



INSTITUT FÜR ENERGIE-
UND UMWELTFORSCHUNG
HEIDELBERG

Naturschutz und fortschrittliche Biokraftstoffe

Teilbericht Zukünftige relevante fortschrittliche Biokraftstoffpfade

Nils Rettenmaier, Horst Fehrenbach, Mascha Bischoff

Heidelberg, Juli 2019



Verbundprojekt, FKZ 3516822800

In Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut e.V.

Gefördert vom Bundesamt für Naturschutz

IMPRESSUM

Autoren: Nils Rettenmaier
Horst Fehrenbach
Dr. Mascha Bischoff

Herausgeber: ifeu – Institut für Energie-
und Umweltforschung
Heidelberg GmbH
Wilckensstr. 3, D-69120
Heidelberg

Veröffentlicht: 2019

28 Seiten

Inhalt

| | |
|---|-----------|
| 1 Zielstellung | 1 |
| 2 Beschreibung ausgewählter fortschrittlicher Biokraftstoffpfade | 2 |
| 2.1 Übersicht | 2 |
| 2.2 Biochemische Route | 3 |
| 2.2.1 Verfahren / Primärraffination | 3 |
| 2.2.2 Produkte / Sekundärraffination | 4 |
| 2.2.3 Technische Herausforderungen | 5 |
| 2.3 Anaerobe Vergärung | 5 |
| 2.3.1 Verfahren / Primärraffination | 5 |
| 2.3.2 Produkte / Sekundärraffination | 5 |
| 2.3.3 Technische Herausforderungen | 6 |
| 2.4 Pyrolyse-Route | 6 |
| 2.4.1 Verfahren / Primärraffination | 6 |
| 2.4.2 Produkte / Sekundärraffination | 6 |
| 2.4.3 Technische Herausforderungen | 7 |
| 2.5 Synthesegas-Route | 7 |
| 2.5.1 Verfahren / Primärraffination | 7 |
| 2.5.2 Produkte / Sekundärraffination | 8 |
| 2.5.3 Technische Herausforderungen | 9 |
| 2.6 Exkurs: Mikroalgen | 9 |
| 2.6.1 Verfahren / Primärraffination | 9 |
| 2.6.2 Produkte / Sekundärraffination | 9 |
| 2.6.3 Technische Herausforderungen | 9 |
| 2.7 Zwischenfazit | 10 |
| 3 Bewertung der quantitativen Bedeutung einzelner fortschrittlicher Biokraftstoffpfade | 11 |
| 3.1 Stand der Technik / Etablierung | 11 |
| 3.2 Marktseitige Restriktionen | 12 |
| 3.3 Kosten | 14 |
| 3.4 THG-Emissionen | 15 |
| 3.5 Zwischenfazit | 15 |
| 4 Bewertung möglicher indirekter Effekte | 17 |
| 5 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen | 19 |

Inhalt

| | | |
|----------|---|-----------|
| 5.1 | Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreibende | 19 |
| 5.2 | Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für Zertifizierer | 20 |
| 5.3 | Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für BMU und BfN | 20 |
| 5.4 | Gesamtfazit | 20 |
| 6 | Quellen | 22 |
| | Erläuternde Definitionen | 24 |

1 Zielstellung

Die Auswirkung fortschrittlicher Biokraftstoffe auf Naturschutzbelange hängen davon ab, welche Biokraftstoffpfade zukünftig genutzt werden. Die Wahl eines Konversionspfades bestimmt letztendlich die Art der in Frage kommenden Biomasserohstoffe (und umgekehrt). Daraus können sich wiederum Veränderungen von Systemen mit naturschutzrelevanten Auswirkungen ergeben.

Ziel der Recherche und Analyse war es, fortschrittliche Biokraftstoffpfade zu beschreiben (Kapitel 2), die zukünftig quantitativ bedeutsamsten zu identifizieren (Kapitel 3) und ihre naturschutzfachliche Relevanz einzuschätzen, welche sich auch indirekt ergeben kann (Kapitel 4).

2 Beschreibung ausgewählter fortschrittlicher Biokraftstoffpfade

2.1 Übersicht

Als fortschrittliche Biokraftstoffe gelten Biokraftstoffe aus Biomasserohstoffen, die nicht mit Nahrungsmittelfeldfrüchten in Konkurrenz stehen, niedrige indirekte Landnutzungsänderungsauswirkungen (iLUC) zeigen und hohe THG-Emissionsreduktionen erzielen. In den vergangenen 10 bis 15 Jahren wurden zahlreiche Konzepte zur Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe erforscht und teilweise bis zur Marktreife geführt. Einige davon haben sich auf dem europäischen Markt etabliert. Dieser wird derzeit jedoch von Biodiesel aus gebrauchtem Speiseöl und tierischen Fetten dominiert, einem technisch verhältnismäßig einfachen Pfad. Daneben sind noch kleine Mengen von Biodiesel bzw. hydrierte Pflanzenöle (HVO) aus Tallöl auf dem Markt. Die dafür verwendeten Biomasserohstoffe sind aber nicht ligno-zellulosehaltig. Abbildung 2-1 zeigt eine Übersicht über mögliche Biomasserohstoffe und Konversionspfade zur Herstellung *flüssiger* fortschrittlicher Biokraftstoffe. *Gasförmige* Biokraftstoffe wie Biomethan (über anaerobe Vergärung) und Bio-SNG (aus Synthesegas) sind darin nicht abgebildet.

Für die im Projekt schwerpunktmäßig betrachteten Biomasserohstoffe, die hauptsächlich fest, ligno-zellulosehaltig und trocken sind, kommen einige der in Abbildung 2-1 gezeigten Konversionspfade nicht in Frage, da sie entweder für flüssige Biomasserohstoffe wie Tallöl oder für feste, feuchte Biomasserohstoffe wie Mikro- und Makroalgen, Abfälle und Produktionsrückstände geeignet sind. Beispielsweise scheidet das *Hydrothermal upgrading* (HtU, auch als *Hydrothermal liquefaction*, HtL, bezeichnet) aus diesem Grund aus.

Im Wesentlichen lassen sich die Konversionspfade zu folgenden Routen zusammenfassen:

- Biochemische Route (in Abbildung 2-1 grün dargestellt)
- Anaerobe Vergärung (in Abbildung 2-1 *nicht* dargestellt)
- Pyrolyse-Route (in Abbildung 2-1 blau dargestellt)
- Synthesegas-Route (in Abbildung 2-1 rot dargestellt)

Diese vier Routen werden im Folgenden kurz beschrieben, gefolgt von einem Exkurs zu Mikroalgen (in Abbildung 2-1 grau dargestellt). Weitere Informationen finden sich u.a. in BMELV et al. (2012), DBFZ (2015), IRENA (2016), IEA (2017) und Naumann et al. (2019).

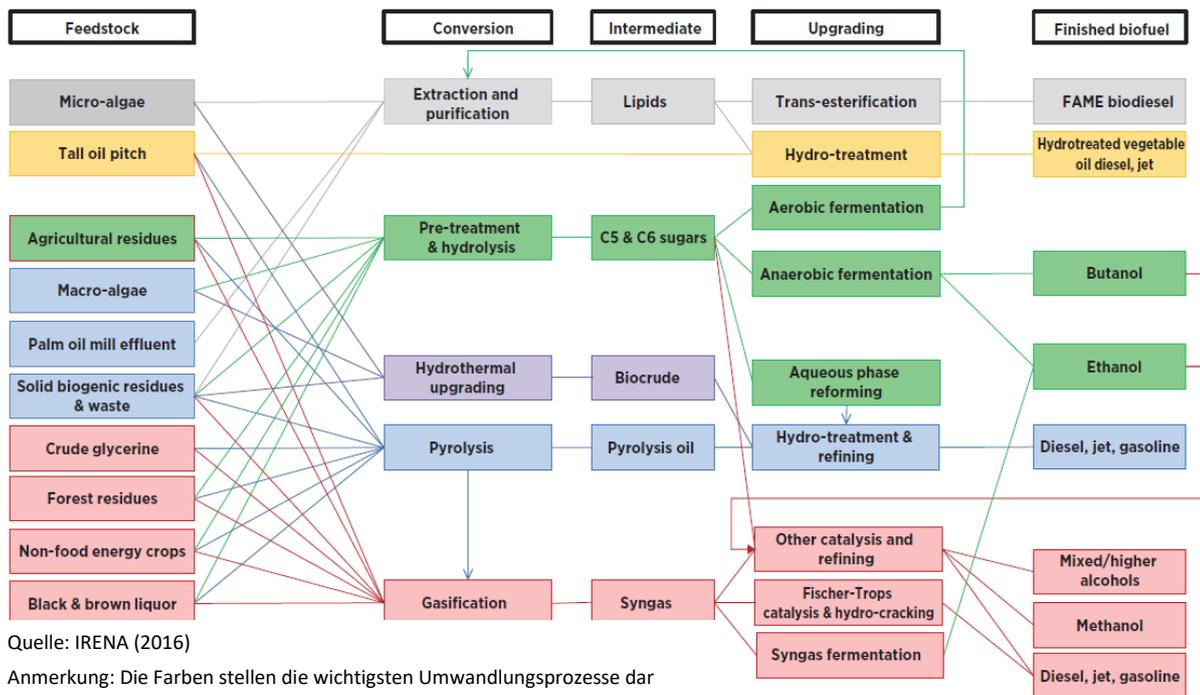


Abbildung 2-1: Verschiedene Pfade zur Herstellung flüssiger fortschrittlicher Biokraftstoffe

2.2 Biochemische Route

2.2.1 Verfahren / Primärraffination

Nach einem mechanischen Vorbehandlungsschritt (Zerkleinern, Mahlen) erfolgt die Auftrennung der Ligno-Zellulose in ihre Hauptbestandteile

- Cellulose (Polymer aus C6-Zuckermolekülen),
- Hemicellulose (Polymer aus C5-Zuckermolekülen) und
- Lignin.

