TECHNISCHE OPTIONEN FÜR DIE UMRÜSTUNG UND NACHRÜSTUNG VON INDUSTRIEN MIT BIOENERGIE

HANDBUCH – 2.AUFLAGE

BIOFIT
Bioenergy Retrofits for Europe's Industry

Autoren: Dominik Rutz[2], Rainer Janssen[2], Patrick Reumerman[1], Jurjen Spekreijse[1], Doris Matschegg[3], Dina Bacovsky[3], Arne Gröngröft[4], Stephanie Hauschild[4], Niels Dögnitz[4], Emmanouil Karampinis[5], Dimitrios-Sotirios Kourkoumpas[5], Panagiotis Grammelis[5], Kristian Melin[6], Heidi Saastamoinen[6], Ana Isabel Susmozas Torres[7], Raquel Iglesias[7], Mercedes Ballesteros[7], Göran Gustavsson[8], Daniella Johansson[8], Anes Kazagić[9], Ajla Merzić[9], Dino Trešnjo[9], Hans Dagevos[11], Siet J. Sijtsema[11], Machiel J. Reinders[11], Marieke Meeusen[11]
(Die hochgestellten Zahlen beziehen sich auf die Projektpartner auf Seite 4)

Reviewer: Edgar Ahn (BDI Holding GmbH), Nicholas LaPointe[2]

Übersetzung: Die Originalsprache des Handbuchs ist Englisch. Das Handbuch ist auch in den folgenden Sprachen verfügbar:
Bosnisch, Niederländisch, Deutsch, Griechisch, Spanisch, Schwedisch

Die deutsche Version wurde erstellt von: Dina Bacovsky, Christa Dißauer, Marilene Fuhrmann, Ernst Höftberger, Doris Matschegg, Andrea Sonnleitner, Christoph Strasser (BEST – Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH)

ISBN: 978-3-936338-82-9

Veröffentlicht: © 2022 von WIP Renewable Energies, München, Deutschland

Auflage: 2. Auflage

Kontakt: WIP Renewable Energies, Sylvensteinstr. 2, 81369 München, Deutschland

Dominik.Rutz@wip-munich.de Tel.: +49 89 720 12 739

www.wip-munich.de

Website: www.BIOFIT-h2020.eu

Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Buches darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlags in irgendeiner Form oder mit irgendwelchen Mitteln reproduziert werden, um es für kommerzielle Zwecke zu verwenden. Die Autoren übernehmen keine Garantie für die Richtigkeit und/oder Vollständigkeit der Informationen und Daten, die in diesem Handbuch enthalten oder beschrieben sind.

Haftungsausschluss: Dieses Projekt wurde vom Forschungs- und Innovationsprogramm "Horizon 2020" der Europäischen Union im Rahmen des Fördervertrags Nr. 817999 finanziert. Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren. Er gibt nicht unbedingt die Meinung der Europäischen Exekutivagentur für Klima, Infrastruktur und Umwelt (CINEA)wieder. Weder die CINEA noch die Europäische Kommission sind für die Verwendung der darin enthaltenen Informationen verantwortlich.

BIOFIT Bioenergy Retrofits for Europe's Industry

WIP RENEWABLE ENERGIES

This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 817999.

Danksagung

Dieses Handbuch wurde im Rahmen des BIOFIT-Projekts erarbeitet. Die Autoren danken der Europäischen Kommission für die Unterstützung des Projekts. Weiters danken die Autoren den folgenden Unternehmen und Mitwirkenden, dass sie die Verwendung von Informationen und Grafiken ermöglicht haben: Bioenergy Europe, KnowPulp-Datenbank, C-Green Technology AB, Arbaflame, Yilkins, UPM Biofuels, Valmet, WTS AB Powder Burners, PetroBio, Hawkins Wright, und den Projektpartnern.

Das BIOFIT Projekt

Bioenergie stellt eine wesentliche Form der erneuerbaren Energie dar: In der EU28 macht sie etwa 60 % der derzeitigen Versorgung mit erneuerbaren Energien aus. Angetrieben durch Innovation, werden die Bioenergietechnologien immer fortschrittlicher und vielfältiger und führen zu einer energieeffizienten Produktion von Strom, Wärme und Kälte, sowie einer Vielzahl von Biokraftstoffen. Die Umrüstung und Nachrüstung oder Nachrüstung - d.h. der Austausch eines Teils einer bestehenden Anlage oder Installation durch modernste Ausrüstung - kann eine kostengünstige Lösung für die Ausweitung der Bioenergienutzung in bestimmten Industrien sein. Die Umrüstung oder Nachrüstung ist eine schnelle Möglichkeit, den Anteil erneuerbarer Energie in Europa zu erhöhen, indem die Energieproduktion bestehender Industrien nachhaltiger gestaltet wird.

Das BIOFIT-Projekt, welches im Programm Horizon 2020 der Europäischen Union gefördert wird, soll die Einführung der Bioenergie-Umrüstung und Nachrüstung in der europäischen Industrie erleichtern. Umrüstung und Nachrüstung bedeutet häufig geringere Kapitalkosten, kürzere Vorlaufzeiten, schnellere Umsetzung, weniger Produktionszeitverluste und geringere Risiken. Das Projekt erleichtert die Einführung der Bioenergie-Umrüstung und Nachrüstung in fünf spezifischen Sektoren[1], nämlich:

- Biokraftstoffindustrie der ersten Generation
- Zellstoff- und Papierindustrie
- Fossile Raffinerien
- Fossile Energieerzeugung
- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Die spezifischen Ziele des BIOFIT-Projekts sind:

- Das Entwickeln von 10 konkreten Vorschlägen (Fallstudien) für die Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie für jede der genannten Industrien, gemeinsam mit Industrie und Marktakteuren, die zugestimmt haben, die BIOFIT-Ergebnisse umzusetzen.
- Einen genauen und vollständigen Überblick über die Optionen für die Bioenergie-Umrüstung und Nachrüstung in den Zielindustrien zu erhalten, sowie einen Einblick in die Bedingungen zu erhalten, unter denen jede Art der Bioenergie-Umrüstung und Nachrüstung machbar ist, und dies den Zielgruppen zu kommunizieren.
- Die Einbeziehung, Einbindung und Unterstützung von Interessensgruppen und Marktakteuren, insbesondere aus der Industrie, durch die Kommunikation von Ergebnissen, die Verbreitung von Wissen, die Bereitstellung von Möglichkeiten zum Austausch und die Entwicklung von Best Practice Beispielen und Tools.
- Evaluieren der Rahmenbedingungen (rechtliche, institutionelle und politische), um allgemeine und branchenspezifische Hindernisse und förderliche Faktoren zu identifizieren.
- Beratung von politischen Entscheidungsträgern auf nationaler und regionaler Ebene (Input für eine sachkundigere Politik, Marktunterstützung und finanzielle Rahmenbedingungen).

[1] Die Auswahl dieser Industrien ergibt sich aus den Vorgaben der Ausschreibung im Horizon 2020-Programm, unter dem das BIOFIT-Projekt eingereicht wurde.

Das dreijährige Projekt begann im Oktober 2018. Das BIOFIT-Konsortium besteht aus vierzehn Partnern aus acht europäischen Ländern: Schweden, den Niederlanden, Deutschland, Spanien, Finnland, Österreich, Bosnien-Herzegowina und Griechenland. Das Konsortium besteht sowohl aus Industriepartnern als auch aus akademischen/Forschungs-Partnern.

Projektkonsortium und nationale Kontakte:

BTG Biomass Technology Group BV, Niederlande[1]
Patrick Reumerman reumerman@btgworld.com
www.btgworld.com

WIP Renewable Energies, Deutschland[2]
Dominik Rutz Dominik.Rutz@wip-munich.de
www.wip-munich.de

BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH, Österreich[3]
Dina Bacovsky Dina.bacovsky@best-research.eu
www.best-research.eu

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Deutschland[4]
Arne Gröngröft Arne.Groengroeft@dbfz.de
www.dbfz.de

Centre for Research & Technology, Hellas, Griechenland[5]
Manolis Karampinis karampinis@certh.gr
www.certh.gr, www.cperi.certh.gr

VTT Technical Research Centre of Finland Ltd, Finnland[6]
Heidi Saastamoinen heidi.saastamoinen@vtt.fi
www.vttresearch.com

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Spanien[7]
Mercedes Ballesteros m.ballesteros@ciemat.es
www.ciemat.es

ESS – Energikontor Sydost AB, Schweden[8]
Daniella Johansson daniella.johansson@energikontorsydost.se
www.energikontorsydost.se

JP Elektroprivreda BiH d.d.-Sarajevo, Bosnien und Herzegowina[9]
Anes Kazagic a.kazagic@epbih.ba
www.epbih.ba

Technip Benelux B. V., Niederlande[10]
Mark Wanders mark.wanders@technipfmc.com
www.TechnipFMC.com

Stichting Wageningen Research, Niederlande[11]
Marieke Meeusen marieke.meeusen@wur.nl
www.wageningenur.nl/lei

Swedish Biofuels AB, Schweden[12]
Andrew HulL andrew.hull@swedishbiofuels.se
www.swedishbiofuels.se

Hellenic Petroleum S.A., Griechenland[13]
Spyros Kiartzis skiartzis@helpe.gr
www.helpe.gr

Biocarburantes de Castilla y León S.A., Spanien[14]
Juan María García Alonso Juan.garcia@vertexbioenergy.com
www.vertexbioenergy.com

Inhalt

Danksagung **2**
Das BIOFIT Projekt **3**
1 Einleitung **8**
2 Der Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess **9**
2.1 Beteiligte Stakeholder 10
2.2 Die Rolle der Bürger und Konsumenten 12
2.3 Motivation für Umrüstungen und Nachrüstungen 17
3 Bioenergiebereitstellung für Industrien **19**
3.1 Biomassepotential 19
3.2 Biomasse Rohstoffe 24
3.3 Logistik und Wertschöpfungsketten 29
3.4 Nachhaltigkeits- und Zertifizierungsrichtlinien 30
4 Überblick der Konversionspfade von Biomasse **34**
5 Umrüstung und Nachrüstung von Produktionsanlagen von Biokraftstoffen der ersten Generation **35**
5.1 Überblick des Sektors 35
5.2 Zellulose-Ethanol als Erweiterung von Bioethanol der ersten Generation 37
5.3 Alkohole für die Luftfahrt 39
5.4 Altöl Biodiesel Erweiterung 40
5.5 Glycerin-Umwandlung zu Methanol 43
5.6 Biomethan 44
5.7 Elektrokraftstoffe 46
5.8 Schlussbemerkungen 48
6 Umrüstung und Nachrüstung fossiler Raffinerien **50**
6.1 Überblick des Sektors 50
6.2 Kohlenstoffreduzierung in fossilen Raffinerien 53
6.3 HVO Integration 54
6.4 Integration von Pyrolyseöl in Raffinerien 59
6.5 Schlussbemerkungen 64
7 Umrüstung und Nachrüstung fossil befeuerter Kraftwerke und KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) **64**
7.1 Überblick des Sektors 64
7.2 Im Sektor verwendete Technologien 66
7.3 Biomasse Mitverbrennung (teilweise Bioenergie Umrüstung oder Nachrüstung) 71
7.4 Biomasse Konversion (komplette Umrüstung oder Nachrüstung auf Bioenergie) 73

7.5 Thermisch vorbehandelte Biomasse 78
7.6 Andere Optionen der thermischen Konversion: Verbrennung von Holzmehl, Bio-Öl und Biogas 80
7.7 Schlussbemerkungen 81
8 Umrüstung und Nachrüstung der Zellstoff- und Papierindustrie 82
8.1 Überblick des Sektors 82
8.2 Zellstoffherstellung und Reststoffe aus der Zellstoff- und Papierindustrie 84
8.3 Schwarz-/Braunlaugen-Ethanol 89
8.4 Vergasung von Schwarzlauge zu DME 90
8.5 Methanol von Zellstofffabriken 90
8.6 Valorisierung von Zellstoff- und Papierschlamm 91
8.7 Lignin Extraktion 93
8.8 Hydrothermale Verflüssigung 94
8.9 Fossile Rohstoffe in der Energieerzeugung von Papierfabriken ersetzen 95
8.10 Alternative Brennstoffe im Kalkofen und der Rindenvergasung 96
8.11 Erneuerbarer Diesel aus Tallöl der Zellstofffabrik 96
8.12 Schlussbemerkungen 98
Literaturverzeichnis 101

1 Einleitung[2]

In den letzten Jahrzehnten ist immer deutlicher geworden, dass die Ressourcen fossiler Brennstoffe knapp und endlich sind und ihre Nutzung die Umwelt und unser Klima schädigen kann. Die Erhöhung der Produktion von erneuerbaren Energien kann neben der Reduzierung unserer CO_2-Emissionen gemäß dem Pariser Klimaabkommen (2015) für eine erhöhte Versorgungssicherheit sorgen, Innovationen fördern, neue Arbeitsplätze schaffen und zur wirtschaftlichen Entwicklung beitragen.

In der Europäischen Erneuerbaren Energien Richtlinie von 2009 wurden nationale Ziele vereinbart, die bis 2020 zu einer 20-prozentigen Produktion von erneuerbarer Energie in der EU führen sollen. Seitdem haben viele Mitgliedstaaten ein rasches Wachstum an der Produktion von erneuerbarer Energie erlebt, oft sogar über die vorgeschriebenen Ziele hinaus. Dies zeigt einen breiten europaweiten Konsens zu diesem Thema. Im EU-Paket "Saubere Energie für alle Europäer" von 2016 wurde die eindeutige Entscheidung für erneuerbare Energien durch ein verbindliches Ziel von 27% am Endenergieverbrauch bis 2030 weiter verankert. Im Jahr 2018 wurde das Ziel auf einen Anteil von mindestens 32% an erneuerbaren Energien nach oben korrigiert. Dies steht im Einklang mit dem Fahrplan der EU für 2050, der einen schrittweisen Ausstieg aus fossilen Brennstoffen vorsieht, welche durch erneuerbare Energien ersetzt werden sollen.

Bioenergie ist eine wesentliche Form der erneuerbaren Energie, die im Jahr 2017 [3] schätzungsweise 60% der erneuerbaren Energien in der EU ausmachte. Auch in Zukunft wird die Bioenergie eine wichtige Rolle spielen. Die Internationale Energieagentur (IEA) stellt in ihrem Fahrplan[4] für 2017 fest, dass die Bioenergie eine wesentliche Rolle in ihrem 2DS (2°C-Szenario) spielt und bis 2060 für fast 20% der globalen kumulativen CO_2-Emissionseinsparungen verantwortlich sein wird. Bioenergie ist ein komplexes und manchmal kontroverses Thema. Es gibt ein zunehmendes Verständnis dafür, dass nur Bioenergie, welche auf nachhaltige Weise geliefert und genutzt wird, einen Platz in einer kohlenstoffarmen Energiezukunft hat.

