Kopplung in einer Bioelektrorefinerie, welche die Umwandlung von (Abfall-)Biomasse in Drop-in Kraftstoffe erlaubt, existiert derzeit als proof-of-concept im Labormaßstab (~1L) [12]. Mittels anaerober Fermentation wandeln mikrobielle Mischkulturen Biomasse (u. a. Biomüll) in mittel- bis langkettige organische Säuren (z. B. Buttersäure oder Valeriansäure) um. Diese werden dann von der Fermentationskultur separiert und anschließend elektrochemische umgesetzt. Die elektrochemische Reaktion (Kolbe-Reaktion) ermöglicht die Erzeugung von Gemischen von Kohlenwasserstoffen (z. B. Hexan oder Oktan) mit Kraftstoffeigenschaften aus den Säuren mit hohen Ausbeuten. Die stofflichen Seitenströme und Nebenprodukte sollen beispielsweise zur Biogaserzeugung genutzt werden [12].

### 3 Einordnung der technischen Optionen

Je nach Anwendungsgebiet und Ausgangsstoff stehen die dargestellten technischen Optionen in einem Wettbewerb untereinander. Dies betrifft nicht nur die Verfügbarkeit, sondern auch Nachhaltigkeitsaspekte wie Kosten und Treibhausgas-minderungen.

#### 3.1 Stand der Technik

Eine vergleichende Gegenüberstellung wesentlicher Kraftstoffoptionen für den Verkehrssektor zeigt die **Tabelle**. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit werden hier neben typischen Rohstoffen ebenso Nebenprodukte aufgelistet, eine Einordnung gemäß dem sogenannten technology readiness level (TRL) der Europäischen Kommission bzw. dem sog. fuel readiness level (FRL) als Indikator für Gesamtketten gemäß CAAFI vorgenommen und – sofern bekannt – die aktuellen Kapazitäten bzw. Produktion der Kraftstoffe aufgezeigt.

#### 3.2 Gestehungskosten

Abhängig vom Stand der Technik (**Tabelle 1**), den standortspezifischen Anlagenkonzepten und damit verbundenen Kosten für Investition, Edukte und Anlagenbetrieb sowie der verwendeten Methodik bei der Kostenrechnung ergeben sich teils große Bandbreiten. Die in **Abbildung 3** dargestellten, auf 2015 normalisierten Ergebnisse aus internationalen Veröffentlichungen, geben daher nur eine Indikation, wo einzelne Optionen hinsichtlich ihrer Gestehungskosten einzuordnen sind. In der Regel sind neben den Investitionen im Regelfall die Rohstoffkosten im Fall der biomassebasierten Anlagen und elektrischem Strom im Fall von PTL die entscheidenden Einflussgrößen. Den Bandbereiten gegenübergestellt sind die derzeitigen Preisniveaus für Biokraftstoffe, die innerhalb der THG-Quote eingesetzt werden [1].