Grundsätzlich kann hierfür **jegliche Art von trockener, ligno-zellulosehaltiger Biomasse** verwendet werden. Für den Ligno-Zellulose-Aufschluss stehen eine Reihe von Verfahren zur Verfügung, u.a. das Sulfat-, Sulfite-Verfahren und Organosolv-Verfahren, die Thermodruckhydrolyse (engl. *steam explosion*) sowie ein Aufschluss mit Mineralsäuren, Ammoniak oder ionischen Flüssigkeiten. Die Wahl des Aufschlussverfahrens bestimmt maßgeblich die Qualität der drei Fraktionen: in der Regel erweist sich immer eine der drei Fraktionen als problematisch (z.B. aufgrund vorhandener Inhibitoren). Die meisten kommerziellen Anlagen (zur Produktion von Ligno-Zellulose-Ethanol) verwenden derzeit die Thermodruckhydrolyse, die qualitativ hochwertige C5- und C6-Zucker liefert.

Der Ligno-Zellulose-Aufschluss ist die Achillesferse des gesamten Konversionspfades und alle Anlagen kämpfen mit massiven technischen Problemen, u.a. hervorgerufen durch Eintrag von Sand und Erde, welche dem Stroh oder der Bagasse anhaften, geringe Pumpfähigkeit der aufgeschlossenen Ligno-Zellulose, schwere Korrosion und Bildung von Inhibitoren.

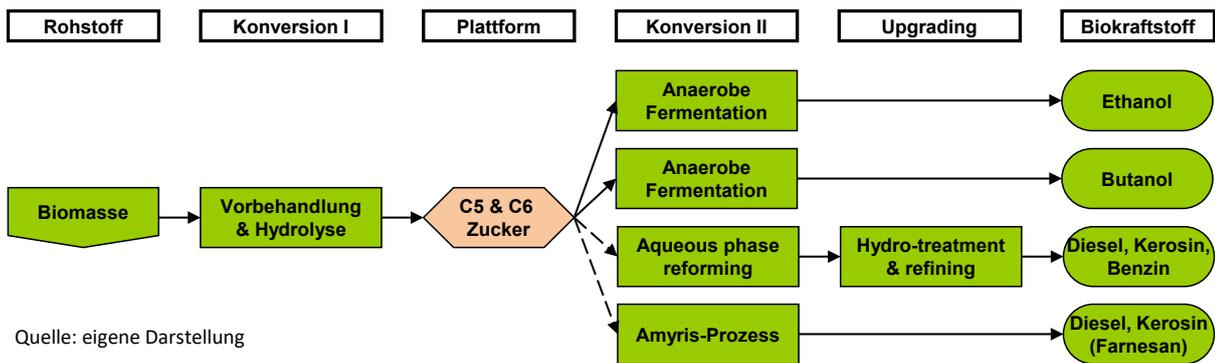


Abbildung 2-2: Biochemische Route

2.2.2 Produkte / Sekundärraffination

Ausgehend von der so genannten „Zuckerplattform“ (C5- und C6-Zucker) wird heute überwiegend Ethanol hergestellt. Laut DBFZ (2019) umfassen die installierten internationalen Produktionskapazitäten für Ethanol aus Lignozellulose etwa 3,4 Mio. m³ (= 2,7 Mio. t) von denen etwa 2,4 Mio. m³ (= 1,9 Mio. t) in Betrieb sind. Weltweit sind Angaben in verschiedenen Portalen^a etwa 150 weitere Anlagen in Planung mit einer Gesamtkapazität von mehr als 5 Mio. m³ zu finden. Wesentliche internationale Treiber bei der Entwicklung und Markteinführung von Ligno-Zellulose-Ethanol sind neben der Europäischen Union vor allem die USA, China und Brasilien.

In der EU wurden mehrere Demo-Anlagen u.a. in Dänemark (Inbicon, Kalundborg, 30.000 t/a Stroh, 4.300 t/a Ethanol), Deutschland (Clariant, Straubing, 4.500 t/a Stroh, 1.000 t/a Ethanol) und Spanien (Abengoa, Salamanca, 1.191 t/a Ethanol) errichtet. Eine erste kommerzielle Anlage folgte 2013 in Italien (Beta Renewables, Crescentino, 270.000 t/a Stroh, Arundo und Pappel, 40.000 t/a Ethanol), steht aber aufgrund technischer Probleme beim Ligno-Zellulose-Aufschluss sowie der Pleite des Mutterkonzerns Mossi Ghisolfi Group im Jahr 2017 wieder still. Clariant baut derzeit eine Anlage in Craiova (Rumänien) und hat die Lizenz für eine weitere Anlage an Enviral (Envien Group) verkauft, die in Leopoldov (Slowakei) errichtet wird. Beide Anlagen sollen ab 2020 je 250.000 t/a Stroh verarbeiten und 50.000 t/a Ethanol produzieren. Die Firma St1 Biofuels Oy betreibt in Skandinavien mehrere Anlagen mit jeweils angepassten Technikansätzen zur Herstellung von Ethanol aus Sägemehl in Finnland (Kajaani, 7.900 t/a Ethanol, seit 2017), aus Abfällen aus der Lebensmittelindustrie in Finnland (Jokioinen, Hamina, Vantaa, Lahti) und Schweden (Göteborg, 4.000 t/a Ethanol).

In den USA wurden zahlreiche Großanlagen errichtet, u.a. durch POET-DSM in Emmetsburg (Iowa, 75.000 t/a Ethanol), DuPont in Nevada (Iowa, 82.672 t/a Ethanol) und Abengoa in Hugoton (Kansas, 75.000 t/a Ethanol). Letztere beide standen aber aufgrund technischer Probleme beim Ligno-Zellulose-Aufschluss bereits nach kurzer Zeit wieder still; die Abengoa-Anlage war zusätzlich von der Insolvenz des Konzerns betroffen. Die DuPont-Anlage wurde Ende 2018 an VERBIO verkauft und soll nun auf Biomethan umgerüstet werden.

^a z.B. <https://demoplants.bioenergy2020.eu/>

Andere Konversionspfade und Biokraftstoffe ausgehend von der Zuckerplattform wie Butanol (einmal abgesehen von Aceton-Butanol-Ethanol-Anlagen in China) fristen bislang eher ein Nischendasein. Die US-Firma Amyris stellt in Brasilien Farnesan (2,6,10-Trimethyldodecan) aus (Rohr-)Zucker mit Hilfe von Mikroorganismen her. Seit 2016 wird an einer Adaptierung auf Ligno-Zellulose-Zucker gearbeitet.

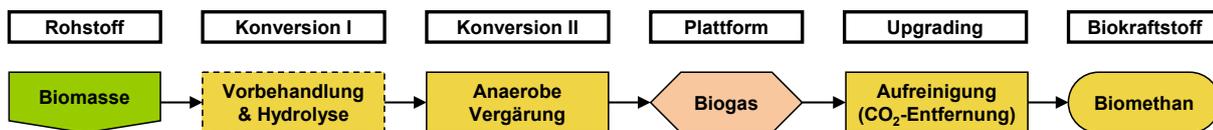
2.2.3 Technische Herausforderungen

- Vorbehandlung und Hydrolyse müssen an jeden Biomasserohstoff adaptiert werden
- Hoher Energieaufwand
- Hohe Enzymkosten
- Bildung von Inhibitoren (z.B. Furfural)

2.3 Anaerobe Vergärung

2.3.1 Verfahren / Primärraffination

Ähnlich wie bei der biochemischen Route müssen die ligno-zellulosehaltige Rohstoffe zunächst aufgeschlossen, d.h. in ihre Hauptbestandteile zerlegt werden (siehe Beschreibung der biochemischen Route). Für die spätere Kombination mit der anaeroben Vergärung kommt auch hier hauptsächlich die Thermodruckhydrolyse zum Einsatz. Erfahrungen mit ligno-zellulosehaltiger Biomasse bestehen im kommerziellen Maßstab bislang nur mit **Stroh**.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-3: Anaerobe Vergärung

2.3.2 Produkte / Sekundärraffination

Seit 2014 betreibt VERBIO in Schwedt/Oder eine großtechnische Anlage zur Produktion von Biomethan aus 100 % Stroh. Diese wird im Zeitraum 2014 – 2019 mit Unterstützung durch das europäische Förderprogramm NER300 auf 16,5 MW ausgebaut und liefert dann pro Jahr ca. 140 GWh Biomethan (aus 40.000 t Stroh). Die Biomethan-Produktion hat gegenüber der Ethanolproduktion aus Ligno-Zellulose den Naturschutz-Vorteil, dass die Gärreste in die Landwirtschaft zurückgeführt werden und zu einer ausgeglichenen Humusbilanz beitragen, wohingegen bei der Ethanol-Produktion die Lignin-Fraktion der Biomasse i.d.R. zur internen Energiebereitstellung verbrannt wird. Im November 2018 kaufte VERBIO die zwischenzeitlich stillgelegte Ligno-Zellulose-Ethanol-Anlage von DuPont in Nevada (Iowa, USA), um sie auf eine Biomethan-Produktion umzurüsten, welche Mitte 2020 anlaufen soll.