Die moderne Bioenergie nimmt viele Formen an. Relativ einfache Anwendungen, wie z.B. die Erzeugung von Wärme durch Verbrennung von Holz, werden neben der Biogasproduktion durch anaerobe Vergärung und der Produktion von Kraftstoffen umgesetzt. Angetrieben durch Innovation werden die Technologien immer fortschrittlicher und vielfältiger und führen zur Herstellung einer Vielzahl von fortschrittlichen Kraftstoffen (Bioethanol der ersten und zweiten Generation, erneuerbarer Diesel und grünes Kerosin), zu intermediären Bioenergieträgern und zu hocheffizienter, emissionsarmer Produktion von Strom, Wärme und Kälte.

Neben der Errichtung völlig neuer Bioenergieanlagen kann die Umrüstung und Nachrüstung, d.h. der Austausch eines Teils einer bestehenden Anlage oder Installation durch modernste Ausrüstung, eine Alternative für den Ersatz fossiler Brennstoffe oder für ein Upgrade veralteter Technologien für erneuerbare Energien sein. Die Umrüstung und Nachrüstung bedeutet häufig einen geringeren Kapitalaufwand (CAPEX), kürzere Vorlaufzeiten, eine schnellere Umsetzung, weniger Produktionszeitverluste und geringere Risiken, verglichen mit dem vollständigen Abriss alter Anlagen und der Errichtung völlig neuer Bioenergieanlagen.

Das BIOFIT-Projekt, welches durch das Horizon 2020 Programm der Europäischen Union gefördert wird, unterstützt die Bioenergie-Umrüstung und Nachrüstung in der europäischen Biokraftstoffindustrie der ersten Generation, der Zellstoff- und Papierindustrie, fossilen

[2] Aufgrund einer besseren Lesbarkeit wird in diesem Bericht darauf verzichtet, geschlechtsspezifische Formulierungen zu verwenden. Personenbezogene Bezeichnungen, welche in männlicher Form angeführt sind, beziehen sich jeweils auf beide Geschlechter.

[3] http://www.europeanbioenergyday.eu/

[4] http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Technology_Roadmap_Delivering_Sustainable_Bioenergy.pdf

Raffinerien, fossilen Kraftwerken und in der Kraft-Wärme-Kopplungsindustrie (KWK). Die Auswahl dieser Industrien ergibt sich aus den Vorgaben der Ausschreibung im Horizon 2020 Programm, unter dem das BIOFIT-Projekt eingereicht wurde.

Um die technischen Möglichkeiten der Umrüstung und Nachrüstung darzustellen, wurde dieses Handbuch über "Technische Optionen für die Umrüstung und Nachrüstung von Industrien mit Bioenergie" von den Mitgliedern des BIOFIT-Konsortiums verfasst. Das Handbuch zeichnet ein breites Bild der technischen Lösungen für die Zielindustrien, die sehr unterschiedlich sind, aber vor ähnlichen Herausforderungen stehen können. Ziel ist es, diese Informationen den Interessenvertretern und Entscheidungsträgern in den betreffenden Industrien zur Verfügung zu stellen, welche möglicherweise über wenig technisches Hintergrundwissen verfügen. Das Handbuch soll das technische Verständnis der Möglichkeiten der Bioenergie für ihre Industrien erleichtern. Es wird in einfacher Sprache gehalten und enthält viele leicht verständliche Grafiken und Illustrationen.

2 Der Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess

Unter Bioenergie-Umrüstung und Nachrüstung versteht man den Austausch eines Teils einer bestehenden Anlage oder Installation modernster Ausrüstung. Dadurch können fossile Brennstoffe ersetzt oder veraltete Technologien für erneuerbare Energien ausgetauscht werden. Die Alternative zur Umrüstung oder Nachrüstung wäre die Errichtung völlig neuer Bioenergieanlagen, wobei die bestehende Fabrik oder Anlage abgerissen werden müsste. Mögliche Vorteile der Umrüstung und Nachrüstung können geringere Investitionsausgaben (CAPEX), kürzere Vorlaufzeiten, schnellere Umsetzung, geringere Produktionszeitverluste und geringere Risiken sein.

In der Praxis hängt die Umrüstung und Nachrüstung jedoch sehr stark von der Industrie und den Zielen ab. Der Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess kann durch folgende Parameter charakterisiert werden:

- **Art und Umfang der Industrie**: Die Art und Größe der Industrie beeinflusst viele Faktoren der Umrüstung und Nachrüstung, wie z.B. die Technologien, die Finanzierung, die Ziele usw.
- **Kernprodukt der Industrie**: Die für die Umrüstung und Nachrüstung verwendete Biomasse kann als Prozessenergie für die Industrie verwendet werden (z.B. im Zellstoff- und Papiersektor) oder das Produkt der Industrie selbst darstellen (z.B. Biokraftstoffe der 2. Generation).
- **Anzahl der Implementierungs-"Schritte" der Umrüstung oder Nachrüstung**: Die Umrüstung oder Nachrüstung kann ein Projekt sein, das in relativ kurzer Zeit umgesetzt wird, oder es kann ein mehrstufiger Prozess sein, der verschiedene Einzelprojekte umfasst.
- **Vollständigkeit der Umrüstung oder Nachrüstung**: Die Umrüstung oder Nachrüstung kann ein vollständiger Wechsel vom alten System zur ausschließlichen Nutzung von Biomasse sein, oder es kann ein teilweiser Wechsel zu Biomasse-Systemen sein.
- **Zeitrahmen der Umrüstung oder Nachrüstung**: Je nach Größe und Art der Industrie kann die Umrüstung oder Nachrüstung innerhalb einer sehr kurzen Zeit (z.B. innerhalb eines Jahres) oder innerhalb eines langen Zeitrahmens (mehrere Jahre) erfolgen.

Die allgemeinen Schritte des Umrüstungs- und Nachrüstungsprozesses sind in Abbildung 1 vereinfacht dargestellt. Je nach Größe der Umrüstungs- oder Nachrüstungsmaßnahme kann

ihre Durchführung sehr zeitaufwändig, langwierig und kapitalintensiv sein, insbesondere bei großen Umrüstungs- und Nachrüstungsprojekten.

Abbildung 1: Vereinfachtes Schema des Umrüstungsprozesses

2.1 Beteiligte Stakeholder

Bei der Umrüstung und Nachrüstung größerer Industrien sind in der Regel mehrere Stakeholder innerhalb des Unternehmens (interne Stakeholder) und Stakeholder außerhalb des Unternehmens (externe Stakeholder) beteiligt. Die potenzielle Beteiligung und das Interesse der internen und externen Stakeholder am Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 dargestellt. Die besondere Rolle der Bürger und Konsumenten wird in Kapitel 2.2 beschrieben. Es ist wichtig, die relevanten Stakeholder für jeden Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess zu identifizieren und sie in der richtigen Phase der Projektumsetzung einzubeziehen: Oft ist es besser, sie so früh wie möglich und keinesfalls zu spät einzubeziehen, um die wichtigsten Schritte für die Umsetzung, sowie mögliche Hindernisse zu erkennen, die rechtzeitig behandelt werden müssen.

Tabelle 1: Interne Stakeholder im Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess

Interne Stakeholder	*Beteiligung und Interesse am Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess*
Top Management des Unternehmens	• Trifft die wesentlichen Entscheidungen im Unternehmen • Die Unterstützung des Umrüstungs- oder Nachrüstungsprojektes vom Management hängt von den übergeordneten Unternehmenszielen ab • Muss möglicherweise von den Vorteilen der Umrüstung und Nachrüstung überzeugt werden • Umrüstung und Nachrüstung können zu einem guten Image des Unternehmens beitragen
F&E Abteilung	• Oft verantwortlich für die Planung und Implementierung der Umrüstung oder Nachrüstung • Verantwortlich, Innovationen in das Unternehmen zu bringen
Andere Abteilungen	• Je nach Komplexität der Umrüstung oder Nachrüstung müssen möglicherweise mehrere Abteilungen des Unternehmens einbezogen werden, z.B. Abteilungen für Finanzierung, Beschaffung, Betrieb, Technologien, Umweltthemen usw.
Betriebspersonal und Techniker	• Die Techniker und das Betriebspersonal müssen ihr technisches Wissen und ihre Erfahrung einbringen

Tabelle 2: Externe Stakeholder im Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess

Externe Stakeholder	*Beteiligung und Interesse am Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess*
Entscheidungsträger und Politiker	• Definieren politische Ziele und Gesetze, die sich auf das Unternehmen auswirken könnten • Profitieren positiv von der industriellen Umrüstung und Nachrüstung, da sie zu den politischen Zielen beiträgt
Industrieverbände und Lobbygruppen der Industrie	• Beeinflussen Politiker, aber auch Unternehmensentscheidungen • Können je nach Zielen des Verbands/der Industriegruppe die Umrüstung und Nachrüstung fördern oder verhindern • An einem positiven Image der von ihnen vertretenen Industrie interessiert
Umweltaktivisten, NGOs	• Umrüstung und Nachrüstung mit starken Auswirkungen wird von Umweltaktivisten anerkannt • Die Versorgung mit Bioenergie muss nachhaltig sein und negative Auswirkungen auf die Umwelt vermeiden • Umrüstung und Nachrüstung mit geringen Auswirkungen kann von einigen Umweltaktivisten als "Greenwashing" angesehen werden.
Lokale Behörden	• Verantwortlich für die entsprechenden Genehmigungen, die für die Durchführung des Umrüstungs- oder Nachrüstungsprojekts erforderlich sind. • Können Anreize bieten
Finanzinstitute, Banken	• Stellen Finanzierung bereit (Kredite)
Bürger und Konsumenten	• Interesse an niedrigen Preisen für umweltfreundliche Produkte (z.B. wollen Fernwärmeunternehmen Wärme aus Biomasse statt aus Kohle erzeugen, um ihren Kunden nachhaltigere Wärme zu verkaufen) • Beeinflussen die Politik durch die Wahl von Politikern
Technologieanbieter	• Sind entscheidend für die Umsetzung der Umrüstung und Nachrüstung • Wollen ihre Technologien verkaufen: Sie sind daran interessiert, gute Dienstleistungen zu erbringen, um einen guten Ruf und einen problemlosen Betrieb zu entwickeln.
Externe Berater und Experten (Unternehmen, Universitäten usw.)	• Sind im Umrüstungs- und Nachrüstungsprozess von entscheidender Bedeutung, wenn es der Industrie an Fachwissen fehlt oder wenn das externe Fachwissen billiger ist als das interne • Wollen ihre Beratungsdienste verkaufen • Spezielle Berater können für Technologiegenehmigungen benötigt werden (z.B. in Bezug auf Sicherheitsfragen)
Öffentliche Presse und Medien	• Sind an Geschichten über erfolgreiche Umrüstungen und Nachrüstungen interessiert • Können Informationen an die Öffentlichkeit weitergeben und so zu einem positiven Image beitragen

2.2 Die Rolle der Bürger und Konsumenten

Der Klimawandel, der Verlust der biologischen Vielfalt und Treibhausgasemissionen haben in den letzten Jahren große Aufmerksamkeit in Gesellschaft, Politik und Medien erlangt. Dies hat dazu geführt, dass das öffentliche Bewusstsein über die Nachteile und Grenzen, der auf fossilen Brennstoffen basierenden Wirtschaft, allmählich zunimmt. Die alternative Bioökonomie zielt darauf ab, fossile Brennstoffe durch die Verwendung erneuerbarer Biomasse in Produkten und Energie zu ersetzen. Im weiteren Kontext der Bioökonomie vollzieht sich ein Paradigmenwechsel hin zu Produktions- und Verbrauchsmodi, die verantwortungsbewusster sind und auf die Tragfähigkeit des Planeten reagieren. Besonders das Sustainable Development Goal (SDG) 12 der nachhaltigen Entwicklung, welches sich auf einen verantwortungsvollen Konsum und eine verantwortungsvolle Produktion konzentriert, indem es unter anderem die Ressourcen- und Energieeffizienz fördert, soll hier erwähnt werden.

Wenn man bedenkt, dass Umrüstungs- und Nachrüstungspraktiken und ihre wirtschaftlichen sowie Nachhaltigkeitsvorteile von zentraler Bedeutung sind, muss man auch erkennen, dass die Industrien nicht in einem gesellschaftlichen Vakuum arbeiten. Neben den Dimensionen Profit und Planet wird das **Triple P** mit Menschen (engl. People) vervollständigt. Die Idee des Triple P legt nahe, dass es bei innovativen Umrüstungs- und Nachrüstungspraktiken, die auf eine bessere Nutzung nicht-fossiler Energiequellen abzielen, um mehr geht als nur um die Verbesserung der technologischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Tragfähigkeit. Die Umrüstung und Nachrüstung ist also nicht nur eine Frage der Unternehmensleistung und der Verringerung der Umweltauswirkungen, sondern auch der sozialen Verantwortung und der öffentlichen Akzeptanz. Es ist wichtig zu untersuchen, ob und wie die Umrüstung und Nachrüstung den Zielen der Effizienz (Profit) und der Nachhaltigkeit (Planet) dient. Zusätzlich ist es wichtig zu untersuchen, ob und inwieweit Umrüstungs- und Nachrüstungsinitiativen und -investitionen als gesellschaftlich geschätzt oder von den **Bürger-Konsumenten**[5] (People) als sozial und moralisch verantwortlich interpretiert werden.

Zugegeben, diese gesellschaftliche Perspektive auf die Bioökonomie ist noch nicht Mainstream und wird leicht als weit hergeholt wahrgenommen ("Was hat die Öffentlichkeit mit der Umrüstungs- und Nachrüstungspraxis in Bioenergieanlagen zu tun?"). In den folgenden Abschnitten werden jedoch mehrere Argumente und Überlegungen angeführt, um zu veranschaulichen, dass die Berücksichtigung der Verbraucher für die weitere Entwicklung der sich entwickelnden Bioökonomie sowie die Umrüstung und Nachrüstung von Bioenergieanlagen wichtig ist.

2.2.1 Bedeutung der Konsumenten in einer Bioökonomie

Mehrere Argumente sind hilfreich, um die Bedeutung des Konsums und der Verbraucher in Bezug auf die Ökologisierung der Wirtschaft zu verteidigen.