Abbildung 3

**Vergleich der Gesteungskosten normalisiert auf 2015**  
 (© DBFZ 2016, basierend auf eigenen Daten und [1], [13]-[29])

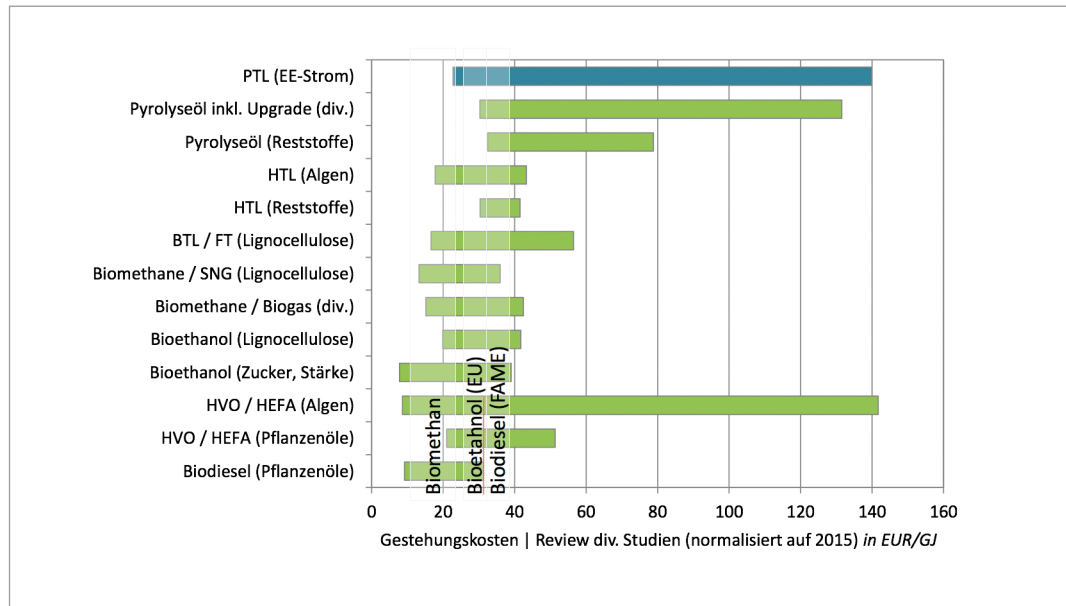
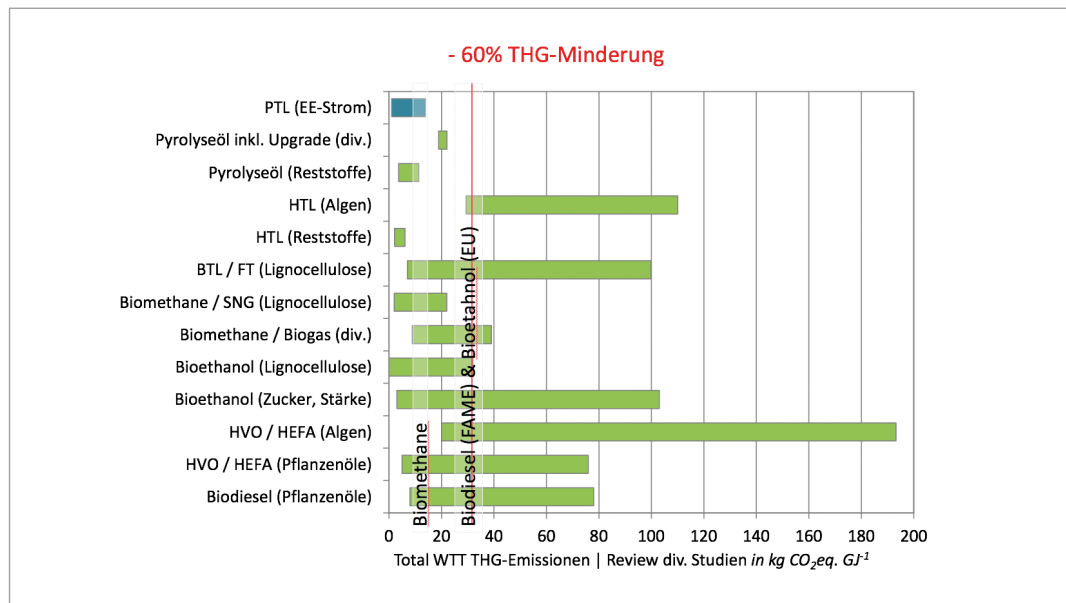


Abbildung 4

**Vergleich der THG-Emissionen**  
 (© DBFZ 2016, basierend auf eigenen Daten und u. a. [1], [19], [29]-[34])



### 3.3 THG-Minderung

Analog zu den Kosten für Kraftstoffe ergeben sich nach Auswertung internationaler Untersuchungen für die Gegenüberstellung der Treibhausgasemissionen ebenso große Bandbreiten (Abbildung 4), die maßgeblich durch unterschiedliche TRL/FRL (Tabelle 1) und je nach Option verschiedene standortspezifische Anlagenkonzepte beeinflusst werden. Dabei ist keine der Optionen per se besonders THG-freundlich oder nicht.

Für alle Neuanlagen bindend ist, dass sie gemäß der Erneuerbare-Energien-Direktive [13] gegenüber der fossilen Referenz mindestens 60% THG einsparen müssen. Deutlich höhere THG-Minderungen werden bereits heute durch die im Rahmen der THG-Quote eingesetzten Biokraftstoffe erzielt (Abbildung 4). Perspektivisch werden mit zunehmenden erneuerbaren Anteilen im System per se alle Optionen zunehmend THG-freundlicher.