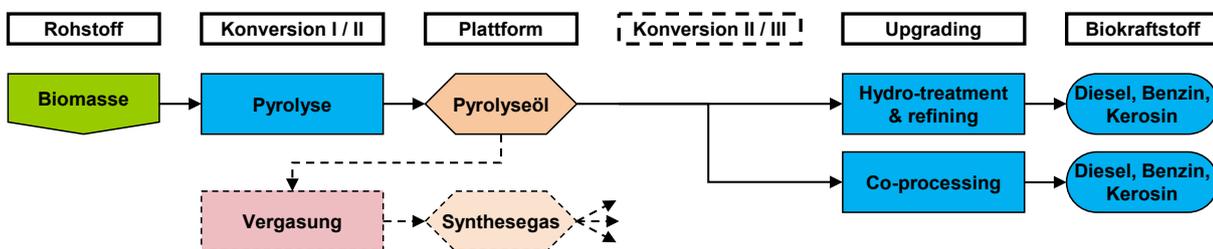
2.3.3 Technische Herausforderungen

Vor allem beim Ligno-Zellulose-Aufschluss, siehe biochemische Route (oben).

2.4 Pyrolyse-Route

2.4.1 Verfahren / Primärraffination

Pyrolyse ist die kontrollierte thermische Zersetzung von kohlenstoffhaltigen Rohstoffen wie Biomasse in eine feste (Kohle), flüssige (Öl) und gasförmige Fraktion. Grundsätzlich kann hierfür **jegliche Art von trockener Biomasse** verwendet werden. Die Art des Ausgangsmaterials sowie die Prozessparameter (Temperatur, Verweilzeit und Art des Reaktors) beeinflussen die Ausbeute und Zusammensetzung bzw. die Qualität des Pyrolyseöls. Beispielsweise maximiert die Schnellpyrolyse die Ausbeute der flüssigen Fraktion. Hierfür sind hohe Wärmeübertragungsraten nötig, die durch Trocknung und (Fein-)Vermahlung der Biomasse sowie optimierte Reaktordesigns erreicht werden (Karatzos et al. 2014; Bridgwater 2012)). Die gasförmige Fraktion (z.T. auch die feste) wird zur Bereitstellung der Prozessenergie verwendet, so dass die Anlagen energieautark betrieben werden können.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-4: Pyrolyse-Route

2.4.2 Produkte / Sekundärraffination

Pyrolyseöl ist sehr sauer, hat eine hohe Viskosität und einen hohen Wassergehalt. Diese Eigenschaften erweisen sich als schwierig für Lagerung, Transport und Weiterverarbeitung. Grundsätzlich gibt es folgende Optionen:

- Pyrolyseöl kann als Brennstoff zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt werden. Dieser (in Abbildung 2-4 nicht dargestellte) Weg wird von folgenden in ersten kommerziellen Anlagen verfolgt:
 - Fortum in Joensuu (Finnland) mit 50.000 t/a Bioöl aus Waldrestholz,
 - BTG/Empyro in Hengelo (Niederlande) mit 23.400 t/a Bioöl aus 40.000 t/a Holz
 - Ensyn baut seit 2018 in Port-Cartier (Quebec, Kanada) eine Anlage zur Konversion von 65.000 t/a Waldrestholz in 36.000 t/a Bioöl für Heizzwecke und Co-Processing.
- Pyrolyseöl kann in Stand-alone-Anlagen mittels Hydrierung (Hydrotreatment) oder katalytischer Prozesse (Cracking) zur Verwendung als Kraftstoff aufbereitet werden.

- Pyrolyseöl kann auch in konventionellen Erdöl-Raffinerien mitverarbeitet werden (Co-Processing).
 - Petrobras konnte zusammen mit Ensyn erfolgreich die Mitverarbeitung im FCC demonstrieren (NREL, 2015; Prins & Ronsse, 2015).
 - Weitere Akteure auf diesem Gebiet sind die zu Shell gehörige CRI Catalyst Company, welche in Bangalore (Indien) eine Demoanlage mit der vom US-amerikanischen Gas Technology Institute entwickelten IH2-Technologie betreibt,
 - sowie Honeywell UOP.

Das Co-Processing von teil-hydriertem Pyrolyseöl wird aktuell auch im EU-geförderten Bio-Mates-Projekt (2016-2020, GA No. 727463) untersucht.

Schließlich kann Pyrolyseöl auch vergast und zu Synthesegas umgewandelt werden. Dies hat den Vorteil, dass sehr heterogene Biomasserohstoffe in ein vergleichsweise homogenes Zwischenprodukt umgewandelt werden, welches sich leichter vergasen lässt als das biogene Ausgangsmaterial. Im EU-geförderten SUPRABIO-Projekt (2010-2014, GA No. 241640) wurde Pyrolyseöl, das mit dem BTG-Verfahren erzeugt wurde, in einem Hochdruck-Flugstromvergaser erfolgreich in Synthesegas umgewandelt. Das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) betreibt eine bioliq[®]-Demonstrationsanlage, bei der ein Gemisch aus Pyrolyseöl und –koks (auch als „Slurry“ bezeichnet) vergast wird.

2.4.3 Technische Herausforderungen

- Erhöhung / Maximierung der Pyrolyseölausbeute
- Stabilisierung des Pyrolyseöls, ggf. in Form eines (teilaufbereiteten) Intermediates
- Kostenreduktion bei der Aufbereitung zum Kraftstoff

2.5 Synthesegas-Route

2.5.1 Verfahren / Primäraffination

Die Vergasung ist ein thermochemischer Prozess, bei dem kohlenstoffhaltige Rohstoffe (Kohle, Erdgas oder Biomasse) in Synthesegas (Syngas), eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid, umgewandelt wird. Der Prozess findet in der Regel unter hohem Druck und bei hohen Temperaturen statt. Die Zusammensetzung des Synthesegases variiert je nach Ausgangsmaterial und Prozessbedingungen.

Die Kohlevergasung (*Coal-to-Liquid*, CtL) wird seit Jahrzehnten in großtechnischem Maßstab betrieben, sowohl zur Herstellung von Kraftstoffen und Chemikalien (z.B. von Sasol in Südafrika) als auch in Kombination mit Kraftwerken (*Integrated Gasification Combined Cycle*, IGCC). Gleiches gilt für die Herstellung von Kraftstoffen und Chemikalien aus Erdgas (*Gas-to-Liquid*, GtL). Biomasse ist ungleich schwerer zu vergasen. Die meisten Vergaser benötigen qualitativ hochwertige, homogene Biomasserohstoffe innerhalb bestimmter Spezifikationen (Partikelgröße und Feuchtegehalt). Die Vergasung verwendet typischerweise feste (Biomasse-)Rohstoffe oder solche mit niedriger Feuchte, z.B. (teil-)aufbereitetes Pyrolyseöl (siehe oben).

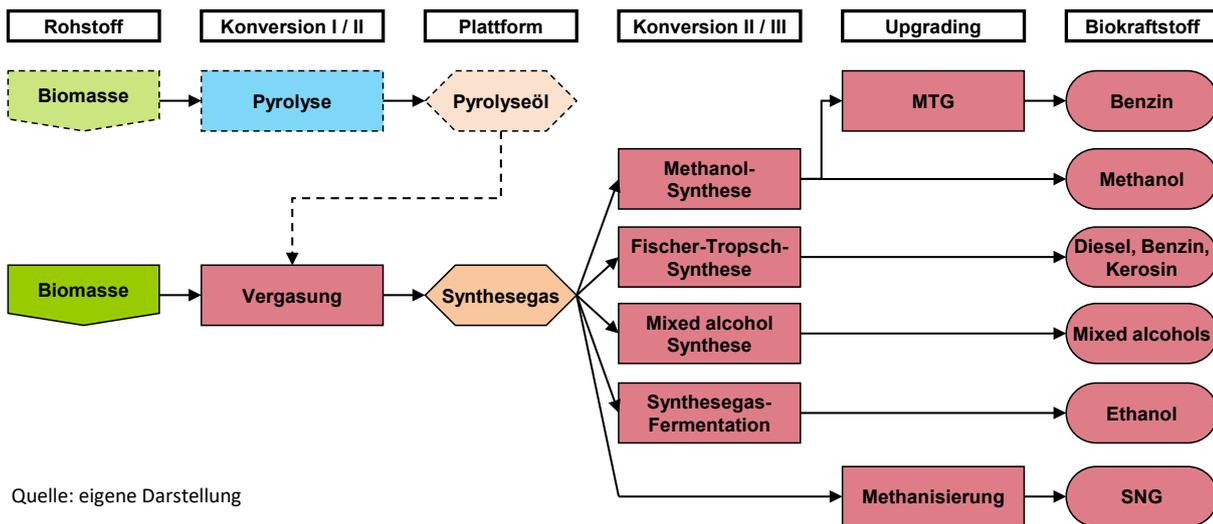


Abbildung 2-5: Synthesegas-Route

In den vergangenen 10 bis 20 Jahren wurden zahlreiche Biomasse-Vergasungs-Konzepte erforscht, u.a. auch hierzulande. Nach der Insolvenz von Choren Industries und der Stilllegung der Demonstrationsanlage in Freiberg/Sachsen (13.500 t/a FT-Produkte) im Jahr 2011 ist die bioliq[®]-Demonstrationsanlage am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) die einzige verbliebene Anlage in Deutschland (1.000 t/a Produkte).