Wir leben in einer Konsumgesellschaft, die von der wirtschaftlichen, sozialen und kulturellen Bedeutung des Konsums geprägt ist. Wirtschaftswachstum und Wohlstand sind in hohem Maße vom **Konsumniveau** abhängig. Die soziokulturelle Bedeutung des Konsums

[5] In diesem Kapitel verwenden wir in erster Linie das Wort "Konsument" und verwenden es gelegentlich austauschbar mit "Bürger-Konsument". Der Begriff des Konsumenten soll hier gleichbedeutend mit Bürger oder Öffentlichkeit sein. Wir sind uns bewusst, dass die Begriffe Konsument und Bürger oft als ein binäres Paar interpretiert und im Hinblick auf unterschiedliche Verhaltensmotive und -ziele definiert werden - Verbraucher werden als eher individualistisch und kurzfristig orientiert dargestellt, während prototypische Bürger als eher kollektivistisch und unter Berücksichtigung möglicher langfristiger Folgen ihrer Verhaltensentscheidungen dargestellt werden. In der wissenschaftlichen Literatur wird der Begriff "Bürger-Konsument" verwendet, um diese Trennung zwischen beiden zu nuancieren oder zu neutralisieren. Wir werden in diesem Kapitel nicht näher auf diese Fragen eingehen, sondern lediglich darauf hinweisen, dass man bei der Verwendung von "Konsumenten Engagement" die Freiheit hat, "Bürger Engagement" oder "gesellschatliches Engagement" zu lesen.

manifestiert sich in der Identität und dem symbolischen Wert von Konsumgütern für den heutigen Menschen: "Du bist, was du kaufst". Angesichts seiner zentralen Rolle würde die Vernachlässigung des Konsums die Realität verzerren. Bei Betrachtungen zu einer Bioökonomie ist es daher besser, das unterstützende Konsumentenverhalten nicht zu ignorieren. Als Ergebnis der öffentlichen Akzeptanz und Legitimität bieten Verbraucher und Gesellschaft den Unternehmen eine Lizenz zur Geschäftstätigkeit. Allgemeine Tendenzen wie die wachsende Aufmerksamkeit der Unternehmen für die **soziale Unternehmensverantwortung** (Corporate Social Responsibility, CSR), die Bewältigung gesellschaftlicher Herausforderungen sowie die Erkenntnis in Wirtschaftskreisen, dass die gesellschaftliche Unterstützung für die wirtschaftliche Lebensfähigkeit entscheidend ist, sind vielleicht sogar noch relevanter für den Aufbau einer unkonventionellen Bioökonomie, welche die bekannte, auf fossilen Brennstoffen basierende, Wirtschaft ersetzen soll. Die Schaffung einer Alternative zum Konventionellen impliziert Konfrontation und Widerstand, der Übergang ist nie einfach. Ein Forschungsschwerpunkt, der sich darauf konzentriert, welche Positionen die Verbraucher einnehmen und welche Wege sie beim Übergang zur Bioökonomie bevorzugen, ist daher von zusätzlichem Wert für unser Verständnis der zugrunde liegenden sozialen Grundlage. Das Konsumentenverhalten könnte als Katalysator oder als ernsthafte Herausforderung für die Ökologisierung der Wirtschaft und die Umrüstung und Nachrüstung mit Bioenergie als Teil dieses Übergangs wirken.

Ein weiteres Argument dafür, die Präferenzen und Prioritäten der Konsumenten nicht aus den Augen zu verlieren, ist die Vorstellung, dass der Übergang nicht nur eine Frage der technologischen Innovation, sondern auch des gesellschaftlichen Engagements und der Veränderung des menschlichen Verhaltens ist.

Vainio et al. (2019) unterteilen den "Charakter des Wandels" explizit in **technologischen Wandel** auf der einen Seite und **Wandel des Lebensstils** auf der anderen Seite. Technologie- und Lebensstiländerungen sind nicht notwendigerweise gegensätzlich und sogar oft miteinander verbunden. Eine Unterscheidung zwischen diesen zeigt jedoch deutlicher, was Bürger-Konsumenten glauben, selbst tun zu können, und was der bioökonomische Wandel im Hinblick auf die technologischen Möglichkeiten und Folgen bedeuten könnte. Diese Arbeit bietet Anregungen für die Idee, dass konsumentenorientierte Forschung sinnvoll ist, wenn es um den bioökonomischen Wandel geht. Es trägt dazu bei, den bioökonomischen Wandel breiter zu betrachten und zu erkennen, dass es nicht nur darum geht, Effizienzmaßnahmen zu ergreifen, sondern letztlich darauf abzielt, einen positiven Einfluss auf die Ökologisierung des Produktions- und Konsumsystems insgesamt zu nehmen. Folglich sind die Bürger-Konsumenten an diesem Prozess beteiligt, haben Meinungen und Visionen dazu und sind wichtige Akteure, um der Bioökonomie die notwendige Legitimation und Unterstützung zu geben.

Während diese Aussagen in letzter Zeit Zustimmung finden, ist es in den Diskursen der Bioökonomie und der Kreislaufwirtschaft noch immer nicht üblich, sich auf das **Verhalten und das Engagement der Konsumenten** zu konzentrieren. Im Gegenteil, es muss erkannt werden, dass die Diskussionen in erster Linie technologiegetrieben sind und sich auf technologische Innovationen konzentrieren. Der Übergang von einer fossil-basierten in eine nachhaltigere Wirtschaft wird bisher in erster Linie als eine Frage der Verbesserung von Produktions- und/oder Logistikprozessen behandelt. Allerdings ist in letzter Zeit bei Wissenschaftlern und Politikern eine wachsende Erkenntnis zu beobachten, dass auch die Konsumenten Teil dieses Übergangs sind. Die Konsumenten werden aufgrund der sozialen Basis für eine Ökologisierung der Wirtschaft oder aufgrund ihrer Kaufkraft für den Kauf "grüner" Produkte berücksichtigt. In der Regel werden die Konsumenten für eher passive Akteure gehalten, nicht für proaktive Veränderungsakteure. Insgesamt wird den Konsumenten zunehmend eine bedeutende Rolle zugeschrieben, aber es bleibt oft unklar und rudimentär, was ihr Beitrag zum Übergangsprozess tatsächlich ist oder sein könnte (siehe auch Kirchherr et al., 2017). Dies bedeutet nicht, dass die jüngsten Versuche, Konsumenten und Konsum insbesondere in die Kreislaufwirtschaft einzubeziehen, entwertet werden (Sijtsema et al., 2020).

2.2.2 Verbraucherwahrnehmung und Segmentierung

In neueren Konsumentenstudien im Bereich der biobasierten Ökonomie wird festgestellt, dass die **Verbraucherwahrnehmung** der biobasierten Ökonomie im Allgemeinen und einiger konkreter biobasierter Konsumgüter nicht klar, eindeutig und stabil ist (Onwezen et al., 2017; Pfau et al., 2017; Sijtsema et al., 2016). Solche Studien deuten darauf hin, dass viele Konsumenten mit der Bioökonomie nicht vertraut sind, sie missverstehen oder vage Zweifel daran haben. Alles in allem zeigt die bisherige Forschung, dass eine Lücke zwischen der Wahrnehmung der Konsumenten und dem bioökonomischen Wandel besteht. In dieser Hinsicht scheint sich seit einer früheren Studie nicht viel geändert zu haben, in der "Mangel an Wissen und angemessenem Informationsfluss sowie unzureichende Wahrnehmung und Akzeptanz" als wichtigste nicht-technische Herausforderungen im biobasierten Bereich genannt wurden (Rösch & Kaltschmitt, 1999: 347). Angesichts der gegenwärtigen Situation, in welcher die Bioökonomie kein Hauptanliegen der Konsumenten zu sein scheint, sind Information und Bewusstseinsbildung immer noch Voraussetzungen für die Etablierung von Konsumenten-Engagement. Information und Beteiligung sind notwendige Schritte, damit die Konsumenten zu tatsächlichen Wegbereitern der Bioökonomie werden können.

Es wird erwartet, dass sich die Konsumenten in ihrem Engagement und ihrem Enthusiasmus zur Unterstützung der Ökologisierung der Wirtschaft unterscheiden. Menschen sträuben sich oft vor Veränderungen und bevorzugen die Dinge so, wie sie sind (siehe z.B. Kahneman & Tversky, 1979 oder Samuelson & Zeckhauser, 1988 für frühere Studien). Diese so genannte **Status-quo-Verzerrung** ist verständlich, wenn man bedenkt, dass Veränderungen mehr Unsicherheiten, Unvorhersehbarkeiten, Risiken, Kosten und Anstrengungen mit sich bringen können.

Im Gegensatz zu dieser natürlichen negativen Wahrnehmung können Veränderungen auch mit **positiven Wahrnehmungen** wie Attraktivität, Aufregung, Verbesserung und Wert in Verbindung gebracht werden. Konsumenten sind neugierig auf Neuheiten und glauben an den Fortschritt. In dieser Hinsicht sind die Verbrauchertypen von Rogers (1962) immer noch aufschlussreich. Es wurden fünf Kategorien unterschieden, die von Innovatoren und frühen Anwendern über die frühe Mehrheit und die späte Mehrheit bis hin zu Nachzüglern reichen. Die ersten sind empfänglich für Innovationen. Innovatoren und frühe Anwender sind bereit und in der Lage, mit Unsicherheiten umzugehen und die mit Innovationen einhergehenden Risiken einzugehen. Im Gegensatz zu diesen Avantgarde-Führern ist das Engagement und die Unterstützung für Innovationen bei der späten Mehrheit und den Nachzüglern gering und langsam. Eine weitere Unterscheidung lässt sich treffen zwischen angeborener Innovationsfähigkeit, die als Persönlichkeitsmerkmal definiert werden kann, das die angeborene Neigung eines Individuums, neue Erfahrungen zu suchen, widerspiegelt (Hirschman, 1980), und der domänenspezifischen Innovationsfähigkeit, die die Veranlagung eines Individuums für bestimmte Interessensgebiete erfasst und die Tendenz widerspiegelt, neue Produkte oder Ideen aus diesem Bereich schnell zu übernehmen (Bartels & Reinders, 2011; Goldsmith & Hofacker, 1991). Die bereichsspezifische Innovationsfähigkeit ist oft eng mit der Beteiligung an und dem Wissen über einen bestimmten Produktbereich verbunden. So sind einige Personen beispielsweise sehr an technischen Geräten interessiert, während sich andere für Lebensmittel, Autos oder Haushaltsgeräte interessieren, um nur einige zu nennen.

Beide Neigungen können als zwei grundlegende menschliche Tendenzen angesehen werden: **Neophobie** (d.h. die Angst vor Neuem) und **Neophilie** (d.h. der Drang nach Neuem). Die Folge ist ein Wechsel zwischen Akzeptanz und Vermeidung von Innovationen. Ein solcher Wechsel kann ambivalente Gefühle hervorrufen, die z.B. die Sensibilität der Menschen für die wahrgenommenen Risiken oder die Unnatürlichkeit innovativer Produktionsprozesse bzw. die Kauf- und Konsumabsicht von Endprodukten, die durch technologiegetriebene Innovationen hergestellt werden, beeinflussen. Dies bezieht sich direkt auf einen weiteren Aspekt der Meinungen und Reaktionen der Konsumenten auf Innovationen.

Neben der neophoben Abneigung und der neophilen Empfänglichkeit für Innovationen könnte es relevant sein, zwischen **innovativen Produktionsprozessen** und **Innovationen, die in neuen Konsumgütern realisiert werden**, zu unterscheiden. Letztere werden für die Verbraucher im Allgemeinen konkreter sein und ihnen die Möglichkeit geben, diese Produkte zu kaufen und zu nutzen. Innovationen im Bereich der Produktionsprozesstechnologien werden für die Konsumenten im Allgemeinen abstrakter sein und/oder den Eindruck erwecken, dass die Rolle, die sie spielen könnten, weniger einflussreich ist. Im Hinblick auf das Engagement der Konsumenten und die Akzeptanz von Umrüstungen und Nachrüstungen scheint es wichtig, auch diesen Unterschied im Auge zu behalten. Schließlich geht es bei der Umrüstung und Nachrüstung in erster Linie um die Innovation von Produktionsprozessen und nicht um die von Konsumgütern. Dies entfremdet die Verbraucher im Prinzip von Umrüstungs- und Nachrüstungsinitiativen.

Das umfassendere Ziel der Umrüstung und Nachrüstung ist die Nachhaltigkeit, und daher muss das Engagement der Verbraucher unter dem Gesichtspunkt des **nachhaltigen Konsums** gesehen werden. Dieses aufstrebende Forschungsfeld hat zahlreiche Belege dafür erbracht, dass die Wahl der Verbraucher nicht nur von egozentrischen, preisbewussten oder auf Bequemlichkeit ausgerichteten Motiven bestimmt wird, sondern dass sich die Verbraucher oft der möglichen schädlichen Folgen ihrer Verhaltensentscheidungen bewusst sind, bewusst ökologische oder gesellschaftliche Belange berücksichtigen und versuchen, einen entsprechenden "grünen" Konsumstil zu wählen.

Es hat sich gezeigt, dass sich das Engagement der Konsumenten für die Nachhaltigkeit unterscheidet und verschiedene Verbrauchersegmente unterschieden werden können. Eine Studie zur Umweltsegmentierung von Defra (2008) beispielsweise findet sieben Cluster mit unterschiedlichen Überzeugungen über Umweltfragen und Umweltverhalten. Die Segmente umfassen positive Grüne und besorgte Verbraucher auf der "grünen" Seite sowie vorsichtige Teilnehmer oder ehrlich Ausgekoppelte auf der Seite von geringem Potenzial und unfreiwilliger "Nicht-Grünheit".

2.2.3 Untersuchung der Rolle der Konsumenten bei Umrüstungen und Nachrüstungen

In diesem Abschnitt wird beschrieben, wie das Interesse und die Unterstützung der Konsumenten für die Ökologisierung der Wirtschaft und insbesondere für die Bemühungen um die Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie untersucht werden können. Der Ansatz basiert auf den Präferenzen und Prioritäten der Bürger in Bezug auf Nachhaltigkeit, technologische Innovation und die Verantwortung der Industrie für die Ökologisierung der Wirtschaft. Es ist wichtig zu untersuchen, was die Verbraucher persönlich für wichtig und wertvoll halten (Wie "grün" sind die Verbraucher selbst?) und was die Verbraucher von der Industrie erwarten und ob sie der Geschäftspolitik der Unternehmen im Bereich der sozialen Verantwortung vertrauen (Wie verantwortungsvoll und zuverlässig wollen die Verbraucher, dass die Unternehmen dabei sind, die Wirtschaft umweltfreundlicher zu gestalten?).

Die Zustimmung und Akzeptanz der Konsumenten kann untersucht werden, indem man ihr Vertrauen und Misstrauen sowie ihre Einstellung zum "Greenwashing" eines Unternehmens untersucht (Cho, 2006; Leonidou & Skarmeas, 2017). Die Konsumenten können z.B. gebeten werden, auf folgende Aussagen zu antworten:

- Unternehmen täuschen (mit Worten oder visuellen Mitteln) über die Umwelteigenschaften ihrer Produktionspraktiken oder Endprodukte.
- Unternehmen liefern vage oder scheinbar unbeweisbare Behauptungen über die Umwelteigenschaften ihrer Produktionsmethoden.
- Unternehmen überbewerten oder übertreiben die Umweltaspekte ihrer Produktionsprozesse.

- Unternehmen lassen wichtige Informationen über die tatsächlichen Umwelteigenschaften ihrer Produktionsprozesse weg oder verbergen sie.
- Unternehmen fördern sowohl den Nutzen für die Verbraucher als auch ihren eigenen.
- Unternehmen betreiben ihr Gewerbe in verantwortungsvoller und zuverlässiger Weise.

Dies kann weiter untersucht werden, indem man den Rahmen von Mazutis & Slawinksi (2015) berücksichtigt, in dem die beiden Dimensionen der Authentizität von CSR-Aktivitäten, Unterscheidbarkeit und soziale Verbundenheit, definiert werden (Abbildung 2). Sie beschreiben die Wahrnehmung der Stakeholder zur Corporate Social Responsibility (CSR, soziale Unternehmensverantwortung).