#### 4 Fazit und Handlungsbedarfe

Der nunmehr verabschiedete Klimaschutzplan mit 95% THG-Reduzierung bis 2050 gegenüber 1990 stellt alle Sektoren vor sehr große Herausforderungen. Zur schrittweisen Umsetzung der Klimaschutzziele bedarf es nicht nur eines klaren politischen Willens, sondern auch konkreter rahmenpolitischer Umsetzungsmaßnahmen, die es der deutschen (Volks-) Wirtschaft in einer modernisierten und dekarbonisierten Welt erlauben, wettbewerbsfähig zu bleiben. Dabei sind nachhaltige erneuerbare Energieträger und Produkte für unterschiedliche Anwendungen wesentliche Bausteine. Im Sinne einer Puzzlestrategie bedarf es insbesondere mit der Energiewende angeschobenen Transformationsprozess außerdem einer deutlich stärkeren Kopplung der einzelnen Sektoren. Hier verspricht die Kopplung von biomasse- und strombasierten Technologien eine Reihe bislang ungenutzter Synergien, die es u. a. erlauben, ein höheres Potenzial an erneuerbarem Kohlenstoff zu erschließen.

Dafür bedarf es einer technologieoffenen Weiterentwicklung, um bis 2050 Optionen in adäquaten Mengen am Markt zu etablieren, sowie entsprechend flankierender Instrumente und Maßnahmen. Ein Instrument zur Frühindikation für Wettbewerbsfähigkeit im Kontext Nachhaltigkeit ist eine an die jeweiligen TRL/FRL-angepasste Technologiebewertung.

#### 5 Literatur, Referenzen

- [1] Naumann, K.; Oehmichen, K.; Remmele, E.; Thuncke, K.; Schröder, J.; Zeymer, M.; Zech, K.; Müller-Langer, F. (2016): Monitoring Bio-kraftstoffsektor. 3. überarbeitete und erweiterte Auflage. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report Nr. 11). ISBN 978-3-946629-04-7.
- [2] UNFCCC 2015: Adoption of the Paris Agreement. Paris
- [3] IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2014): Summary for Policymakers. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. et al.]. Cambridge, UK; New York, USA.
- [4] EC – European Commission (2009): Presidency Conclusions – Brussels, 29/30 October 2009.
- [5] BMUB (2016) Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Kabinettsbeschluss vom 14.11.2016
- [6] IEA (2015): Energy Technology Perspectives 2015 – Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action. Paris.
- [7] EC – European Commission (2011): Energy Roadmap 2050. Brussels.
- [8] Greenpeace, Global Wind Energy Council, SolarPower Europe (2015): energy [r]evolution – a sustainable world energy outlook 2015. Hamburg.
- [9] Ager J.W.; Shaner, M.R.; Walczak, K.A.; Sharp, I.D.; Ardo, S. (2015): “Experimental demonstrations of spontaneous solar-driven photoelectrochemical water splitting”. *Energy & Environmental Science*. 8:2811–2824.
- [10] Schröder U, Harnisch F, Angenent L. T. (2015) “Microbial Electrochemistry and Technology: Terminology and Classification” *Energy & Environmental Science* 8 (2015) 513-519
- [11] Rosenbaum M.A., Schröder U., Harnisch F. (2013): Mikroben unter Strom: Von der Abwasserreinigung zur Bioelektrotechnologie *Biologie in unserer Zeit* 43 (2013) 96-103
- [12] Harnisch et al. WO 2016012279A1, PCT/EP2015/065877; Urban et al. in preparation
- [13] EU Renewable Energy Directive (RED): Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 9. Sept. 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- [14] de Jong, S.; Hoefnagels, R.; Faaij, A.; Slade, R.; Mawhood, R.; Junginger, M. (2015): The feasibility of short-term production strategies for renewable jet fuels – a comprehensive techno-economic comparison. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining*.
- [15] Halfmann, C.; Gu, L.; Gibbons, W.; Zhou, R. (2014): Genetically engineering cyanobacteria to convert CO<sub>2</sub>, water, and light into the long-chain hydrocarbon farnesene. In: *Applied Microbiology and Biotechnology*. 98(23):9869–9877.
- [16] Staples, M.D.; Malina, R.; Olcay, H.; Pearson, M.N.; Hileman, J.I.; Boies, A.; Barrett, S.R.H. (2014): Lifecycle greenhouse gas footprint and minimum selling price of renewable diesel and jet fuel from fermentation and advanced fermentation production technologies; In: *Energy & Environmental Science*. 7:1545–1554.
- [17] Jones, S.; Zhu, Y.; Anderson, D.; Hallen, R.; Elliot, D.; Schmidt, A.; Albrecht, K.; Hart, T.; Butcher, M.; Drennan, C.; Snowden-Swan, L.; Davis, R.; Kinchin, C. (2014): Process Design and Economics for the Conversion of Algal Biomass to Hydrocarbons: Whole Algae Hydrothermal Liquefaction and Upgrading. Pacific Northwest National Laboratory (PNNL).