2.5.2 Produkte / Sekundärraffination

Für nachfolgende Synthesen ist eine mehr oder weniger aufwendige und komplexe Gasaufbereitung und -reinigung erforderlich, die an die Art der nachfolgenden Konversion angepasst sein muss. Im nachfolgenden Syntheseschritt werden Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff aus dem Synthesegas durch chemische Prozesse weiterverarbeitet. Ein breites Produktspektrum kann bedient werden:

- Methanol (und daraus wiederum Ottokraftstoff [MtG] oder Olefine [MtO]),
- Dimethylether (DME),
- Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (FT-Kraftstoffe, auch als BtL-Kraftstoffe bezeichnet),
- Alkohole sowie
- Synthetic / Substitute Natural Gas (SNG).

Die Technologie zur Produktion von BtL-Kraftstoffen befindet sich trotz umfangreicher Forschung und Fortschritten weiterhin im Pilot-/ Demonstrationsstadium. Weltweit werden zwar weiterhin einige wenige Vorhaben verfolgt, allerdings ist zeitnah nicht mit nennenswerten Mengen zu rechnen (Naumann et al. 2019). Beispielsweise baut Total in Dünkirchen (Frankreich) eine BtL-Anlage, in der ab 2020 aus Stroh, Waldrestholz und Energiepflanzen 8.000 t/a FT-Produkte erzeugt werden sollen.

Enerkem „eröffnete“ 2014 in Edmonton (Alberta, Kanada) eine kommerzielle Anlage zur Vergasung von festen Siedlungsabfällen (100.000 t MSW bzw. 30.000 t Methanol / Ethanol), kämpft aber bis dato mit technischen Problemen (Anlage läuft weit unterhalb der Kapazität).

Im Rahmen des GoBiGas-Projekts wurde von der Göteborg Energi AB (Schweden) eine Anlage zur Biomassevergasung (Holzpellets) mit anschließender SNG-Produktion (20 MW_{SNG} bzw. 11.200 t/a) betrieben. Die Anlage wurde im April 2018 eingemottet.

2.5.3 Technische Herausforderungen

- Robuste Vergaserkonzepte
- Gasreinigung energieaufwändig; geringste Verunreinigungen stören die Synthese

2.6 Exkurs: Mikroalgen

2.6.1 Verfahren / Primärraffination

Mikroalgen werden entweder in offenen (open ponds/raceways) oder geschlossenen Systemen (Photobioreaktoren, PBR) kultiviert. Die feuchte, ölhaltige Algenbiomasse wird durch Separierung von Wasser und Algenbiomasse aufkonzentriert. Je nach verwendetem Stamm und Extraktionsmethode muss die Algenbiomasse aufgeschlossen werden. Anschließend muss die aufgeschlossene, feuchte Algenbiomasse zunächst getrocknet werden (z.B. durch Sprühtrocknung), bevor das Algenöl mit verschiedenen Lösemitteln extrahiert wird.

2.6.2 Produkte / Sekundärraffination

Derzeit werden v.a. Öle (Triglyceride) für den Kraftstoff-Pfad produziert. Rohes Algenöl muss ähnlich wie Pflanzenöle zu Biodiesel oder HVO weiterverarbeitet werden.

2.6.3 Technische Herausforderungen

- Steigerung der Energie- und Materialeffizienz
- Entwicklung hochwertiger Futtermittel als Nebenprodukte
- Flächeneffizienz kann nur noch durch GMO-Algen gesteigert werden

Generell sind alle Flächen, die für Algenkultivierung geeignet sind, wegen ähnlicher Anforderungen an Sonneneinstrahlung auch für Photovoltaik (PV) geeignet, welche ohne deutliche Verbesserungen bei den Algen einen höheren Energieertrag liefert. Zusätzlich müssen aber eine Reihe weiterer Voraussetzungen für die Algenkultivierung erfüllt sein (z.B. Verfügbarkeit von Wasser, CO₂-haltigen Abgasen und qualifiziertem Personal). Für die Kraftstoffproduktion sollten Anlagen wegen Skaleneffekten mindestens in der Größenordnung von 100 ha Fläche haben. Dies bedeutet, dass große Flächen für offene Kultivierungssysteme versiegelt werden müssten, die andernfalls für wesentlich weniger invasive Freiflächen-PV verwendet werden könnten. Wegen der zusätzlichen Voraussetzungen dürfte dabei der Druck noch größer sein, statt auf unfruchtbares Land auf fruchtbares Land zurückzugreifen. Daher ist die verfügbare (und nicht schon für PV-Ausbauszenarien verplante) geeignete Fläche wahrscheinlich ein größeres Hemmnis für die Produktion relevanter Mengen Algen-Kraftstoff als die Technologieentwicklung.

Tabelle 2-1: Flächenrelevanz der Algenkultivierung

| | Offene Systeme | Geschlossene Systeme |
|-------------------|---|---|
| Kosten | hoch | sehr hoch (daher für Kraftstoffe in weiter Ferne) |
| Flächeneffizienz | moderat bis hoch | hoch bis sehr hoch |
| Bodenversiegelung | quasi komplett (Plastikfolie, dazwischen Wege) | Wenn optimiert, dann ähnlich wie Freiflächen-PV, sonst z.B. komplett geschottert |

Quelle: : eigene Zusammenstellung

2.7 Zwischenfazit

Bereits heute haben sich einige fortschrittliche Biokraftstoffe auf dem europäischen Markt etabliert. Diese werden aber dominiert von Biodiesel aus gebrauchtem Speiseöl und tierischen Fetten, einem technisch verhältnismäßig einfachen Pfad. Daneben sind noch kleine Mengen von Biodiesel aus Tallöl (SunPine, Piteå/Schweden, 100.000 m³/a, Co-Processing in Preem-Raffinerie in Göteborg) bzw. HVO aus Tallöl (UPM, Lappeenranta/Finnland, 100.000 t/a) auf dem Markt. Die dafür verwendeten Biomasserohstoffe sind aber nicht ligno-zellulosehaltig.

Der derzeit wichtigste fortschrittliche Biokraftstoff aus Ligno-Zellulose (insbesondere aus Stroh, Bagasse oder Waldrestholz) auf dem europäischen Markt ist Ethanol. Hierfür gibt es sowohl Demonstrationsanlagen als auch erste kommerzielle Anlagen. Die meisten anderen fortschrittlichen Kraftstoffpfade – mit Ausnahme von Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen – befinden sich in Europa derzeit noch im Forschungs-, Entwicklungs- und Pilotanlagen-Stadium (Algen, Abfälle, Rohglyzerin).

Obwohl die hier betrachteten Konversionspfade theoretisch für jegliche Art von festem, trockenem, (hemi-)zellulosehaltigem Material mit mehr oder weniger hohem Ligningehalt ausgelegt sind, so erfordern sie doch meistens **homogene Biomasserohstoffe mit relativ engen Spezifikationen** (z.B. Feuchtegehalt), die ganzjährig eingehalten werden. Dies betrifft sowohl die biochemische Route, bei der die Vorbehandlung und Hydrolyse an jeden Biomasserohstoff einzeln adaptiert werden muss, als auch die thermochemische Route – zumindest die Vergasung. **Eine echte Rohstoffflexibilität ist in der Praxis derzeit nicht gegeben**, am ehesten noch bei der Pyrolyse-Route. Fast alle ersten kommerziellen Anlagen zur Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe kämpfen entweder mit z.T. massiven technischen Problemen oder wurden bereits wieder stillgelegt (Ernsting, Smolker 2018).

Viele Biomasserohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffpfade, insbesondere Ernterückstände, fallen saisonal an. Dies kann bedeuten, dass Lieferketten sehr große Rohstoffmengen (zwischen-)lagern müssen, was zu Investitionskosten und Lagerverlusten führen kann. Dies kann sich negativ auf die Weiterverarbeitung und Konversionseffizienz auswirken. Mögliche Technologielösungen umfassen eine Biomassevorbehandlung zur Erhöhung der Energiedichte oder eine Haltbarmachung (via Torrefizierung oder Pelletierung). Alternativ müssten die Konversionsprozesse in der Lage sein, im Laufe eines Jahres mehrere Biomasserohstoffe – je nach Verfügbarkeit – verarbeiten zu können. Dies könnte beispielsweise durch einen Kampagnenbetrieb gelöst werden.