Abbildung 2: Wahrnehmung der Authentizität der CSR Bemühungen (Mazutis and Slawinski, 2015: 144)

Obwohl diese Konzeption im Allgemeinen für CSR-Bemühungen entwickelt wurde, kann sie auch im speziellen Fall von Bioenergie-Umrüstungen und -Nachrüstungen hilfreich sein. Für die **öffentliche Akzeptanz** und das Konsumenten-Engagement scheint es von erheblicher Bedeutung zu sein, ob eine Industrie klar kommuniziert, und in der praktischen Umsetzung beweist, dass ihre Umrüstungs- und Nachrüstungsaktivitäten Teil der sozialen Verantwortung einer Industrie sind und über ihr eigenes Geschäftsinteresse hinausgehen. Andererseits ist es nicht schwer, sich vorzustellen, dass die Sympathie und Unterstützung der Konsumenten für die Umrüstungs- und Nachrüstungsbemühungen einer Industrie durch eine Geschäftsstrategie erleichtert wird, die explizit ihr Engagement und ihre Verbundenheit mit der Lösung gesellschaftlicher Herausforderungen zum Ausdruck bringt. Aus dieser Perspektive wird eine Industrie als ehrlicher wahrgenommen, wenn die soziale Verantwortung der Unternehmen Teil der Identität eines Unternehmens ist und in Geschäftsentscheidungen zum Ausdruck kommt (authentisch). Initiativen zur Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie ohne öffentliche Kommunikation könnten zu Zynismus und Misstrauen bei den Konsumenten führen (unaufrichtig). Geschäftsaktivitäten, die im sozialen Kontext nicht fair, gerecht, transparent oder nachhaltig sind, werden als unehrlich angesehen, wenn sie zu den Grundwerten und dem Zweck eines Unternehmens gehören (irreführend). Ein Unternehmen, das sich explizit mit CSR assoziiert, ohne dies in der Geschäftspraxis ernst zu nehmen, wird, abgesehen von isolierten Entscheidungen zum Schutz seines Rufs oder seines "philantropischen Charakters", von den Verbrauchern im Sinne des Greenwashing negativ beurteilt (unauthentisch).

Die Wahrnehmung der Verbraucher hängt auch von der **Anonymität** gegenüber der **Bekanntheit** einer Industrie ab, welche Bioenergie-Umrüstungen und -Nachrüstungen durchführt. Konsumenten, die in der Nähe einer Industrieanlage wohnen, in welcher eine Bioenergie-Umrüstung oder Nachrüstung durchgeführt wird, und vielleicht sogar wirtschaftlich davon abhängig sind, reagieren möglicherweise anders als diejenigen, für welche die Umrüstung und Nachrüstung als abstraktes und weit entferntes Phänomen gilt. Darüber hinaus hängt die Wahrnehmung der Konsumenten davon ab, ob und inwieweit sich diese sowie die Prioritäten in Bezug auf die verschiedenen beteiligten Industrien unterscheiden. Haben die Konsumenten zum Beispiel höhere Erwartungen, wenn es um die Zellstoff- und Papierindustrie geht, oder glauben sie, dass zum Beispiel fossile Raffinerien die Pflicht haben, bei der Ökologisierung der Wirtschaft eine Vorreiterrolle zu übernehmen?

2.3 Motivation für Umrüstungen und Nachrüstungen

Die Motivation der Industrie, in eine Umrüstung oder Nachrüstung zu investieren, kann vielfältig sein. Die Industrien müssen sich an die Gesetzgebung halten und müssen entweder wirtschaftlich rentabel sein oder sollten zumindest keine Verluste machen. Öffentliche Unternehmen dürfen manchmal keine Gewinne erzielen, während private Unternehmen in der Regel Gewinne erzielen wollen, die unter den Firmeninhabern aufgeteilt oder reinvestiert werden, um das Unternehmen wachsen zu lassen.

Darüber hinaus können die folgenden strategischen Ziele für Unternehmensentscheidungen zur Bioenergie-Umrüstung oder Nachrüstung von Bedeutung sein:

- Langfristiges Marktwachstum
- Technologische Führungsposition
- Kurzfristige Rentabilität
- Finanzielle Erträge für Eigentümer
- Sicherheit der lokalen Rohstoffversorgung
- Umweltthemen

2.3.1 Einhaltung der Gesetzgebung

Da die Industrien die Gesetzgebung einhalten müssen, kann jede gesetzliche Maßnahme ein sehr wirkungsvolles Instrument sein, um die Industrien zur Umrüstung oder Nachrüstung auf Bioenergie zu motivieren. **In Umfragen wurde die Gesetzgebung sogar als Hauptgrund für die Umrüstung und Nachrüstung genannt** (Nuhoff-Isakhanyan et al., 2019). Rechtliche Aspekte für die Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie werden im BIOFIT-Bericht über "Rahmenbedingungen für die Umrüstung und Nachrüstung der europäischen Industrie auf Bioenergie" beschrieben (Rutz et al., 2019).

Werden die **Externalitäten (auch Externe Effekte)** nicht berücksichtigt, ist die Nutzung fossiler Brennstoffe in der Regel sehr günstig. In der Vergangenheit und auch heute noch werden fossile Energien oft direkt oder indirekt unterstützt, indem die Externalitäten vernachlässigt werden. Die Regierungen haben im Allgemeinen das Recht, die Einbeziehung der Externalitäten in die Endpreise der industriellen Dienstleistungen und Produkte sicherzustellen. Daher könnten sie geeignete Gesetze erlassen, welche entweder fossile Energien verbieten, externe Kosten z.B. durch CO_2-Steuern einbeziehen oder erneuerbare Energien unterstützen. Mit dem Pariser Klimaabkommen über die Eindämmung des Klimawandels haben mehrere Regierungen in Europa in jüngster Zeit eine solche Gesetzgebung entwickelt, um schrittweise zu einer CO_2-neutralen Wirtschaft überzugehen. Im Allgemeinen wird anerkannt, dass wichtige Schritte zu mehr Nachhaltigkeit in der Regel mit der Einführung geeigneter Gesetze verbunden sind.

Ein konkretes Beispiel für ein geeignetes Gesetzgebungsinstrument könnte die **Besteuerung von CO_2-Emissionen** sein. Aufgrund der geringeren Emissionen könnten die Preise für Biomasse im Vergleich zu denen von Kohle niedriger sein. Ein weiteres Beispiel ist das schrittweise Verbot der Nutzung fossiler Brennstoffe, wie z.B. der Ausstieg aus der Kohle, welche von einigen europäischen Regierungen durchgesetzt wird.

2.3.2 Wirtschaftliche Fragen

Direkte wirtschaftliche Vorteile können eine wichtige Motivation für die Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie sein. Das ist dann der Fall, wenn die Investitionsausgaben (CAPEX) für die Technologie und die Betriebsausgaben (OPEX) für die Nutzung von Biomasse während der gesamten Lebensdauer der Technologie günstiger sind als die Nutzung der bestehenden Technologie. Diese wirtschaftlichen Vorteile können auf eine höhere Effizienz neuer Anlagen oder auf niedrigere Rohstoffpreise zurückzuführen sein.

Eine Barriere für die Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie ist der relativ **hohe CAPEX** der Anlagen im Vergleich zu fossilen Technologien. Dies kann durch staatliche Anreize gemildert werden.

Der OPEX hängt von den Preisen für fossile und erneuerbare Rohstoffe ab, welche schwer vorhersehbar sind. In einer Studie (Nuhoff-Isakhanyan et al., 2019) erwähnten mehrere Interessengruppen, dass die im Vergleich zu Kohle niedrigere Besteuerung von Biomasse die Möglichkeit zur Umrüstung und Nachrüstung bietet. Es wurde in der Studie sogar erwähnt, dass einige Projekte ohne eine CO2-Steuer nicht durchführbar wären.

Indirekte wirtschaftliche Vorteile stehen in Zusammenhang mit einer erhöhten Nachfrage nach nachhaltigen Produkten oder einem besseren Image der Industrie durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Dabei ist es wichtig, nur Umrüstungen und Nachrüstungen mit großen Umweltverbesserungen für Marketingzwecke zu verwenden, da dies sonst als "Greenwashing" betrachtet werden könnte, was die gegenteilige Wirkung haben und ein negatives Image der Industrie schaffen könnte.

2.3.3 Strategien zur RIsikominderung

Jede Änderung der Technologien kann zusätzliche Risiken mit sich bringen, aber möglicherweise auch Risiken reduzieren. Die folgende Liste beschreibt einige Risiken, die bei Umrüstungs- und Nachrüstungsprojekten berücksichtigt werden könnten:

- **Schwankende Preise für Biomasse**: Je mehr Biomasse für Bioenergiezwecke verwendet wird, desto größer ist die Konkurrenz um die Biomasse. Dies könnte in Zukunft die Preise für Biomasse erhöhen. Andererseits ist die logistische Infrastruktur umso besser, je mehr Biomasse verwendet wird, was zu niedrigeren Preisen in der Biomasselogistik führen könnte.
- **Schwankende Preise für fossile Energien**: Fossile Ressourcen (Öl, Gas, Kohle) nehmen aufgrund ihrer Nutzung ab. Langfristig wird ein ständiger Preisanstieg erwartet, aber mit der Entdeckung neuer Reserven können die Preise kurzfristig stagnieren oder sogar sinken.
- **Versorgungssicherheit mit Biomasse**: Die Versorgung mit Biomasse-Rohstoffen sollte so weit wie möglich durch langfristige Verträge gesichert werden.
- **Versorgungssicherheit mit fossiler Energie**: Die Erschöpfung der fossilen Reserven kann das Versorgungsrisiko für fossile Brennstoffe erhöhen.
- **Technologie-Sensibilität und -Zuverlässigkeit**: Biomassetechnologien können ebenso zuverlässig sein wie fossile Energietechnologien, aber dies hängt von der Technologie selbst ab und sollte für jede Technologie einzeln bewertet werden.

- **Notfallausrüstung**: Für alle Energieanlagen können Back-up-Systeme erforderlich sein, um das Risiko eines Ausfalls zu mindern.
- **Änderungen in der Sicherheit**: Sicherheitsfragen müssen bei jedem Umrüstungs- und Nachrüstungsprojekt eine hohe Priorität erhalten. Je nach der ersetzten Technologie und der neuen Biomassetechnologie können die Sicherheitsrisiken (z.B. Explosionsrisiko) zu- oder abnehmen.
- **Abhängigkeiten von anderen Industrien**: Abhängigkeiten von vor- oder nachgelagerten Industrien der alten oder der umgerüsteten Technologie können unterschiedliche Risiken mit sich bringen.
- **Berücksichtigung von anderen erneuerbaren Energien, die nicht auf Rohstoffen basieren**: Jede andere Technologie für erneuerbare Energien, die nicht auf materielle Rohstoffe angewiesen ist, wie z.B. Solarthermie, Photovoltaik, Windenergie oder Umgebungsenergie, sollte als Ergänzung zu Biomassetechnologien in Betracht gezogen werden.
- **Änderung der politischen Richtlinien**: Die Politik ändert sich derzeit mehr zugunsten der erneuerbaren Energien als zugunsten der fossilen Brennstoffe. Daher ist die Umrüstung und Nachrüstung der Industrien mit Biomasse im Allgemeinen eine Maßnahme, um das Risiko von Politikänderungen zu verringern.

3 Bioenergiebereitstellung für Industrien

3.1 Biomassepotential

In der EU28 ist die **Landwirtschaft der größte Biomasselieferant**[6] mit einem relativen Gewichtsanteil von ca. 65% der Trockenmasse (von 13% in Finnland bis 90% in Griechenland, Malta, Ungarn und Zypern), gefolgt von der Forstwirtschaft mit 34% des Trockenmasseanteils (von 8% in Malta bis 87% in Finnland). Das relative Biomassegewicht aus der **Fischerei** beläuft sich dagegen auf weniger als 1%. In der Landwirtschaft machen die Feldfrüchte fast 62% des Biomasseangebots aus, gefolgt von den Ernterückständen (23%) und der Biomasse von Weideflächen (15%). Die dominierende Quelle für Biomasse aus der **Forstwirtschaft** ist das Rohholz, welches fast 70% der Gesamtmenge ausmacht (Gurría et al. 2017).

Bioenergie kann aus einem breiten Spektrum von Rohstoffen gewonnen werden, z. B. Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft oder andere Arten von Biomasse Reststoffen und Abfällen. Die Forstwirtschaft ist die wichtigste Quelle für Biomasse zur Energiegewinnung. Bioenergie ist nach wie vor die wichtigste Quelle für erneuerbare Energien in der EU, gemessen am Bruttoendverbrauch, wie in Abbildung 3 zu sehen ist (Scarlat et al., 2019).

[6] Inkl. Biomasse für Nahrungs- und Futtermittel, Produkte und Energie

Abbildung 3: Anteil der erneuerbaren Energie am Bruttoendenergieverbrauch der EU im Jahr 2016 und Aufschlüsselung des Bioenergiebeitrags (Scarlat et al., 2019)

Das gesamte Angebot an **landwirtschaftlicher Biomasse** in Europa, welches sich wie folgt zusammensetzt, beläuft sich auf etwa 765 Mio. Tonnen pflanzliche Biomasseäquivalente (Trockensubstanz)(Gurría et al. 2017):

- Die Ernteproduktion wird für das Jahr 2013 auf 478 Mio. Tonnen Trockensubstanz (t TS) Biomasse in der EU-28 geschätzt (d.h. ca. 2 Mrd. t frische Biomasse).
- Gesammelte Ernterückstände liefern zusätzliche 100 Mio. t TS.
- 19 Mio. t TS Biomasse stammen von Weiden und Wiesen.
- Etwa 10 Mio. t TS könnten zusätzlich aus Ernterückständen gesammelt werden, ohne Ökosystemleistungen wie den Bodenkohlenstoffhaushalt, die Bodenfruchtbarkeit, die Wasserrückhaltung usw. zu beeinträchtigen.
- Rund 67 Mio. t TS pflanzliche Biomasseäquivalente werden importiert, davon 53% in Form von pflanzlichen Produkten (unverarbeitet), 25% in Form von Nahrungsmitteln und der Rest in Form von Produkten aus bio-basierten Materialen (ca. 22%).

In der Landwirtschaft sind die Hauptquellen für Biomasse primäre Rückstände von Ackerkulturen in Form von Stroh sowie Rückstände aus der Pflege von Dauerkulturplantagen wie Obst- und Beerenbäumen, Nüssen, Oliven, Weinreben und Zitrusfrüchten. **Stroh** als Nebenprodukt der Getreideproduktion ist ein potentieller Rohstoff für die Energieerzeugung. Stroh wird in der Regel als Dünger auf dem Feld belassen oder im Sinne einer Kreislaufwirtschaft als Einstreu und dann als Dünger verwendet. Das Stroh auf dem Feld zu lassen, bietet viele Vorteile, unter anderem im Hinblick auf die Nährstoffversorgung und die Humusbildung. Wenn jedoch auf Weizen der Anbau von Raps folgt, könnte die Strohernte vorteilhaft sein, da weniger Pflanzenmaterial auf dem Feld verbleibt, um zu verrotten. Es muss also für jeden Einzelfall entschieden werden, ob die Nutzung von Stroh sinnvoll ist. Darüber hinaus könnte die Nährstoffbilanz durch Stroh-Asche-Rezirkulation oder Düngung mit Holzasche verbessert werden, wenn dies gesetzlich zulässig ist (z.B. in Schweden).