- [18] Zhu, Y.; Tjokro Rahardjo, S.A.; Valkenburg, C.; Snowden-Swan, L.J.; Jones, S.B.; Machinal, M.A. (2011): Techno-economic Analysis for the Thermochemical Conversion of Biomass to Liquid Fuels. Pacific Northwest National Laboratory (PNNL).
- [19] Gröngroft, A.; Meisel, K.; Hauschild, S.; Grasse-mann, E.; Peetz, D.; Meyer, K.; Roth, A.; Riegel, F.; Endres, C. (2014): Teil II: Wissenschaftliche Untersuchung von Wegen der Biokerosinproduktion aus verschiedenen Biomassetypen. In: Abschlussbericht zu dem Vorhaben Projekt BurnFAIR. Zschocke, A. (ed.). Deutsche Luft-hansa.
- [20] Rosillo-Calle, F.; Thrän, D.; Seiffert, M.; Teeluck-singh, S. (2012): The Potential Role of Biofuels in Commercial Air Transport – Biojetfuel. International Energy Agency (IEA).
- [21] Pearlson, M.; Wollersheim, C.; Hileman, J. (2013): A techno-economic review of hydro-processed renewable esters and fatty acids for jet fuel production. In: Biofuels, Bioproducts & Biorefining. 7(1):89–96.
- [22] Vera-Morales, M.; Schäger, A. (2009): Fuel-Cycle Assessment of Alternative Aviation Fuels. University of Cambridge.
- [23] Endres, C.; Falter, C.; Roth, A.; Sizmann, A. (2012): Renewable Aviation Fuels – Assessment of Three Selected Fuel Production Pathways. Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress.
- [24] Davis, R.; Kinchin, C.; Markham, J.; Tan, E.C.D.; Laurens, L.M.L.; Sexton, D.; Knorr, D.; Schoen, P.; Lukas, J. (2014): Process Design and Economics for the Conversion of Algal Biomass to Bio-fuels: Algal Biomass Fractionation to Lipid-and Carbohydrate-Derived Fuel Products. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [25] Agusdinata, D.; Zhao, F.; Ileleji, K.; DeLaurentis, D. (2011): Life Cycle Assessment of Potential Biojet Fuel Production in the United States. In: Environ. Sci. Technol., 45:9133–9143.
- [26] Schmidt, P.; Weindorf, W.; Zittel, W. (2015): Renewables in Transport 2050 – Empowering a Sustainable Mobility Future with Zero Emission Fuels from Renewable Electricity – Europe and Germany. Forschungsvereinigung Verbren-nungskraftmaschinen e.V. (Ed.).
- [27] Becker, E., L.; Braun, R., J.; Penev, M.; Melaina, M. (2012): Production of Fischer-Tropsch liquid fuels from high temperature solide oxide co-electrolysis units. In: Energy. 47:99–115.
- [28] D.H. König, M. Freiberg, R.-U. Dietrich and A. Wörner, „Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydro-carbons,“ Fuel, p. 289–297, Nov. 2015.
- [29] Schmied, M.; Wüthrich, P.; Zah, R.; Althaus, HJ; Friedl, Ch. (2015) Postfossile Energieversor-gungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerüber-greifende Bewertung, TEXTE 30/2015, Umwelt-forschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicher-heit, Projekt-Nr. 24180 UBA-FB 002039
- [30] Altmann, M.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Matrá, Z. (2010): Sustainability of Transport Fuels. Session “Systems Analysis and Well-to-Wheel Studies”. WHEC18. Essen.
- [31] Stratton, R.; Wong, H.M.; Hileman, J.I. (2010): Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Alter-native Jet Fuels. Partnership for Air Transport Noise and Emissions Reduction (Ed.).
- [32] Frank, E.D.; Elgowainy, A.; Han, J.; Wang, Z. (2013): Life cycle comparison of hydrother-mal liquefaction and lipid extraction pathways to renewable diesel from algae. In: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change. 18(1):137–158.
- [33] Liu, X.; Saydah, B.; Franki, P.; Colosi, L.M.; Mit-chell, B.G.; Rhodes, J.; Clarens, A. F. (2013): Pilot-scale data provide enhanced estimates of the life cycle energy and emissions pro-file of algae biofuels produced via hydrother-mal liquefaction. In: Bioresource Technology, 148:163–171.
- [34] Sills, D.L.; Paramita, V.; Franke, M.J.; Jahnon, M.C.; Akabas, T.M.; Greene, C.H.; Tester, J.W. (2013): Quantitative Uncertainty Analysis of Life Cycle Assessment for Algal Biofuel Produc-tion. In: Environmental Science & Technology. 47(2):687–694.