3 Bewertung der quantitativen Bedeutung einzelner fortschrittlicher Biokraftstoffpfade

Quantitativ spielen fortschrittliche Kraftstoffpfade in Europa – im Gegensatz zu den USA – auch Jahre nach Verabschiedung der RED (2009) kaum eine Rolle; mit Ausnahme von Biodiesel aus gebrauchtem Speiseöl und tierischen Fetten. Von Biodiesel bzw. HVO aus Tallöl sowie Ethanol aus Ligno-Zellulose sind kleinere Mengen auf dem Markt, allerdings ist das Potenzial von ligno-zellulosehaltiger Biomasse sehr groß, so dass ligno-zellulosebasierte Pfade zukünftig durchaus an Bedeutung gewinnen könnten. Naumann et al. (2019) erwarten aufgrund der aktuellen Entwicklung im Bereich der Produktionskapazitäten für Bioethanol auf Basis von Ligno-Zellulose (z.B. Stroh) mittelfristig steigende Anteile. Allerdings sind die Kosten für die Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe derzeit meist deutlich höher als bei konventionellen Biokraftstoffen.

Zur Einschätzung der möglichen quantitativen Bedeutung der einzelnen Pfade wurde eine Literaturrecherche zum Stand der Technik einzelner Pfade durchgeführt.

3.1 Stand der Technik / Etablierung

Die fortschrittlichen Biokraftstoffpfade befinden sich derzeit in unterschiedlichen Stadien der kommerziellen Entwicklung, die mittels Technologie-Reifegrad (*Technology Readiness Level*, TRL) eingestuft werden können (Tabelle 3-1). Dabei gilt folgende Einstufung:

- TRL 1-3: Forschung
- TRL 4: Übergang zwischen Forschung und Prototyp
- TRL 5: Prototyp
- TRL 6-7: Demonstration
- TRL 8-9: Marktreife

Der derzeit technisch am weitesten entwickelte Pfad für fortschrittliche Biokraftstoffe aus Ligno-Zellulose (Schwerpunkt dieses Projektes) ist Ethanol, gefolgt von Biomethan. Methanol aus Synthesegas ist auch recht weit, allerdings außerhalb Europas. Die Pyrolyse-Route befindet sich nur bei Verwendung des Bioöls zur Strom- und Wärmeerzeugung an der Schwelle zur Marktreife, die Kraftstoff-Pfade dagegen haben einen geringeren Reifegrad.

Es sei jedoch nochmals darauf hingewiesen, dass fast alle ersten kommerziellen Anlagen (TRL 7-8) zur Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe entweder mit z.T. massiven technischen Problemen kämpfen oder bereits wieder stillgelegt wurden (Ernsting, Smolker 2018).

Tabelle 3-1: Einstufung der in Kapitel 2 betrachteten Verfahren nach Technologie-Reifegrad (TRL)

| Verfahren | Technologie-Reifegrad (TRL) | Einstufung |
|---------------------------------|-----------------------------|---------------------|
| Hydrolyse und... | | |
| Fermentation zu Ethanol | 6-8 | Demo / Marktreife |
| Fermentation zu Butanol | 5-6 | Prototyp / Demo |
| Anaerobe Vergärung zu Biomethan | 6-8 | Demo / Marktreife |
| Pyrolyse und... | | |
| Verbrennung im HKW | 6-8 | Demo / Marktreife |
| Aufbereitung zu Kraftstoffen | 4-6 | Prototyp |
| Vergasung | 4-5 | Prototyp |
| Co-Processing | 4-6 | Prototyp / Demo |
| Vergasung und... | | |
| Methanol-Synthese | 6(-8) | Demo (/ Marktreife) |
| Methanol-Synthese + MtG | 5-6 | Prototyp / Demo |
| Fischer-Tropsch-Synthese | 5-6 | Prototyp / Demo |
| Mixed Alcohol-Synthese | 4-6 | Prototyp / Demo |
| Synthesegas-Fermentation | 5-7 | Prototyp / Demo |
| Methanisierung zu SNG | 6 | Demo |

Quelle: IRENA (2016) und E4tech (2014).

3.2 Marktseitige Restriktionen

Die derzeit gültigen Kraftstoffnormen erlauben die Beimischung von Biokraftstoff-Komponenten nur innerhalb gewisser Grenzen, die in Tabelle 3-2 aufgelistet sind.

Marktseitige Restriktionen liegen in Europa – außer bei FAME – auch bei Ethanol vor, da die EN 228 nur einen maximal 10%-igen Ethanolanteil im Ottokraftstoff erlaubt. Diese Beimischungsgrenze wird im Englischen oft als *blend wall* bezeichnet. Die maximal beimischbaren Ethanolmengen werden bereits vollständig durch konventionellen (1G) Bioethanol ausgefüllt, so dass für Ligno-Zellulose-Ethanol neue Märkte geschaffen werden müssten, um nicht in einer Konkurrenzsituation zu landen (Maniatis et al. 2017). Diese hätten ansonsten eine Investitionszurückhaltung bei fortschrittlichem Bioethanol zur Folge – dem derzeit einzigen marktreifen fortschrittlichen Biokraftstoff. Maniatis et al. (2017) zufolge besteht daher ein dringender Bedarf für die Markteinführung eines neuen "Ultra-Performance-Benzins" auf der Basis einer E20 / E25-Mischung mit hoher Oktanzahl, das eine höhere Energieeffizienz gegenüber der existierenden Benzinflotte aufweist. Falls dies nicht gelingen sollte (trotz eines Normierungs-Auftrags der EU-Kommission an CEN), gäbe es noch folgende Möglichkeiten:

- Mehr Flexible Fuel Vehicles (FFV) mit E85
- Busse und Lkw mit ED95
- Alkohol-to-Jet (AtJ) im Flugverkehr