Abbildung 4: Kurzumtriebsplantage mit Pappeln (Quelle: Rutz D.)

Darüber hinaus könnten **Kurzumtriebsplantagen** (engl. Short rotation coppice, SRC) (Abbildung 4) und spezielle Energiepflanzen ein vielversprechender Rohstoff für die Bioenergieproduktion sein. Die Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen auf Ackerland ist eine extensive Form der Landnutzung, da der Bedarf an Düngemitteln und Pestiziden im Vergleich zu anderen Kulturen gering ist. Schnell wachsende Baumarten (Weiden, Pappeln, Paulownien, Robinie usw.) können in mehrjährigen Erntezyklen als Energiepflanzen verwendet werden. Die Umtriebszeit (Zeitraum der Erntezyklen) hängt von der Pflanzgruppe, der Nutzungsintensität, dem Verwendungszweck des Rohstoffs und den gegebenen Standortbedingungen ab. Wenn die Bäume erntereif sind (nach zwei bis acht Jahren), werden sie gefällt, gehackt und transportiert. Einige Arten könnten auch auf marginalen Flächen zur Rekultivierung ehemaliger Kohlebergwerke verwendet werden. Zum Beispiel ist die Robinie (Robinia pseudoacacia) eine sehr geeignete Baumart für trockene Böden mit geringem Kohlenstoffgehalt.

Spezielle Energiepflanzen wie Miscanthus haben ebenfalls einen sehr geringen Bedarf an Düngemitteln. Anbau und Ernte sind mit anderen landwirtschaftlichen Kulturen vergleichbar.

Die Fläche in der EU28, auf der derzeit Kurzumtriebsplantagen und spezielle mehrjährige Energiepflanzen angebaut werden, umfasst derzeit allerdings nur 117.401 ha. Bei den angebauten Pflanzen handelt es sich hauptsächlich um Pappel, Weide und Miscanthus (Bioenergy Europe, 2019).

Die **Waldbiomasse** in der EU28 wird insgesamt auf fast 370 Mio. t TS geschätzt. Die geschätzte Gesamtentnahme von Primärholz aus dem Wald in der EU28 beläuft sich auf 252 Mio. t TS, während der Nettoimport von Rundholz auf etwa 6,8 Mio. t TS geschätzt wird. Die Entnahmen aus den Wäldern setzen sich aus 78,6% Industrierundholz und 21,4% Brennholz zusammen. Brennholz besteht schätzungsweise zu 33% aus Stammholz und zu 67% aus anderen Holzkomponenten (Äste, Baumkronen, Stämme mit geringerer als handelsüblicher Qualität). Zusätzlich zu den als Brennholz klassifizierten Entnahmen umfasst

die Gesamtmenge der energetisch genutzten holzigen Biomasse in der Holzressourcenbilanz auch sekundäre Rückstände aus der Holzverarbeitung, Schwarzlauge, Entnahmen aus fremden Wäldern, importierte sekundäre Rückstände und Holzpellets, Altholz und auch einen Teil des Industrierundholzes, welches als Holz für die stoffliche Nutzung klassifiziert wird. Der Netto-Import von Neben- und Koppelprodukten (inkl. Holzpellets) beträgt etwa 8 Mio. t TS, während der Netto-Import von Zellstoff 13 Mio. t beträgt (Gurría et al. 2017).

Im Jahr 2015 betrugen **Wald und bewaldete Flächen** in der EU28 etwa 181 Mio. ha, was 42% der Gesamtfläche ausmacht. Dies entspricht in etwa der landwirtschaftlich genutzten Fläche in der EU28. Die für die Holzversorgung zur Verfügung stehende Waldfläche betrug 134 Mio. Hektar. Die folgenden 7 der EU28-Mitgliedstaaten hatten 2015 mindestens die Hälfte ihrer Landfläche mit Wäldern und anderen bewaldeten Flächen bedeckt: Portugal, Spanien, Lettland, Estland, Slowenien, Schweden und Finnland. In den letzten Jahrzehnten hat die Waldfläche in der EU28 zugenommen: Zwischen 1990 und 2015 nahmen Wald und andere bewaldete Flächen um 5,2% zu (siehe Abbildung 5). Im Durchschnitt werden nur etwa 63% des jährlichen Waldzuwachses genutzt (Bioenergy Europe, 2019).

Abbildung 5: Entwicklung des Waldbestandes und des Vorrates, der für die Holzversorgung zur Verfügung steht (Quelle: Bioenergy Europe, 2017)

Die **Eigentümerstruktur** der Waldfläche ist in jedem Land unterschiedlich. Die Wälder in der EU28 sind in kleine Familienbetriebe, Staatswald und Großgrundbesitz von Unternehmen unterteilt. Insgesamt befanden sich 2010 rund 60% der Wälder der EU28 in Privatbesitz. Dieser Prozentsatz ist am höchsten in Portugal (98,4%) und am niedrigsten in Bulgarien (13,2%) (Bioenergy Europe, 2019).

Holz, welches direkt aus Wäldern stammt, macht etwa 38% der festen Biomasse aus, die in der EU28 zur Energieerzeugung verwendet wird. Darüber hinaus liefert die Holzindustrie (industrielle Nebenprodukte und Pellets) über 50% der festen Biomasse, die für Bioenergie verwendet wird (Bioenergy Europe, 2019). Das Angebot an Holz-Biomasse aus der

holzbasierten Industrie hängt von der wirtschaftlichen Marktsituation ab: Je mehr Schnittholz beispielsweise produziert wird, desto mehr Nebenprodukte stehen zur Verfügung.

Darüber hinaus sind die **Importe von festen Biomassebrennstoffen** im letzten Jahrzehnt gestiegen und betrugen im Jahr 2016 8,5% der gesamten Primärenergieproduktion aus festen Biobrennstoffen. Hauptsächlich werden Pellets, die als Brennstoff in Kraftwerken verwendet werden, von außerhalb der EU28 importiert, insbesondere aus den Vereinigten Staaten, Kanada und Russland (Bioenergy Europe, 2019).

Es gibt ein deutliches **Potenzial zur Intensivierung der Waldnutzung für Energiezwecke** in der EU28, da, wie bereits erwähnt, nur 60-70% des jährlichen Zuwachses der EU Wälder geerntet werden. Gegenwärtig werden etwa 42% des Holzeinschlags energetisch genutzt; Rückstände aus der weiteren Verarbeitung haben einen erheblichen Anteil. Jüngste Prognosen für 2030 beziffern das nachhaltig realisierbare Energieholzpotenzial aus den Wäldern der EU28 auf bis zu 675 Mio. m³ (=146 Mio. toe (Tonnen Öläquivalent)) pro Jahr, vorausgesetzt, es werden intensive Anstrengungen zur Holzmobilisierung unternommen (Europäische Kommission, 2019).

Futter- und Lebensmittel sind die wichtigsten Kategorien der **Nutzung von Biomasse**, die über 60% der gesamten Biomasse ausmachen. Der Anteil der Bioenergie an der Gesamtbiomasse in der EU-28 liegt bei etwa 19%. Es ist jedoch wichtig zu erwähnen, dass Biogas und Strom aus Biomasse dabei nicht berücksichtigt wurden. Bio-basierte Materialien sind die drittgrößte Gruppe (Gurría et al. 2017).

Die für **Futter- und Lebensmittel** verwendete Biomasse ist fast ausschließlich landwirtschaftlichen Ursprungs. 71% der gesamten landwirtschaftlichen Biomasse (in Trockenmasse) werden als Lebens- und Futtermittel verwendet: 69% werden als Tierfutter und Einstreu zur Herstellung von Lebensmitteln tierischen Ursprungs verwendet, während der Rest direkt als pflanzliche Nahrung konsumiert wird (Gurría et al. 2017).

Der größte Teil der für **Bioenergie** verwendeten Biomasse stammt aus forstwirtschaftlichen Produkten. Im Jahr 2013 wurden schätzungsweise 178,7 t TS Holz direkt oder indirekt aus dem Wald energetisch genutzt. Nur 2% des landwirtschaftlichen Angebots der EU werden zu nachhaltigen Biokraftstoffen für den Verkehrssektor verarbeitet. Der Rest wird entweder als bio-basiertes Material genutzt oder fällt als Abfall an. Die Verwendung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor der EU belief sich im Jahr 2013 auf insgesamt 12 ktoe in der Energiebilanz. Der Hauptanteil an der gesamten Biomasse, die dem Verkehrssektor zur Verfügung stand, entfiel 2013 mit über 90% auf die gewöhnlichen Ackerkulturen. Auf der Grundlage der verfügbaren Daten wird das Volumen der Ackerpflanzen, die dem Verkehrssektor zugeführt werden, auf 15 Mio. t TS im Jahr 2013 geschätzt. Deutschland war der Hauptlieferant mit 12 Mio. t TS, gefolgt von der Slowakei (668.000 t TS) und Rumänien (475.000 t TS) (Gurría et al. 2017).

Fast alle **bio-basierten Materialien** stammen aus der Forstwirtschaft, wobei der größte Anteil auf Produkte aus Massivholz entfällt. Im Jahr 2013 wurden 189,9 Mio. Tonnen TS Holz für Bio-Materialien verwendet. Die EU28 ist auch ein Nettoexporteur (14,3 Mio. t TS) von Massivholzprodukten.

Das Projekt Biomass Energy Europe (BEE) [7] verglich mehr als 70 Studien zur Potenzialabschätzung von Biomasse. Dabei wurde festgestellt, dass die Schätzungen aufgrund unterschiedlicher Definitionen des Potenzials und aufgrund unterschiedlicher angewandter Methoden stark voneinander abweichen. Dennoch stimmen die meisten Studien darin überein, dass die **Biomassepotenziale aus der Forstwirtschaft und aus Abfällen über die Zeit relativ stabil sind**. Die erhebliche Unsicherheit kommt mit der Frage, wie viel Biomasse für die Energiegewinnung die EU-Landwirtschaft liefern könnte. Die Landwirtschaft

[7] http://www.eu-bee.eu/

scheint somit der Schlüssel für eine groß angelegte Ausweitung der Biomasseversorgung zu sein (Europäische Kommission, 2019).

Schätzungen für das **Potenzial von Energiepflanzen** reichen von 79 bis 377 Mtoe (3,3 - 15,8 EJ). Das tatsächliche Potenzial hängt von der für die Produktion in Betracht gezogenen Fläche, der Kulturpflanzenvielfalt und der Auswahl der Arten sowie der Intensität der landwirtschaftlichen Bewirtschaftungspraktiken ab. Auch die Ernährungssicherheit und der Ausschluss von Naturschutzgebieten wurden in den Potentialstudien berücksichtigt (Faaij, 2018).

Das Potenzial an **landwirtschaftlichen Reststoffen** liegt zwischen 45 und 67 Mtoe (1,9 - 2,8 EJ) und hängt von der Art der Rückstände für die Energiegewinnung (zum Beispiel nur Stroh und Maisstängel oder auch Stecklinge und Strauchschnitt), von den Witterungseinflüssen und von den Bodenschutzmaßnahmen ab (Faaij, 2018).

Was die Waldbiomasse betrifft, erreichen die Schätzungen, die eine aktive nachhaltige Waldbewirtschaftung und eine ressourceneffiziente Nutzung von Rückständen aus der holzverarbeitenden Industrie berücksichtigen, bis zu 174 Mtoe (7,3 EJ) (Faaij, 2018).

Die Verfügbarkeit von **biologisch abbaubaren Abfällen** hängt stark von der Art und Weise ab, wie die Abfallwirtschaft in den jeweiligen Sektoren betrieben wird; sie liegt zwischen 40 und 119 Mtoe (1,7 - 5 EJ) (Faaij, 2018).

3.2 Biomasse Rohstoffe

Pellets

Ein Holzpellet mit oder ohne Zusatzstoffe ist ein komprimiertes Material, normalerweise zylindrisch mit gebrochenen Enden, mit einer Länge von typischerweise 5-40 mm und einem Durchmesser von maximal 25 mm. Der Feuchtigkeitsgehalt von Holzpellets beträgt normalerweise weniger als 10% und der Aschegehalt bis zu 3%. Pellets werden üblicherweise in einer Pelletspresse hergestellt.

Die Vorteile von Pellets gegenüber Rundholz oder Hackgut sind unter anderem die Möglichkeit, die Verbrennung aufgrund des gleichmäßigen Brennstoffs zu optimieren, die reduzierten Transportkosten aufgrund der erhöhten Brennstoff-Schüttdichte und die Verbesserung der thermischen Verbrennungseigenschaften.

Herkömmliche Pellets werden **aus holzartiger Biomasse** wie Sägemehl, Hackschnitzel oder Waldrestholz hergestellt, aber es gibt eine Vielzahl von Rohstoffen, die wie in Abbildung 6 dargestellt, pelletiert werden können. Einige Beispiele sind Papierprodukte, Biomasseabfälle, Mais, Baumwollsamen, Hanf, Miscanthus, Schilfrohr-Kanariengras, Stroh, geschrotetes Getreide, minderwertiges Heu usw.. Die Brennstoffeigenschaften von Pellets aus **alternativen Rohstoffen** unterscheiden sich von Pellets aus holzartiger Biomasse. In der Regel weisen sie einen höheren Aschegehalt auf. Bestimmte Brennstoffeigenschaften können durch Mischen verschiedener Rohstoffe in geeigneten Mengen eingestellt werden.

Die internationale Norm (ISO 17225-2:2014 "Biogene Festbrennstoffe - Brennstoffspezifikationen und -klassen - Teil 2: Klassifizierung von Holzpellets") definiert die Qualitätsstandards von Holzpellets. Es gibt drei verschiedene Klassen von Pellets: A1, A2 und B. Die Unterschiede hängen mit den verwendeten Rohstoffen und deren Qualität zusammen. Die meisten Kleinverbraucher (z.B. Haushalte) verwenden Holzpellets der Klasse A1, während in größeren Anlagen, einschließlich Kraftwerken, niedrigere Qualitätsklassen verwendet werden. Eine andere internationale Norm (ISO 17225-6:2014 "Biogene Festbrennstoffe - Brennstoffspezifikationen und -klassen - Teil 6: Klassifizierung von nicht-holzartigen Pellets") definiert Qualitätsklassen für **Pellets aus landwirtschaftlicher Biomasse**.

Die EU-28 ist weltweit sowohl der größte Produzent als auch der größte Verbraucher von Holzpellets. Die Situation ist von Land zu Land unterschiedlich. Italien, Deutschland und Frankreich verbrauchen Holzpellets vor allemim Wohnsektor, Dänemark und Schweden in

KWK-Anlagen, und das Vereinigte Königreich, Belgien und die Niederlande hauptsächlich in umgewandelten Kohlekraftwerken (siehe Abschnitt 7.6). Nordamerika (USA, Kanada) ist ein Nettoexporteur von Holzpellets nach Europa, während die steigende Nachfrage in ostasiatischen Ländern wie Japan und Südkorea ein zu beobachtender Trend ist.

Abbildung 6: Beispiele für Pellets, die aus verschiedenen Materialien und mit verschiedenen Prozessen hergestellt wurden (Quelle: DBFZ)

Abbildung 7: Internationale Holzpellets-Produktion und Handel (Quelle: Bioenergy Europe, 2018)

Hackgut und Shredderholz

Um Hackgut für die Verbrennung herzustellen, muss holzige Biomasse zerkleinert werden. Aufgrund des **Zerkleinerungsprozesses** sind Hackschnitzel ein relativ homogener Brennstoff, der gut förderfähig ist und automatisch einem Kessel zugeführt werden kann. Die durchschnittlichen Maße eines Hackschnitzels betragen 16-45 mm. Aufgrund des hohen Oberflächen-Volumen-Verhältnisses können sie effizient verbrannt werden. Im Vergleich zu Rundholz haben Hackschnitzel jedoch eine geringere Energiedichte, was zu einem größeren Platzbedarf bei Transport und Lagerung führt. Die Qualität des Hackguts hängt vom verwendeten Rohstoff und der Hackmaschine ab.

Shredderholz ist Holz mit Stücken unterschiedlicher Größe und Form; im Gegensatz zu Hackgut wird Shredderholz durch Zerkleinerung mit stumpfen Werkzeugen wie Walzen, Hämmern oder Dreschflegeln hergestellt.

Den Rohstoffen zufolge lässt sich Hackgut in folgende Gruppen einteilen (ETIP Bioenergy, 2019):

- **Waldhackgut** (hergestellt aus Baumstämmen, ganzen Bäumen, Holzresten oder Stümpfen)
- **Hackgut aus Holzresten** (hergestellt aus unbehandelten Holzresten, Recyclingholz, Verschnitt)
- **Sägerestholz** (Reststoff im Sägwerk)
- **Hackgut aus Kurzumtrieb**

Die Norm ISO 17225-4:2014 "Biogene Festbrennstoffe - Brennstoffspezifikationen und -klassen - Teil 4: Klassifizierung Holzhackschnitzeln" umfasst Spezifikationen für Holzhackschnitzel für Kleinanlagen (hochwertige Brennstoffeigenschaften), während die Norm ISO 17225-9:2021 „Klassifizierung von grobem Schredderholz und Holzhackschnitzeln für die industrielle Verwendung“ Brennstoffspezifikationen und -klassen für Holzhackschnitzel und Abfallbrennstoff für die industrielle Nutzung abdeckt.

Abbildung 8: Links - Waldhackgut (Source: Rutz D.), Rechts – Abfallbrennstoff aus Olivenbaum-Schnitt (Source: Karampinis E.)

Thermisch vorbehandelte Biomasse

Der Begriff "thermisch vorbehandelte Biomasse" kann verwendet werden, um eine Reihe von Technologien abzudecken, die darauf abzielen, die Energiedichte der Biomasse zu erhöhen und sie hydrophob zu machen. Das Hauptziel ist die Herstellung eines **kohleähnlichen Materials**, das direkt zur Substitution von Kohle für die Energiegewinnung eingesetzt werden kann.

Die gebräuchlichsten Technologien zur Herstellung thermisch vorbehandelter Biomasse sind **Torrefizierung**, Dampfexplosion und hydrothermale Karbonisierung; nähere Details werden in Abschnitt 7.7 dieses Handbuchs behandelt. In der Regel wird thermisch vorbehandelte Biomasse einer Pelletierung unterzogen, um ihre Energiedichte weiter zu verbessern und das Endprodukt zu homegenisieren.

Es gibt eine internationale technische Spezifikation (ISO/TS 17225-8:2016), welche die Anwendung von und Anforderungen an thermisch behandelte Biomasse-Pellets festlegt.

Trotz der Vorteile, die thermisch vorbehandelte Biomassepellets bieten können, und trotz der Tatsache, dass viele Technologieentwickler großtechnische Produktionsanlagen errichtet haben, ist der Markt für diese intermediären Bioenergieträger noch nicht fest etabliert. Das

Horizon 2020-Projekt MUSIC (Market Uptake Support for Intermediate Bioenergy Carriers)[8] will den Markt für solche aufbereiteten Biomassefraktionen zusammen mit Pyrolyseöl und mikrobiellem Öl weiter ausbauen.

Abbildung 9: Pellets aus thermisch vorbehandelter Biomasse. Links: Arbacore Holzpellets mit Dampfexplosion hergestellt (Quelle: Arbaflame). Rechts: Torrefizierte Holzpellets (Quelle: Yilkins)

Bioöl

Eine Reihe von Forschungs- und Demonstrationsprojekten sowie Unternehmen entwickeln innovative Verfahren zur Umwandlung einer breiten Palette von Biomasse (forst- und landwirtschaftliche Reststoffe, Altpapier und organische Abfälle) durch Pyrolyse/thermochemische Umwandlung in stabiles, konzentriertes Bioöl oder Bioschlamm (Öl mit Holzkohle), das mit bestehender Raffinerietechnologie kompatibel ist und in fortschrittliche Biokraftstoffe umgewandelt werden kann (ETIP Bioenergy, 2019). Weitere Informationen über den Pyrolyseprozess sind im Kapitel 5 zu finden.

Abbildung 10: Bioöl, Bioabfall, Strohballen (Quelle: Rutz D.)

Biogener Abfall

Biogener Abfall ist definiert als biologisch abbaubare Garten- und Parkabfälle, Lebensmittel- und Küchenabfälle von Haushalten, Restaurants, Cateringunternehmen und Einzelhandelsgeschäften sowie vergleichbare Abfälle aus lebensmittelverarbeitenden Betrieben. Nicht eingeschlossen sind forst- und landwirtschaftliche Rückstände, Gülle, Klärschlamm oder andere biologisch abbaubare Abfälle wie Naturtextilien, Papier oder verarbeitetes Holz. Ausgeschlossen sind auch jene Nebenprodukte der Lebensmittelproduktion, die niemals zu Abfall werden (Europäische Kommission, 2019c).

[8] www.music-h2020.eu

Alle organischen Rückstände/biologischen Abfallmaterialien können potenziell durch thermochemische, biochemische oder chemische Prozesse in Biobrennstoffe umgewandelt werden. Zunehmend verfolgen Verarbeitungs- oder Produktionsanlagen, die Biomasse in Lebensmittel, Baustoffe, Papier und andere Bioprodukte umwandeln, einen Bioraffinerie-Ansatz, der die Umwandlung von Rohstoffen und Abfallströmen in wertvolle Nebenprodukte, Energie und Biokraftstoffe maximiert. Aber auch feste Siedlungsabfälle können in flüssige und gasförmige Biobrennstoffe zur Erzeugung von Wärme und Strom oder als Biokraftstoff verwendet werden. Holzabfälle und forstwirtschaftliche Rückstände sind ebenfalls vielversprechende Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe der zweiten Generation (ETIP Bioenergy, 2019).

Strohballen

Stroh, ein Nebenprodukt der Getreideproduktion, ist ein potentieller Rohstoff für die Energieerzeugung. Stroh wird in der Regel als Dünger auf dem Feld belassen oder im Sinne einer Kreislaufwirtschaft als Streu und in weiterer Folge als Dünger verwendet. Sowohl die Qualitätssicherung als auch die Minimierung der Versorgungskosten erfordern eine Optimierung der gesamten Logistikkette vom Feld bis zur Lagerung. Aufgrund der Sperrigkeit von Stroh ist eine entsprechende Verdichtung besonders wichtig, um den Lagerplatzbedarf zu reduzieren (= Strohballen). Bei normalen Verdichtungssystemen reicht das Dichtespektrum von 80 bis 160 kg/m³.

Abbildung 11: Strohballenzuführungssystem für ein Fernwärmenetz in Dänemark (Quelle: D.Rutz)

Pflanzenöl

Ölpflanzen sind die Grundlage für die Produktion von Biodiesel. In Europa ist Raps der am häufigsten verwendete Rohstoff für die Biodieselproduktion. Pflanzenöl wird durch Pressen oder Extraktion aus Ölsaaten (Raps, Sonnenblumenkerne usw.) hergestellt, die sowohl roh als auch raffiniert, aber chemisch unverändert als Kraftstoff verwendet werden können (ETIP Bioenergy, 2019).

Gebrauchte Speiseöle und Altfette

Gebrauchtes Speiseöl, Talg, Schmalz, Altspeisefett, Hühnerfett, Fettabscheiderfette und die Nebenprodukte der Produktion von Omega-3-Fettsäuren aus Fischöl werden zunehmend als Rohstoffe für Biodieselkraftstoff verwendet (ETIP Bioenergy, 2019).

Energiepflanzen (Getreide, Zucker, Ligno-Zellulose)

Zu den **stärkebasierten Rohstoffen** gehören Getreide, wie Mais oder Weizen, und Knollen, wie (Süß-)Kartoffeln und Maniok. Diese Ausgangsstoffe enthalten lange komplexe Ketten von Zuckermolekülen. Stärke kann leicht in fermentierbare Zucker umgewandelt werden. Der Zucker kann weiter in Ethanol oder Drop-in-Kraftstoffe umgewandelt werden. Der faserige Teil der Pflanzen (z.B. von Weizenstroh oder Maisstroh) kann in moderne Biokraftstoffe umgewandelt werden. In Europa ist Weizen derzeit die wichtigste Stärkepflanze für die Bioethanolproduktion (ETIP Bioenergy, 2019).

Zuckerkulturen wie Zuckerrohr, Zuckerrüben und Zuckerhirse können sowohl als Ausgangsmaterial für konventionelle Biokraftstoffe (Ethanol durch Fermentation von Zucker) als auch für fortschrittliche Biokraftstoffe verwendet werden. Rübenschnitzel und Bagasse (das faserige Material, das nach der Zuckerextraktion aus Zuckerrohr oder Sorghum übrig bleibt) können zur Herstellung von Zellulose-Ethanol verwendet werden. Vergärbare Zucker können auch durch Biotechnologie oder chemische Katalyse in "Drop-in"-Biokraftstoffe umgewandelt werden (ETIP Bioenergy, 2019).

Zu **lignozellulosehaltiger Biomasse** gehören Holz aus der Forstwirtschaft, Kurzumtriebsplantagen und lignozellulosehaltige Energiepflanzen, wie Energiegräser und Schilf (z.B. Miscanthus). Lignozellulosehaltige Biomasse kann im Allgemeinen nicht als Lebens- oder Futtermittel verwendet werden, so dass es keine oder nur eine begrenzte Konkurrenz zur Endnutzung als Lebens- oder Futtermittel gibt. Lignozellulose-Materialien können als Ausgangsmaterial für fortschrittlichen Diesel und Drop-in-Biokraftstoffe (durch thermochemische Umwandlung) und für die Produktion von Zellulose-Ethanol (durch biochemische Umwandlung) verwendet werden. Die Marktdurchdringung dieser Technologien ist jedoch bisher relativ begrenzt. Lignozellulosepflanzen haben im Allgemeinen eine höhere THG-Effizienz als Ackerkulturen in der Fruchtfolge, da sie einen geringeren Inputbedarf haben und der Energieertrag pro Hektar viel höher ist (ETIP Bioenergy, 2019).

3.3 Logistik und Wertschöpfungsketten

Die Logistik von Biomasse hängt stark von der Art der Biomasse und der Vorbehandlung (z.B. bei Ölen, Pellets etc.) ab. Biomasse hat oft eine geringe Schüttdichte (z.B. Holzhackschnitzel, Stroh), weshalb große Transportvolumina benötigt werden. Eine typische Versorgungskette von Biomasse für Energie besteht aus den folgenden Prozessschritten: Anbau, Kultivierung, Ernte, Aufbereitung, Lagerung, Transport auf dem Feld/im Wald, Straßentransport und Verwertung des Brennstoffs im Kraftwerk/Raffinerie. Die Aktivitäten, die erforderlich sind, um Biomasse von ihrem Produktionsort zu einem Kraftwerk zu liefern, sind die folgenden (Rentizelas et al., 2009):

- **Ernten**/Sammeln der Biomasse auf dem Feld/im Wald
- Aufbereitung und **Transport** der Biomasse am Feld/im Wald, um die Biomasse an einen Punkt zu bringen, an dem Straßentransportfahrzeuge eingesetzt werden können
- **Lagerung**. Viele Arten von Biomasse sind durch eine saisonale Verfügbarkeit gekennzeichnet, da sie zu einer bestimmten Jahreszeit geerntet, aber ganzjährig benötigt werden. Die Lagerung kann in einem landwirtschaftlichen Betrieb/Wald, in der Verarbeitungsstation oder an einem Zwischenstandort erfolgen.

- **Transport** einschließlich Be- und Entladen: In Anbetracht der typischen Standorte von Biomasse-Brennstoffquellen (d.h. in landwirtschaftlichen Betrieben oder Wäldern) ist die Transportinfrastruktur in der Regel so beschaffen, dass der Straßentransport die einzige mögliche Art der Sammlung und des Transports überhaupt ist. Andere Transportmittel wie Schiff oder Bahn können in Hinblick auf den Biomasse-Fernverkehr in Betracht gezogen werden.
- **Verarbeitung** von Biomasse, um die Effizienz der Behandlung und die transportierbare Menge zu verbessern. Dies kann die Erhöhung der Schüttdichte der Biomasse (z.B. Verarbeitung von Wald- oder Niederwaldstämmen zu Holzhackschnitzeln) oder die Verdichtung der Biomasse (z.B. Verarbeitung von Stroh oder Miscanthus zu Ballen) beinhalten. Die Verarbeitung kann auf jeder Stufe der Lieferkette erfolgen, geht aber oft dem Straßentransport voraus und ist im Allgemeinen kostengünstiger, wenn sie in die Ernte integriert ist.

Die Biomasse Versorgungskette hat im Gegensatz zu anderen Versorgungsketten einige sehr spezifische Merkmale. Landwirtschaftliche Biomassetypen sind in der Regel durch eine **saisonale Verfügbarkeit** gekennzeichnet. Daher besteht die Notwendigkeit, sehr große Mengen an Biomasse über einen längeren Zeitraum zu **lagern**, wenn eine ganzjährige Bioenergieproduktion gewünscht wird. Ein weiteres Merkmal der Biomasse-Lieferkette ist, dass sie mit **Materialien geringer Dichte** umgehen muss. Infolgedessen besteht ein erhöhter Bedarf an Ausstattung für Transport und Aufbereitung sowie an Lagerraum. Dieses Problem wird durch den **niedrigen Heizwert** verstärkt, der zum Teil auf die erhöhte Feuchtigkeit der meisten landwirtschaftlichen Biomassearten zurückzuführen ist. Die geringe Dichte der Biomasse erhöht die Kosten für die Sammel-, Aufbereitungs-, Transport- und Lagerstufen der Versorgungskette (Rentizelas et al., 2009). Diese Merkmale stellen **erhebliche Hindernisse für ein Versorgungssystem für Biomasse-Rohstoffe über große Entfernungen** dar. Diese Herausforderungen können jedoch auf folgende Arten überwunden werden: (1) durch die Gestaltung von Transport-, Aufbereitungs- und Lagersystemen, die der Vielfalt der Arten und Formate von Rohbiomasse gerecht werden, oder (2) durch eine Aufbereitung der Biomasse, die mit der bestehenden Infrastruktur kompatibel ist (Searcy et al., 2014). Die Form, in der die Biomasse bezogen wird, bestimmt häufig die Investitions- und Betriebskosten des jeweiligen Bioenergieerzeugungssystems, da sie die Anforderungen und die Gestaltung der Biomasseversorgungskette beeinflusst (Rentizelas et al., 2009).