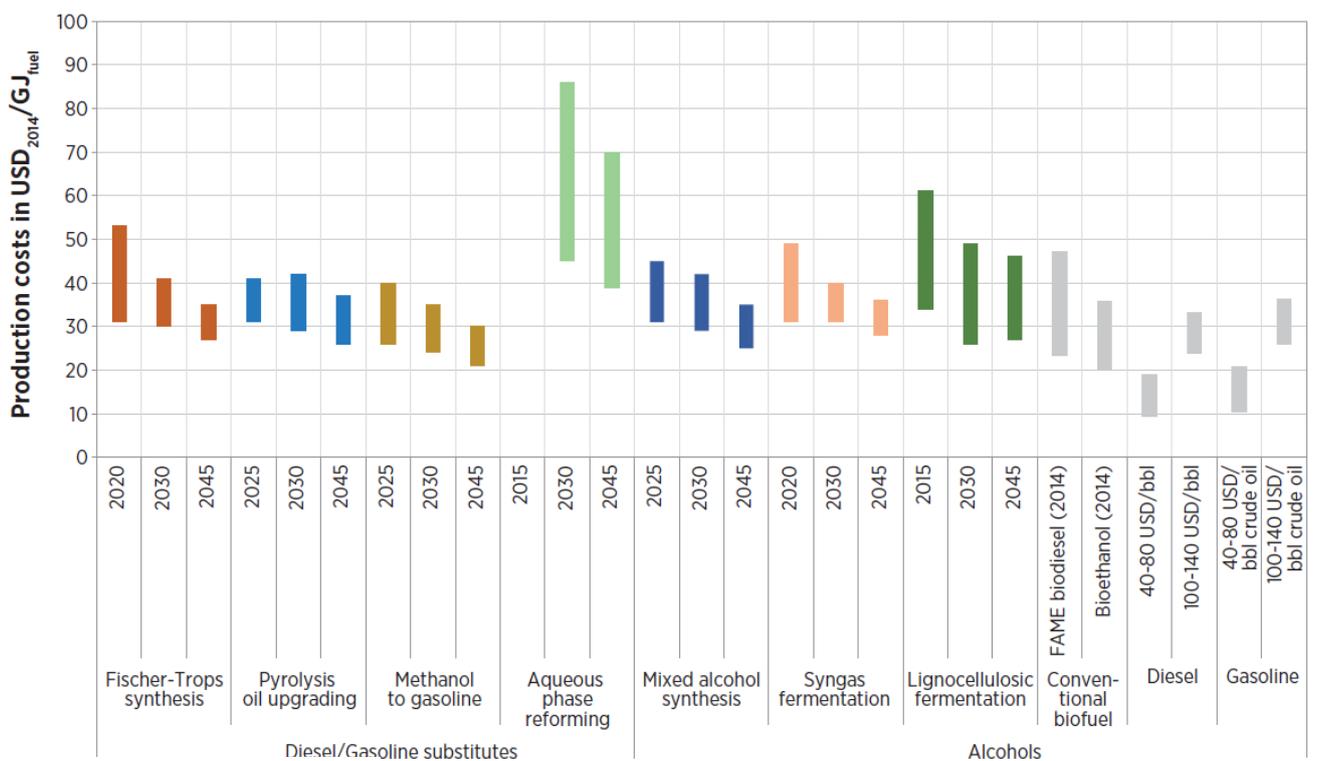
Tabelle 3-2: Beimischungsgrenzen

| Kraftstoff | Beimischungsgrenzen (EU) |
|-----------------------------|---|
| Methanol | EU: Ottokraftstoff: 3 % (EN 228) |
| Ethanol | EU: Ottokraftstoff: 10 % (EN 228) E85 (nur mit Flexible Fuel Vehicles): 85 % (+15 % Ottokraftstoff) ED95 (nur in angepassten Dieselmotoren): 95 % |
| Butanol | EU: 15 % im Ottokraftstoff (EN 228) USA: 16 % im Ottokraftstoff (ASTM D 4814) |
| FAME | EU: 7 % im Diesekraftstoff (EN 590) USA: 5 % im Diesekraftstoff (ASTM D 975) |
| Fischer-Tropsch-Kraftstoffe | Motorkraftstoff: keine Grenzen Flugturbinenkraftstoff: 50 % Fischer-Tropsch-Kerosin (ASTM D 7566) |
| HVO/HEFA | Motorkraftstoff: keine Grenzen Flugturbinenkraftstoff: 50 % HVO/HEFA (ASTM D 7566) |
| Synthetische Paraffine | Motorkraftstoff: keine Grenzen Flugturbinenkraftstoff: 10 % synth. Paraffine (ASTM D 7566) |
| Biomethan / Bio-SNG | Motorkraftstoff: keine Grenzen |
| Kraftstoff | Beimischungsgrenzen (EU) |
| Methanol | EU: Ottokraftstoff: 3 % (EN 228) |
| Ethanol | EU: Ottokraftstoff: 10 % (EN 228) E85 (nur mit Flexible Fuel Vehicles): 85 % (+15 % Ottokraftstoff) ED95 (nur in angepassten Dieselmotoren): 95 % |
| Butanol | EU: 15 % im Ottokraftstoff (EN 228) USA: 16 % im Ottokraftstoff (ASTM D 4814) |
| FAME | EU: 7 % im Diesekraftstoff (EN 590) USA: 5 % im Diesekraftstoff (ASTM D 975) |
| Fischer-Tropsch-Kraftstoffe | Motorkraftstoff: keine Grenzen Flugturbinenkraftstoff: 50 % Fischer-Tropsch-Kerosin (ASTM D 7566) |
| HVO/HEFA | Motorkraftstoff: keine Grenzen Flugturbinenkraftstoff: 50 % HVO/HEFA (ASTM D 7566) |
| Synthetische Paraffine | Motorkraftstoff: keine Grenzen Flugturbinenkraftstoff: 10 % synth. Paraffine (ASTM D 7566) |
| Biomethan / Bio-SNG | Motorkraftstoff: keine Grenzen |

Quelle: IRENA (2016)

3.3 Kosten

IRENA (2016) zufolge werden fortschrittliche Biokraftstoffe bei einem Ölpreis von weniger als 80 USD pro Barrel höchstwahrscheinlich nicht direkt mit Benzin und Diesel konkurrieren können. Bei Ölpreisen über 100 USD pro Barrel könnten die fortschrittlichsten Biokraftstoffpfade jedoch 2030 oder 2045 in der Lage sein, direkt mit Benzin und Diesel zu konkurrieren. Die geschätzten Gesteungskosten bewegen sich im Bereich 20-60 USD₂₀₁₄/GJ_{Biokraftstoff} – mit Ausnahme von Biodiesel aus Mikroalgen (30-430 USD/GJ) und *aqueous phase reforming* (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).



Quelle: IRENA (2016)

Abbildung 3-1: Vergleich der Entstehungskosten fortschrittlicher Biokraftstoffe

Grund hierfür ist insbesondere, dass Anlagen für fortschrittliche Biokraftstoffe deutlich höhere spezifische Investitionen benötigen als Anlagen für herkömmliche Biokraftstoffe. Die Investitionskosten für Ethanol aus Ligno-Zellulose sind doppelt so hoch wie für Ethanol aus Zuckerrohr bzw. fünfmal höher als für Ethanol aus Körnermais (Biofuelwatch 2018). Die spezifischen Investitionskosten für die ersten großtechnischen Anlagen betragen ca. 2.000 bis 7.000 US-\$/kW_{Biokraftstoff}. Durch Lernkurveneffekte sind alle Pfade in der Lage, die Investitionskosten in den nächsten drei Jahrzehnten zu senken. Es wird erwartet, dass die spezifischen Investitionskosten bei vollständiger Kommerzialisierung auf 700 bis 2.000 US-\$/kW_{Biokraftstoff} sinken.

Das Ausgangsmaterial macht in den meisten Pfaden 40 bis 70 % der Produktionskosten aus, wenn typische Kostenannahmen für Holz oder landwirtschaftliche Reststoffe verwendet werden. Steigen die Lernkurven und die Effizienz, könnte der Beitrag der Rohstoffkosten zu den Gesamtkosten mit der Zeit steigen.

3.4 THG-Emissionen

Abbildung 3-2 zeigt die THG-Emissionen für eine Auswahl von fortschrittlichen Biokraftstoffen für die Jahre 2015, 2030 und 2045. Mit Ausnahme von Biodiesel aus Mikroalgen erzielen alle fortschrittlichen Biokraftstoffpfade im Vergleich zum Komparator für Fossilbrennstoffe eine THG-Emissionseinsparung von 60 bis 95 % und erfüllen damit die geforderten Mindesteinsparungen.

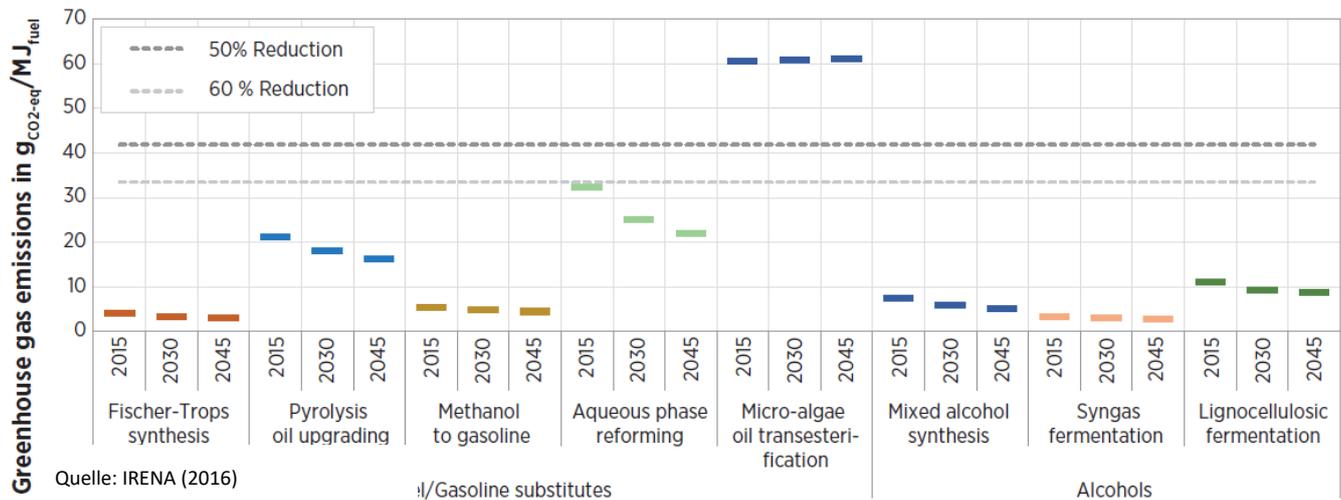


Abbildung 3-2: THG-Emissionen von fortschrittlichen Biokraftstoffen im Vergleich zum Komparator

3.5 Zwischenfazit

- **Stand der Technik:** Die derzeit wichtigsten fortschrittlichen Biokraftstoffe auf dem europäischen Markt sind Biomethan aus Stroh (Ligno-Zellulose) und anderen biogenen industriellen Reststoffen bzw. Ethanol aus Ligno-Zellulose. Für Letzteres bestehen nach wie vor zahlreiche technische Herausforderungen, wie auch für alle anderen Techniken.
- **Marktseitige Restriktionen:** Ligno-Zellulose-Ethanol, trifft – wie auch konventioneller Bioethanol – auf eine *blend wall*. Beide Ethanole konkurrieren miteinander.
- **Kosten:** Biokraftstoffe sind generell teurer als fossile Kraftstoffe. Erst bei einem Ölpreis von 100 bis 140 USD pro Barrel wären sie konkurrenzfähig. Fortschrittliche Biokraftstoffe sind dabei viel teurer als konventionelle (u.a. wg. hoher Investitionskosten).
- **THG-Emissionen:** i.d.R. höhere Einsparungen als bei konventionellen Biokraftstoffen (zumindest nach den Default-Werten).
- Insbesondere aufgrund der technischen Herausforderungen und der hohen Kosten sind fortschrittliche Biokraftstoffe kein Selbstläufer. Durch Beimischungsquote (z.B. Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe in der RED II) und Pönalen (THG-Quote in Deutschland würde fortschrittliche Biokraftstoffe bevorzugen) können die hohen Kosten zumindest teilweise kompensiert werden. Solche Spielregeln müssten aber mindestens 10 Jahre unverändert gelten, da ansonsten das Investitionsrisiko aufgrund langer Abschreibungszeiträume für die Konversionsanlagen zu hoch wäre.

- Kurz- und mittelfristig ließe sich vermutlich insbesondere die biochemische Route ausbauen, v.a. Ligno-Zellulose-Ethanol. Die thermo-chemische Route würde zwar besser auf die zu erwartende Nachfrage aus dem Flugverkehr zugeschnitten sein, ist aber technisch deutlich weiter weg von der Marktreife.