Neben dieser typischen Wertschöpfungskette der geernteten Biomasse ist die Logistik der Biomasseabfälle in der Regel sehr unterschiedlich. Bei gebrauchtem Speiseöl oder organischem kommunalem Feststoffabfall sind das **Abfallmanagement** und die Art und Weise, wie der Abfall gesammelt wird, eine zentrale logistische Herausforderung. Dabei spielt das Bewusstsein und Verhalten der industriellen oder privaten Verbraucher eine wichtige Rolle, um den Aufbau einer solchen Biomasse-Wertschöpfungskette zu erleichtern. Schließlich müssen auch Sicherheits- und Hygieneaspekte berücksichtigt werden.

3.4 Nachhaltigkeits- und Zertifizierungsrichtlinien

Die erste **Erneuerbare Energie Richtlinie (RED I)** (2009/28/EG) legt eine Gesamtpolitik für die Erzeugung und Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der EU fest. Sie verlangt, dass die EU bis 2020 mindestens 20% ihres Gesamtenergiebedarfs mit erneuerbaren Energien deckt - und zwar durch die Erreichung individueller nationaler Ziele. Alle EU-Länder müssen außerdem sicherstellen, dass bis 2020 mindestens 10% ihrer Kraftstoffe für den Verkehrssektor aus erneuerbaren Quellen stammen. Die Richtlinie 2009/28/EG legt für jedes Land nationale Ziele für erneuerbare Energien bis 2020 fest, wobei die Ausgangslage und das Gesamtpotenzial für erneuerbare Energien berücksichtigt werden. Diese Ziele reichen von einem niedrigen Ziel von 10% für Malta bis zu einem hohen Ziel von 49% für Schweden. Die EU-Länder legen in den nationalen Aktionsplänen für erneuerbare Energien fest, wie sie diese Ziele für 2020 erreichen wollen und wie der allgemeine Kurs ihrer

Politik für erneuerbare Energien aussehen soll. Die Fortschritte bei der Erreichung der nationalen Ziele werden alle zwei Jahre gemessen, wenn die EU-Länder nationale Fortschrittsberichte über erneuerbare Energien veröffentlichen (Europäische Kommission, 2019b).

Im Dezember 2018 trat die **überarbeitete Richtlinie (REDII)** 2018/2001/EU über erneuerbare Energien als Teil des Pakets "Saubere Energie für alle Europäer" in Kraft. Die Überarbeitung zielt darauf ab, die EU weltweit führend im Bereich der erneuerbaren Energien zu halten und die EU im weiteren Sinne bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen zur Emissionsreduzierung im Rahmen des Pariser Abkommens zu unterstützen. Die Richtlinie legt ein neues verbindliches EU Ziel für erneuerbare Energien von mindestens 32% für 2030 fest, mit einer Klausel für eine mögliche Revision nach oben bis 2023 (Europäische Kommission, 2019b).

Die RED II definiert auch eine Reihe von **Nachhaltigkeits- und THG-Emissionskriterien**, welche die im Verkehrssektor eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe erfüllen müssen. Einige dieser Kriterien sind die gleichen wie in der ursprünglichen RED, während andere neu bzw. umformuliert wurden. Zusätzlich führt die RED II Nachhaltigkeits- und THG-Emissionseinsparungskriterien für feste und gasförmige Biomassebrennstoffe sowie spezifische Anforderungen für Strom aus Biomassebrennstoffen ein (Europäische Kommission, 2019b).

Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe aus landwirtschaftlicher Biomasse dürfen nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die aus folgenden Quellen stammen (Europäische Kommission, 2019b):

- **Flächen mit hoher biologischer Vielfalt** (Stand Januar 2008), einschließlich Primärwälder, Gebiete, die für den Naturschutz oder zum Schutz seltener und gefährdeter Ökosysteme oder Arten ausgewiesen sind, sowie Grasland mit hoher biologischer Vielfalt;
- **Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand**, die nach 2008 ihre Nutzung geändert haben, wie Feuchtgebiete, kontinuierlich bewaldete Flächen oder andere bewaldete Gebiete mit Bäumen, die höher als fünf Meter sind und deren Baumkronen zwischen 10% und 30% bedecken;
- Flächen, die im Januar 2008 **Moorland** waren.

Die Nachhaltigkeitskriterien gelten für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW, die Strom, Wärme, Kälte oder Brennstoffe aus fester Biomasse erzeugen, und für Anlagen, die gasförmige Biomassebrennstoffe verwenden und eine Feuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr haben (Europäische Kommission, 2019b).

RED II führte zudem neue Nachhaltigkeitskriterien für forstwirtschaftliche Rohstoffe ein und schreibt vor, dass der Holzeinschlag mit gesetzlichen Genehmigungen erfolgen muss, die Erntemenge die Wachstumsrate des Waldes nicht übersteigen darf und dass Waldverjüngung stattfinden muss. Darüber hinaus müssen Biokraftstoffe und Bioenergie aus Waldmaterial Anforderungen erfüllen, die den Grundsätzen der **EU-Verordnung über Landnutzung und Forstwirtschaft** (Land Use, Land Use Change and Forestry Regulation, LULUCF) entsprechen. Das Kriterium "Forstwirtschaft" gilt entweder auf Länderebene oder auf der Ebene der Waldbeschaffungsgebiete: Die Kommission wird bis zum 31. Januar 2021 entsprechende Umsetzungsrichtlinien festlegen (Europäische Kommission, 2019b).

Innerhalb des Teilziels von 14% Erneuerbare Energie im Verkehr bis 2030 gibt es ein spezielles Ziel für fortschrittliche Biokraftstoffe, die aus bestimmten Rohstoffen hergestellt werden. Diese Kraftstoffe müssen 2022 mindestens 0,2%, 2025 mindestens 1% und bis 2030 mindestens 3,5% der Kraftstoffe im Verkehrssektor ausmachen. Biokraftstoffe und Bioenergie, die aus Abfällen und Reststoffen hergestellt werden, müssen lediglich das Nachhaltigkeitskriterium für Treibhausgasemissionen erfüllen (Europäische Kommission, 2019b).

Der maximale Beitrag von Biokraftstoffen, die aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen hergestellt werden, wird auf dem Verbrauchsniveau von 2020 eingefroren, plus einem Zusatz von 1% mit einer maximalen Obergrenze von 7% des eingesetzten Kraftstoffs im Straßen- und Schienenverkehr eines jeden Mitgliedsstaats. Wenn der Gesamtanteil konventioneller Biokraftstoffe bis 2020 in einem Mitgliedstaat weniger als 1% beträgt, wird die Obergrenze für diese Länder im Jahr 2030 immer noch bei 2% liegen. Wenn die Obergrenze für Nahrungs- und Futtermittelkulturen in einem Mitgliedstaat weniger als 7% beträgt, kann das Land das Verkehrsziel von 14% um den gleichen Betrag senken (z.B. könnte ein Land mit einer Obergrenze für Nahrungs- und Futtermittelkulturen von 5% ein Verkehrsziel von nur 12% festlegen). Zwischenfrüchte und Deckpflanzen sind von dieser Obergrenze ausgenommen. Kraftstoffe, die aus Rohstoffen mit "hohem Risiko einer indirekten Landnutzungsänderung" hergestellt werden, werden durch eine restriktivere Obergrenze auf dem Verbrauchsniveau von 2019 begrenzt und dann bis 2030 schrittweise auf 0% reduziert, es sei denn, bestimmte Chargen werden als "geringes Risiko einer indirekten Landnutzungsänderung" zertifiziert. Zu den Rohstoffen mit "geringem RIsiko einer indirekten Landnutzungsänderung" gehören auch solche, die auf Land produziert werden, das zuvor nicht kultiviert wurde. Kraftstoffe, die in der Luft- und Seefahrt verwendet werden, können einen Beitrag zum 14%-Ziel für den Verkehrssektor leisten, unterliegen aber keiner Verpflichtung (Europäische Kommission, 2019b).

Darüber hinaus wirken sich eine Reihe anderer Regelungen auf EU-Ebene (Richtlinien und Verordnungen) indirekt auf die Nachhaltigkeit verschiedener Biomassearten aus, die für die Bioenergieproduktion relevant sind, da sie relevante Bereiche wie Forstwirtschaft, Landwirtschaft, Habitatschutz, Umweltschutz usw. betreffen und somit einen Gesamtrahmen bilden. Zu den wichtigsten Regelungen mit Relevanz für die nationale Gesetzgebung gehören (ENERGY BARGE, 2017):

- Mehrere Verordnungen und Richtlinien im Rahmen der **Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP)**. Die GAP ist die EU-Politik im Agrarsektor und wurde 1962 eingeführt. Seitdem wurde sie mehrmals geändert. Ziele der GAP sind die Steigerung der Produktivität im Agrarsektor und die Sicherung eines angemessenen Lebensstandards für die Landwirte. Darüber hinaus zielt sie darauf ab, die Märkte zu stabilisieren und die Verfügbarkeit von Lieferungen und angemessene Preise für die Verbraucher zu gewährleisten. Die GAP-Reform von 2013 soll die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Landwirtschaft stärken, für mehr Nachhaltigkeit sorgen und ihre Umweltleistung verbessern.
- **EU-Habitat-Richtlinie** (92/43/EG)
- **Schutzgebietsregelungen**, insbesondere NATURA 2000
- **EU-Biodiversitätsstrategie 2020**
- **EU-Holz-Verordnung** (995/2010/EG)

Im Hinblick auf die **Forstpolitik** wurde für 2013 eine neue EU-Forststrategie für Wälder und den forstbasierten Sektor (KOM(2013) 659) ausgearbeitet. Auch wenn die EU durch ihre Politik seit langem zur Umsetzung nachhaltig bewirtschafteter Wälder in den jeweiligen Mitgliedsstaaten beiträgt, gibt es auf EU-Ebene keine einheitliche Politik für Wälder und den Forstsektor. Die Notwendigkeit eines gemeinsamen politischen Rahmens wurde festgestellt, um die Kohärenz der forstbezogenen Politiken in der EU zu gewährleisten und zu koordinieren. Daher soll ein gemeinsamer Rahmen auf EU-Ebene unter anderem die Nachhaltigkeit der Waldbewirtschaftung gewährleisten, die steigende Nachfrage nach Rohstoffen und erneuerbarer Energie bewältigen und die Wälder und die biologische Vielfalt schützen (Europäische Kommission, 2013).

Die **Richtlinie zur Kraftstoffqualität** (FQD) (2009) verpflichtet die Mitgliedstaaten, die mit dem Verbrauch von Verkehrskraftstoffen verbundenen THG-Emissionen bis 2020 um 10% zu reduzieren (Europäische Kommission, 2009).

Im Jahr 2015 trat die **Richtlinie zur Verringerung der indirekten Landnutzungsänderung für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe** ((EU)2015/1513) in Kraft. Diese so genannte iLUC-Richtlinie änderte die Gesetzgebung für Biokraftstoffe - insbesondere die RED- und FQD-Richtlinie - um das Risiko indirekter Landnutzungsänderungen zu verringern und den Übergang zu fortschrittlichen Kraftstoffen vorzubereiten. Unter anderem begrenzt die Richtlinie den Anteil von Biokraftstoffen aus Pflanzen, die auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut werden und den 2020-Zielen für erneuerbare Energien angerechnet werden können, auf 7%, harmonisiert die Liste der Rohstoffe in der EU, deren Beitrag doppelt so hoch ist wie das 2020-Ziel von 10% für erneuerbare Energien im Verkehrssektor, und schreibt vor, dass in neuen Anlagen erzeugte Biokraftstoffe mindestens 60% weniger Treibhausgase ausstoßen müssen als fossile Kraftstoffe.

Gemäß der **Richtlinie zur Energieeffizienz** (2012/27/EU), die im Dezember 2012 in Kraft getreten ist, müssen die Mitgliedstaaten indikative nationale Energieeffizienzziele festlegen, damit sichergestellt ist, dass die EU ihr Gesamtziel, die Senkung des Energieverbrauchs bis 2020 um 20 %, erreicht. Um die Anforderungen an verschiedene Biomasse-Rohstoffe zu erfüllen, die durch die Gesetzgebung umgesetzt werden, sind Zertifizierungssysteme ein nützliches Instrument. In der EU verwendete Biobrennstoffe und flüssige Biokraftstoffe müssen die Anforderungen der Nachhaltigkeit erfüllen. Um dies zu gewährleisten, können Unternehmen an **freiwilligen Nachhaltigkeitssystemen** teilnehmen, die die Einhaltung der von der EU festgelegten Nachhaltigkeitskriterien überprüfen. Für den Zertifizierungsprozess wird die gesamte Produktionskette von unabhängigen Auditoren überprüft. Die meisten Zertifizierungssysteme werden privat betrieben, aber von der Europäischen Kommission als gültig anerkannt. Anerkennungen können für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren gelten (ENERGY Barge, 2017b). Das Programm für nachhaltige Biomasse (Sustainable Biomass Program, SBP)[9] ist ein Beispiel für ein Nachhaltigkeitszertifizierungssystem, das hauptsächlich für Holzpellets und Holzhackschnitzel zur Anwendung kommt, die in der industriellen, großtechnischen Energieerzeugung eingesetzt werden. Ziel des SBP-Programms ist es, zu überprüfen, ob solche holzartigen Biomassefraktionen aus nachhaltigen und legalen Quellen stammen.

Zertifizierungssysteme für die Brennstoffqualität zielen darauf ab, kleinen und mittleren Verbrauchern Vertrauen in die Eigenschaften von Biomasse-Brennstoffen zu vermitteln, die sich selbst keiner umfassenden Überwachung der Brennstoffeigenschaften unterziehen können. Das bekannteste System ist **EN*plus*®**[10], das darauf abzielt, die Qualität von Holzpellets entlang der gesamten Lieferkette zu kontrollieren, angefangen von der Produktion bis hin zur Lieferung an den Endkunden.

Gegenwärtig ist **EN*plus*®** das weltweit führende Zertifizierungssystem für die Qualität von Holzpellets mit einer geschätzten Produktion von 11,6 Mio. t zertifizierter Pellets im Jahr 2019. Weitere Zertifizierungssysteme für die Brennstoffqualität sind **GoodChips®**[11] für Hackschnitzel und Abfallbrennstoff und **BIOmasud®**[12], das verschiedene Arten von festen Biobrennstoffen aus dem Mittelmeerraum (z.B. Olivenkerne, Nussschalen usw.) abdeckt.

[9] www.sbp-cert.org
[10] www.enplus-pellets.eu
[11] www.goodchips.eu
[12] www.biomasud.eu

4 Überblick der Konversionspfade von Biomasse

Die Umwandlungspfade von Biomasse werden durch die Art des Ausgangsmaterials, die Umwandlungstechnologien und die Endprodukte charakterisiert. Nach der Ernte kann Biomasse entweder direkt zur Energieerzeugung genutzt werden oder erst nach einer Aufbereitung. Die FAO (2019)[13] spricht von zwei Haupttypen (oder Formen) von Biomasse: primäre (unverarbeitete) und sekundäre (verarbeitete) Biomasse.