4 Bewertung möglicher indirekter Effekte

Es ist zu erwarten, dass es durch Anreizregelungen (Doppel-/Mehrfachzählung) für bestimmte Biokraftstoffpfade zu Marktverzerrungen, Ineffizienzen und Verlagerungseffekten kommt, insbesondere wenn diese nicht einheitlich von allen EU-Mitgliedsstaaten umgesetzt werden. Einige dieser Effekte konnten in jüngster Vergangenheit bereits beobachtet werden, z.B. in Form eines Preisanstiegs bei Tallöl und Tierfetten, die bislang stofflich genutzt wurden (z.B. in der Oleochemie). Es steht zu befürchten, dass weitere, bereits genutzte Rohstoffe ihrer bisherigen Nutzung entzogen werden (z.B. aufgrund der höheren Zahlungsbereitschaft des Kraftstoffsektors) und durch andere Rohstoffe (fossil oder biogen) ersetzt werden müssen. Diese unerwünschten indirekten Effekte wurden bereits von Rettenmaier et al. (2012) als „*indirect residue use competition*“ (iRUC) bezeichnet.

Solche Mitnahme- oder Verlagerungseffekte können sich insbesondere dann auf Naturschutzbelange auswirken, wenn Rohstoffe mit (starkem) Flächenbezug verwendet werden, d.h. insbesondere die so genannten primären Rohstoffe und Ernterückstände.

E4tech (2014) führten eine Nachhaltigkeitsbewertung aller in Anhang IX (des Ende 2013 vorliegenden Entwurfs der iLUC-Richtlinie) genannten Rohstoffe in Form eines Risiko-Screenings durch, bei dem zunächst die heutigen Nutzungen und anschließend mögliche Rohstoff-Substitute bzw. zusätzliche Landnutzungen identifiziert wurden. Auf dieser Basis wurden dann das Risiko von THG-Emissionen aufgrund von iLUC sowie das Risiko von anderen direkten und indirekten Umweltauswirkungen ermittelt. Die E4tech-Autoren kamen zu dem Schluss, dass durch die Nutzung von Substituten potenziell Auswirkungen auf Artenvielfalt, Landschaft, Waldverjüngung, Boden und Wasser hervorgerufen werden können. Von den im hiesigen Projekt schwerpunktmäßig betrachteten Biomasserohstoffen betrifft dies in erster Linie Stroh und andere Ernterückstände aus der Landwirtschaft sowie Ernte- und Produktionsrückstände aus der Forstwirtschaft.

Stroh und andere Ernterückstände (z.B. entkernte Maiskolben in den USA) haben eine große Bedeutung für den Erhalt des Bodenkohlenstoffs auf landwirtschaftlichen Flächen. Stroh wird aus diesem Grund bislang überwiegend eingearbeitet, teilweise nach vorheriger Nutzung als Einstreu (für Nutztiere, aber auch für Freizeitpferde)^a. Kleinere Strohmengen werden stofflich als Futter (Gerstenstroh), in der Champignonzucht und im Erdbeerenanbau bzw. energetisch (zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung) genutzt. In Deutschland kann durchschnittlich rund ein Drittel des Strohs nachhaltig entnommen werden (Zeller et al. 2012). Dieses nachhaltig nutzbare Strohpotenzial ist noch nicht ausgeschöpft.

Aus Naturschutzsicht relevante indirekte Effekte treten bei einigen Nutzungen erst mit zeitlicher Verzögerung auf, wenn a) das nachhaltig nutzbare Potenzial des betrachteten Biomasserohstoffs komplett ausgeschöpft ist und b) auch die nachhaltig nutzbaren Potenziale aller biogenen Substitute ausgeschöpft sind. Beispielsweise kann als Einstreu genutztes Stroh durch Sägeholznebenprodukte (Sägemehl und -späne) substituiert werden, solange

^a Die Humuswirkung des als Einstreu genutzten Strohs, welches in Form von Mist oder Gärrest wieder ausgebracht und eingearbeitet wird, ist dabei vergleichbar mit der direkten Stroheinarbeitung.

diese wiederum nachhaltig bereitgestellt werden können. Dahingegen müsste Stroh, das bisher als Tierfutter genutzt wird, ohne zeitliche Verzögerung durch Heu oder Silage ersetzt werden, für deren Produktion zusätzliche Flächen belegt werden würden – mit entsprechenden Auswirkungen auf den Naturschutz.

Indirekte Effekte drohen also insbesondere bei einer hohen Nachfrage nach den hier untersuchten Biomasserohstoffen. Für stoffliche Biomassenutzungen, die mit der Petrochemie konkurrieren, könnte die Rohstoffversorgung zum Problem werden, da die Zahlungsbereitschaft des Kraftstoff- und Energiesektors aufgrund drohender Strafzahlungen bei Nichterfüllung der Biokraftstoffquote wesentlich höher ist. Hier besteht das Risiko, dass auf nicht nachhaltig erzeugte Biomasse zurückgegriffen werden könnte, denn verpflichtende Nachhaltigkeitskriterien gibt es nur für die energetische Biomassenutzung, nicht jedoch für die stoffliche Nutzung und auch nicht für die Nahrungs- und Futtermittelerzeugung.

Aus diesem Grund ist es wichtig, dass Nachhaltigkeitskriterien auf jegliche Form der Biomasserzeugung ausgeweitet werden, unabhängig von der späteren Nutzung der Biomasse (energetisch, stofflich, Ernährung). Mit Blick auf den Schutz des Bodenkohlenstoffs sollten Direktzahlungen an Landwirte verpflichtend an eine über die Fruchtfolge ausgeglichene Humusbilanz (je Schlag) geknüpft werden.

5 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

5.1 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreibende

Die Recherche und Analyse zu fortschrittlichen Biokraftstoffen (siehe Kapitel 2) ergab, dass

1. Anlagen zur Konversion von ligno-zellulosehaltigem Material (im Vergleich zu Anlagen zur Konversion von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen) deutlich höhere spezifische Investitionskosten aufweisen
2. daraus lange Abschreibeziträume (oft >10 a) für die Konversionsanlagen resultieren und
3. der Anteil der Biomasse-Rohstoffe an den Produktionskosten mit 40-70 % recht hoch ist.

Daher ist ein tragfähiges und nachhaltiges Geschäftsmodell besonders wichtig. Dies gilt insbesondere für Anlagen mit einer hohen Mindestkapazität zur Nutzung von Skaleneffekten. Das ist beispielsweise für Anlagen zur Produktion von Ethanol aus Ligno-Zellulose (≥ 250.000 t Biomasse/a) und teilweise auch für Anlagen der Synthesegas-Route der Fall. Daher empfehlen wir:

- Erstellung einer Biomassepotenzialanalyse zur Sicherstellung der Biomasseverfügbarkeit am geplanten Standort bzw. umgekehrt Auswahl des Standortes auf Basis vorhandener, räumlich möglichst hoch aufgelöster Informationen über Biomassepotenziale
- Einbindung von regionalen Stakeholdern (Land- und Forstwirte, Naturschützer, Behörden etc.) bereits in der Planungsphase, um das *nachhaltig erschließbare* Biomassepotenzial (bzw. Flächenpotenzial) gemeinsam zu erarbeiten
- Entwicklung eines robusten Logistikkonzepts unter Einbindung aller Akteure in eine Wertschöpfungskette bei fairer Risikoverteilung zwischen Biomasse-Produzenten und den Biokraftstoff-Herstellern. Hier gilt es insbesondere zu beachten, dass viele Biomasserohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffpfade, insbesondere Ernterückstände, saisonal anfallen und daher eine Zwischenlagerung erfordern, ggf. auch eine vorherige Haltbarmachung (z.B. Trocknung). Ebenso sind mögliche Ernteauffälle zu berücksichtigen, beispielsweise durch Extremwetter oder Schädlingsbefall. Auch eine Biomassevorbehandlung zur Erhöhung der Energiedichte kann bei größeren Transportentfernungen angezeigt sein.
- Entweder Wahl einer Konversionstechnologie mit möglichst hoher Rohstoffflexibilität, welche an die Biomasseart(en), -verfügbarkeit(en) und -logistik angepasst ist, oder – bei Technologien geringer Rohstoffflexibilität – Wahl eines Standortes mit ausreichendem

Potenzial einiger weniger, in sich homogener Biomasserohstoffe (mit relativ engen Spezifikationen, z.B. bzgl. Wassergehalt) , welche im Kampagnenbetrieb eingesetzt werden.

- Idealerweise auch eine (gewisse) Flexibilität bzgl. des Zielprodukts, ggf. Vorsehen einer späteren Adaptions-/Umrüstmöglichkeit auf Produkte, die nach Auslaufen der RED II im Jahr 2030 und/oder einer zunehmenden Elektrifizierung von Pkw gefragt sein könnten, z.B. Fluggasturbinen- oder Schiffskraftstoffe.

5.2 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für Zertifizierer

Voraussetzung für die Zertifizierung der Konversionsanlage sollte die Vorlage eines nachhaltigen Biomasseeinsatzplans sein, aus dem eindeutig hervorgeht, welche Anteile der Biomasse importiert bzw. regional gewonnen werden sollen. Für die regional gewonnene Biomasse sollte die Vorlage eines regional angepassten Biomasse- und Flächennutzungskonzepts verlangt werden, welches in einem Stakeholderprozess erarbeitet wurde.

5.3 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für BMU und BfN

Investitionszuschüsse oder verbilligte Bereitstellung von Kapital durch Darlehen oder Bürgschaften sind für Anlagenbetreibende wesentlich hilfreicher als (Unter-)Quoten für fortschrittliche Biokraftstoffe und/oder Mehrfachzahlungen, weil letztere erst „monetarisiert“ (in €/MJ übersetzt) werden müssen, was Banken/Investoren nicht in gleichem Maß überzeugt wie Investitionszuschüsse, Darlehen oder Bürgschaften.

Voraussetzung für die Förderung einer Konversionsanlage **muss** an die Vorlage eines nachhaltigen Biomasseeinsatzplans sein, aus dem eindeutig hervorgeht, welche Anteile der Biomasse importiert bzw. regional gewonnen werden sollen. Für die regional gewonnene Biomasse **muss** darüber hinaus ein regional angepasstes Biomasse- und Flächennutzungskonzept vorgelegt werden, welches in einem Stakeholderprozess erarbeitet wurde.

Ein robustes Logistik- und Betriebskonzept **muss** vorgelegt werden. Darüber hinaus **sollte** die Anlagenbetreibenden ein Konzept für die Post-RED II-Zeit (also nach 2030) vorlegen, welches beispielsweise spätere Adaptions-/Umrüstmöglichkeiten auf andere Produkte berücksichtigt. Damit sollen – angesichts der langen Abschreibeziträume für die Konversionsanlagen (oft >10 a) – „Investitionsruinen“ im Jahr 2030 möglichst verhindert werden.

5.4 Gesamtfazit

Wenn sich also aufgrund der Vorgaben und/oder Anreize in der RED II fortschrittliche Biokraftstoffe etablieren, ist mit Blick auf den derzeitigen Stand der Technik von einem „Run“ auf Ernterückstände (und ggf. Produktionsrückstände) auszugehen.

Die geringe Rohstoffflexibilität der Konversionsanlagen (evtl. mit Ausnahme der Pyrolyse) erfordert homogene Biomasserohstoffe mit relativ engen Spezifikationen (z.B. Feuchtegehalt), die ganzjährig eingehalten werden müssen.

Diese Anforderung erfüllen am ehesten Ernterückstände wie Stroh, entkernte Maiskolben oder Bagasse (letztere ist eigentlich ein Produktionsrückstand). Abfälle oder andere inhomogene Biomasserohstoffe oder Mischungen werden aller Voraussicht nach weniger attraktiv sein oder speziell angepasste technologische Konzepte erfordern.

Da die nachhaltig nutzbaren Potenziale dieser Biomasserohstoffe sowie ihrer biogenen Substitute teilweise noch nicht ausgeschöpft sind, treten negative Auswirkungen auf Naturschutzbelange in Abhängigkeit von der Nutzung möglicherweise erst mit zeitlicher Verzögerung auf.

6 Quellen

- BMELV, BMBF, BMU & BMWi (Hrsg.) (2012): Roadmap Bioraffinerien - im Rahmen der Aktionspläne der Bundesregierung zur stofflichen und energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/roadmap-bioraffinerien.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bridgwater, A. V. (2012): Review of Fast Pyrolysis of Biomass and Product Upgrading. Bio-mass and Bio-energy. Online verfügbar unter Elsevier [online] vol. 38, no.1, pp. 68–94.
- Bundestag (2006): Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften. BiokraftQuG, S. 3180–3188. Online verfügbar unter <https://npl.ly.gov.tw/pdf/5518.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- Chum, C., A. Pinho; Freel, B. (2015): DOE Bioenergy Technologies Office 2015 Project Peer Review: 2.4.2.303. Brazil Bilateral; Petrobras-NREL CRADA; NREL.
- E4tech (2014): Advanced Biofuel Feedstocks – An Assessment of Sustainability. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/277436/feedstock-sustainability.pdf
- EC (2009): Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. RED. In: Official Journal of European Union, L 140/16–L 140/62. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0028>, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- EC (2010): Report from the Commission to the Council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling. SEC(2010) 65 final SEC(2010) 66 final. European Commission. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52010DC0011>, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- EC (2014): Commission Regulation (EU) No 1307/2014 of 8 December 2014 on defining the criteria and geographic ranges of highly biodiverse grassland for the purposes of Article 7b(3)(c) of Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels and Article 17(3)(c) of Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. Grassland Regulation. In: Official Journal of European Union, L 351/3–L351/5. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2014/1307/oj?locale=en>, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- EC (2016): Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). RED proposal. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_1.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- EC (2018): Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). RED II. In: Official Journal of European Union, L328/82–L328/209. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG, zuletzt geprüft am 15.05.2019.

Teilbericht: Zukünftige relevante fortschrittliche Biokraftstoffpfade

- EP (2015): Directive (EU) 2015/1513 of the European Parliament and of the Council of 9 September 2015 amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from re-newable sources. iLUC Directive. In: Official Journal of European Union, L 239/1–L239/29. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32015L1513>, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- Ernsting, A., Smolker R. (2018): Dead End Road - The false promises of cellulosic biofuels. Biofuelwatch, 2018 <https://www.biofuelwatch.org.uk/wp-content/uploads/Cellulosic-biofuels-report-2.pdf>
- FNR (2018): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2018. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow-Prüzen. Online verfügbar unter http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Basisdaten_Bioenergie_2018_web.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- Hennenberg, Klaus; Böttcher, Hannes; Fehrenbach, Horst; Bischoff, Mascha (2017): Short analysis of the RED 2009, the iLUC Directive 2015 and the 2016 RED proposal regarding implications for nature protection. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/OEKO-IFEU-2017-RED-proposal-evaluation.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- Hennenberg, Klaus; Bradshaw, Corey J.A.; Böttcher, Hannes (2018): Revised European Union renewable-energy policies erode nature protection. Correspondence. In: Nature Ecology & Evolution 2018, 2018, S. 1519–1520. Online verfügbar unter <https://www.nature.com/articles/s41559-018-0659-3>, zuletzt geprüft am 15.05.2019.
- IEA (2017): Technology Roadmap - Delivering Sustainable Bioenergy https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Technology_Roadmap_Delivering_Sustainable_Bioenergy.pdf
- IRENA (2016): Innovation outlook. Advanced liquid biofuels. IRENA.
- Karatzos, S.; McMillan, J. D.; Saddler, J. N. (2014): The Potential and Challenges of Drop-in Biofuels. IEA Bioenergy Task 39. Online verfügbar unter <http://task39.sites.olt>.
- Maniatis, K., Landälv, I., Waldheim, L., van den Heuvel, E., Kalligeros, S. (2017): Building Up the Future, Final Report, Sub Group on Advanced Biofuels, Sustainable Transport Forum, European Union 2017. <https://publications.europa.eu/s/kB6O>
- Naumann, K., Schröder, J., Müller-Langer, F., Oehmichen, K., Remmele, E., Thuneke, K., Etzold, H., Raksha, T., Schmidt, P. (2019): Monitoring Biokraftstoffsektor, 4. Auflage, DBFZ, 2019 https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_11_4.pdf
- Prins, W.; Ronsse, F. (2015): private conversation, 16 September 2015.
- Rettenmaier et al. (2012): Strategies for the harmonization of environmental and socio-economic sustainability criteria. Bericht im Rahmen des Global-Bio-Pact-Projekts, gefördert durch die Europäische Kommission (FP7)
- Thrän, D., Ponitka, J., Arendt, O. (Hrsg.) (2015): Bioenergie-Technologien, DBFZ

Erläuternde Definitionen

Zu Punkt p): „**Zellulosehaltiges Non-Food-Material**“ sind Rohstoffe, die überwiegend aus Zellulose und Hemizellulose bestehen und einen niedrigeren Lignin-Gehalt als lignozellulosehaltiges Material haben; es umfasst Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen wie Stroh, Spelzen, Hülsen und Schalen, **grasartige Energiepflanzen** mit niedrigem Stärkegehalt wie Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus, und Pfahlrohr, Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen, Untersaaten, industrielle Reststoffe, einschließlich Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nach Extraktion von Pflanzenölen, Zucker, Stärken und Protein, sowie Material aus Bioabfall; als Untersaaten und Deckpflanzen werden vorübergehend angebaute Weiden mit Gras-Klee-Mischungen mit einem niedrigen Stärkegehalt bezeichnet, die zur Fütterung von Vieh sowie dazu dienen, die Bodenfruchtbarkeit im Interesse höherer Ernteerträge bei den Ackerhauptkulturen zu verbessern (RED II Art. 2).

Zu Punkt q): „**Lignozellulosehaltiges Material**“ ist Material, das aus Lignin, Zellulose und Hemizellulose besteht, wie **Biomasse aus Wäldern, holzartige Energiepflanzen** sowie Reststoffe und Abfälle aus der forstbasierten Wirtschaft (RED II Art. 2).

„**Reststoff**“ bezeichnet einen Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar, und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren (RED II Art. 2).

„**Abfall**“ ist Abfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 1 der Richtlinie 2008/98/EG, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen, und „**Bioabfall**“ ist Bioabfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 4 der Richtlinie 2008/98/EG (RED II Art. 2).