- **Primäre** (unverarbeitete) Biomasse: Das organische Material wird im Wesentlichen in seiner natürlichen Form verwendet (so wie geerntet; z.B. Holzhackschnitzel, Rundholz). Solche Biomasse wird in der Regel direkt verbrannt, um Energie für Kochen, Raumheizung, Stromversorgung, Dampf und Prozesswärme zu erzeugen.
- **Sekundäre** (aufbereitete) Biomasse: Umfasst Feststoffe (z.B. Holzkohle, torrefizierte Biomasse, Pellets), Flüssigkeiten (z.B. Ethanol, Pflanzenöl) und Gase (z.B. Biogas, Biomethan, Bio-H_2) und kann für ein breiteres Spektrum von Anwendungen genutzt werden, einschließlich Transport und industrielle Hochtemperaturprozesse.

Darüber hinaus wurde vor kurzem ein relativ neuer Begriff für einige Arten sekundärer Biomasse eingeführt, nämlich die so genannten **intermediären Bioenergieträger** (intermediate bioenergy carriers, IBC). Sie entstehen, wenn Biomasse zu energetisch dichteren, lager- und transportfähigen Zwischenprodukten analog zu Kohle, Öl und gasförmigen fossilen Energieträgern verarbeitet wird. Diese IBC können zu finalen Bioenergieträgern oder biobasierten Produkten weiter veredelt oder direkt zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt werden. Beispiele für IBC sind Pyrolyseöl oder torrefizierte Biomasse. Der Begriff IBC ist jedoch nicht offiziell definiert, und einige Arten von Biomasse, wie z.B. Pellets, könnten als IBC angesehen werden oder auch nicht.

Die Verarbeitung von Biomasse zielt darauf ab, Biomasse mit klar definierten Eigenschaften zu liefern. Dadurch wird eine technisch einfache und umweltverträgliche Umwandlung in Nutzenergie gewährleistet. Standardisierte Biomasse kann dann mit weniger Problemen eingesetzt werden, um eine Versorgungsaufgabe effizient und komfortabel zu erfüllen. Die Konversionspfade lassen sich in drei Hauptverfahren einteilen:

- Die **thermo-chemische Umwandlung** umfasst alle Umwandlungsprozesse von Biomasse auf der Grundlage thermischer Energie: Verbrennung, Vergasung, Pyrolyse, Torrefizierung und Verkohlung
- **Physikalisch-chemische Umwandlungsprozesse** wandeln Biomasse auf der Grundlage physikalischer (z.B. Pressen, Mahlen usw.) und chemischer Prozesse (z.B. Veresterung, hydrothermale Behandlung) um. Dazu gehören z.B. das Pressen von Pellets, aber auch das Pressen von Ölsaaten, einschließlich der Ölextraktion und der Umesterung dieses Öls zu Fettsäuremethylester. Darüber hinaus werden verschiedene Vorbehandlungsmethoden zur Umwandlung von lignozellulosehaltiger Biomasse in Biokraftstoffe der 2. Generation genutzt.
- Die **bio-chemische Umwandlung** fasst Konversionsprozesse zusammen, bei denen biologische Prozesse unter Beteiligung von Mikroorganismen ablaufen. Dies kann die anaerobe Vergärung zur Biogaserzeugung oder die Fermentation zur Ethanolproduktion sein.

[13] http://www.fao.org/3/j4504E/j4504e06.htm Wobei die FAO das Wort "Biokraftstoffe" anstelle von "Bioenergie" verwendet

Abbildung 12: Biomasse Konversionspfade (Quelle: Thrän et al. 2015)

Es gibt viele Gründe, warum eine bestimmte Technologie anderen vorzuziehen ist, aber ein Hauptunterscheidungsmerkmal ist der Feuchtigkeitsgehalt der Biomasse. Wenn die Biomasse "trocken" ist, sind thermo-chemische Technologien im Allgemeinen vorzuziehen, da weniger Wasser erwärmt werden muss. Wenn die Biomasse "nass" ist - also viel Feuchtigkeit enthält - könnten biochemische Umwandlungstechnologien wie anaerobe Vergärung oder Fermentierung geeigneter sein.

In den folgenden Kapiteln werden die wichtigsten Konversionstechnologien vorgestellt, die für die BIOFIT-Industrien relevant sind.

5 Umrüstung und Nachrüstung von Produktionsanlagen von Biokraftstoffen der ersten Generation

5.1 Überblick des Sektors

Der Sektor der Biokraftstoffe der **ersten Generation** (1G) in Europa umfasst die Herstellung von Biodiesel (Fettsäuremethylester - FAME), hydriertem Pflanzenöl (HVO) und Bioethanol aus verschiedenen Nahrungspflanzen. FAME und HVO werden aus ölhaltigen Pflanzen wie z.B. Raps hergestellt. Bioethanol wird aus zucker- oder stärkehaltigen Pflanzen wie Zuckerrüben, Getreide und Weizen hergestellt. Der Hauptvorteil dieser Kraftstoffe besteht darin, dass sie den herkömmlichen Verkehrskraftstoffen beigemischt werden können.

Für Europa ist die **Biodiesel**produktion wichtiger als die **Bioethanol**produktion, mit einer Produktion von 11,5 Mio. t/a Biodiesel im Jahr 2015 gegenüber 1,9 Mio. m³/a Bioethanol. Diese Mengen werden von zahlreichen, über ganz Europa verstreuten Anlagen produziert. Das Produktionsvolumen von Biokraftstoffen, hauptsächlich Biodiesel und Bioethanol, war in den

letzten Jahren in der Europäischen Union stabil, nach einem Anstieg in den Jahren bis 2013. Die Unterstützung der Regierungen für Biokraftstoffe hat in den letzten Jahren abgenommen (z.B. hat Spanien die Beimischungsanforderungen gesenkt). Unsicherheiten bezüglich der Nachhaltigkeit wurden durch die Einführung von Nachhaltigkeitszertifizierungssystemen für Biokraftstoffe beseitigt, die als beispiellose Modelle auch für andere Sektoren angesehen werden können. Jedoch bleiben Unsicherheiten hinsichtlich der Wechselwirkungen der 1G-Biokraftstoffproduktion mit der Nahrungsmittelproduktion und der Landverfügbarkeit bestehen. Eine Ergänzung und vorraussichtliche Ersetzung von 1G-Biokraftstoffen durch 2G-Biokraftstoffe (**zweite Generation**) ist daher politisch stark erwünscht, da letztere Non-Food Ausgangsstoffe wie lignozellulosehaltige Rohstoffe und Altöle beinhalten. In vielen Fällen weisen sie eine bessere THG-Bilanz auf und unterliegen nicht der Obergrenze für Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, die durch die überarbeitete Richtlinie über erneuerbare Energien (RED II) auferlegt wird.

Neben dem Gesamtziel für erneuerbare Energien im Transportsektor hat RED II auch eine Reihe von Nachhaltigkeitskriterien aktualisiert, um sicherzustellen, dass die verwendeten Biokraftstoffe tatsächlich die Kohlenstoffintensität reduzieren. Neu in RED II ist, dass es auch Nachhaltigkeitskriterien für forstliche Biomasse und Treibhausgaskriterien für Kraftstoffe aus Biomasse gibt. Bei Verkehrskraftstoffen hängt die minimale THG-Reduktion vom Alter der Produktionsanlagen für Biokraftstoffe ab:

Tabelle 3: Minimale THG Grenzwerte für Biokraftstoffe laut RED II

Inbetriebnahme der Anlage	Grenzwerte für THG Einsparung in der RED II
Vor Oktober 2015	50%
Nach Oktober 2015	60%
Nach Januar 2021	65%
Nach Januar 2026	65%

Andere wichtige Aspekte der RED II sind:

- Verbot der Förderung von Biokraftstoffen, die auf bestimmten **wertvollen Landtypen** hergestellt werden, wie z.B. Land mit hoher Artenvielfalt, Land mit hohem Kohlenstoffbestand und Moorland.
- Ein spezielles Ziel für so genannte fortschrittliche Biokraftstoffe, d.h. Biokraftstoffe, die aus (definierten) Reststoffen hergestellt werden. Dieses Ziel steigt von 0,2% der Transportenergie im Jahr 2022 auf 1% im Jahr 2025 und schließlich auf mindestens 3,5% bis 2030.

Für die EU zielt das RED II-Paket darauf ab, die Rolle der EU als weltweit führend im Bereich der erneuerbaren Energien aufrechtzuerhalten und gleichzeitig die EU bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen zur Emissionsreduzierung im Rahmen des Pariser Abkommens zu unterstützen. [14] Einen strukturierten Überblick über die aktuellen Regelungen im Kraftstoffbereich geben Schröder et al. (2022).

Möglichkeiten zur Umrüstung und Nachrüstung sind die Umstellung von 1G-Biokraftstoffanlagen auf die Produktion von mehr oder ausschließlich 2G-Biokraftstoffen, z.B. durch Zellulose-Ethanol, Biodiesel aus Altöl oder Nachrüstung einer Biogasanlage. Best-Practice-Beispiele sind die Umrüstung einer Biodieselanlage von Pflanzenöl auf tierische Fette und Speiseöl in Volos, Griechenland, von BDI aus Österreich in Auftrag gegebenen, und eine Biogaserweiterung für eine Ethanolanlage auf Zuckerrübenbasis in Anklam, Deutschland, durch Suiker Unie. Weitere Umrüstungs- und Nachrüstungsoptionen umfassen die

[14] https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive

Verbesserung der THG-Bilanz (z.B. durch die Produktion von Biogas aus Abfallströmen) oder weitere Verbesserungen zur Produktion von Elektrokraftstoffen.

5.2 Zellulose-Ethanol als Erweiterung von Bioethanol der ersten Generation

Bioethanol wird durch Gärung mit Hefe aus Biomasse hergestellt, die genügend Zucker enthält. Aus **Zuckerkulturen** wie Zuckerrüben und Zuckerrohr lassen sich fermentierbare Zuckersäfte leicht in einem Prozess extrahieren, der den ersten Schritten der Zuckerproduktion sehr ähnlich ist. Es ist auch möglich, eine fermentierbare Zuckerlösung aus **Stärkepflanzen** wie Weizen oder Mais zu erhalten. Stärke ist ein Biopolymer, bestehend aus Glukosemolekülen, die durch eine Wärme- und Enzymbehandlung (Verzuckerung) in fermentierbare Zucker aufgespalten werden können. Die Körner werden gemahlen, um ein Mehl zu erhalten, das mit Wasser und Enzymen vermischt und bei Temperaturen bis zu etwa 90°C behandelt wird. Abbildung 13 zeigt das Produktionsvolumen von Bioethanol. Demzufolge wird Bioethanol heute hauptsächlich aus Mais, Zuckerrüben und Getreide (insbesondere Weizen) hergestellt.

Abbildung 13: **EU Produktion von Bioethanol Kraftstoff in Millionen Tonnen pro Jahr (Daten verfügbar in Schröder et al., 2022))**

Die hergestellten Zuckerlösungen werden mit Hefe vergoren, um in einem Prozess, der dem industriellen Brauen ähnlich ist, Maische mit 12-16% Ethanol zu erhalten. Um aus der Maische reines Ethanol (>99,5%) zu gewinnen, werden Destillation und andere Aufreinigungsverfahren angewandt. Neben dem Produkt Ethanol fallen Rückstände aus den Fermentationen an. Bei Verfahren, die stärke- und zuckerhaltige Ausgangsmaterialien verwenden, werden diese Rückstände als Schlempe bzw. Vinasse bezeichnet. Der Wassergehalt dieser Nebenprodukte wird in der Regel durch Verdampfung oder Trocknung reduziert, um den Wert als Futtermittelprodukt zu erhöhen. Insbesondere Schlempe, die zu **Trockenschlempe** (Distillers Dried Grains with Solubles, DDGS) getrocknet wird, ist ein wichtiges Nebenprodukt und verschafft den Ethanolanlagen der ersten Generation zusätzliche Einnahmen.

Weitere Biomassepotenziale können für die Ethanolproduktion mit den 2G-Technologien genutzt werden, die **lignozellulosehaltige Ausgangsstoffe** verwenden (Abbildung 14). Lignozellulosehaltige Biomasse wie Holz oder Stroh besteht hauptsächlich aus Zellulose,

Hemizellulose und Ligninbestandteilen. Die Zellulose ist ebenfalls ein Biopolymer auf Basis von Glukosemonomeren. Allerdings ist Zellulose schwieriger zu verzuckern und eine fermentierbare Zuckerlösung zu erhalten. Bei den derzeitigen Technologien zur Herstellung von 2G-Bioethanol wird in der Regel ein thermisches Vorbehandlungsverfahren wie die Dampfexplosion verwendet, um den Verbund Lignin - Zellulose - Hemizellulose zu zerstören. Diese Vorbehandlung hat das Ziel, die nachfolgende enzymatische Verzuckerung der Zellulose zu erleichtern. Auch hier wird Ethanol aus der Zuckerlösung fermentiert und gereinigt, ähnlich wie beim Downstreaming-Prozess in Wertschöpfungsketten der 1G-Ethanolproduktion.

Da 2G-Ethanol-Technologien immer noch unter einer unsicheren wirtschaftlichen Rentabilität leiden, könnten **Lösungen mit Erweiterungen** für 1G-Ethanol-Anlagen zu Synergien und Kosteneinsparungen führen (Macrelli et al. 2014, Watanabe et al. 2015). Es können verschiedene Konzepte für die Integration von 2G-Ethanol in bestehende Anlagen entwickelt werden, eines davon wurde kürzlich in einer BIOFIT Case Study von CIEMAT und Biocarburantes De Castilla Y León S A untersucht und evaluiert. Synergien könnten sich aus der Nutzung von lignozellulosehaltigen Teilen der Stärkepflanzen (z.B. Weizenkleie), der gemeinsamen Nutzung von Teilen des Downstream-Abschnitts, der Anpassung des Zuckergehalts der Fermentation durch Mischung der Maischen, der gemeinsamen Nutzung der allgemeinen Infrastruktur am Anlagenstandort oder der Nutzung von Lignin als erneuerbarem Brennstoff zur Wärmebereitstellung ergeben.

Abbildung 14: Exemplarisches Konzept einer kombinierten 1G und 2G Ethanol Produktion mit zusätzlicher Kerosin Produktion

Die Aktivitäten zur **Markteinführung** von Lignozellulose-Ethanol haben in letzter Zeit vor allem in den USA und Brasilien stattgefunden. Das Hauptaugenmerk lag dabei auf der Integration in bestehende Produktionsstätten. So wurden beispielsweise Pläne entwickelt, einen Standort von Patriot Renewable Fuels in Annawan, Illinois, (heute CHS Inc.) mit der Inbicon-Technologie für Lignozellulose-Ethanol zu erweitern. Die Anlage, die etwa 380.000 t/a Ethanol aus Getreide herstellt, wurde erweitert, um zusätzliche 75.000 - 90.000 t/a Ethanol aus Maisstroh zu produzieren (Lane, 2019). Eine bestehende POET-Bioraffinerie in Emmetsburg, Iowa, wurde in einem Joint Venture zwischen POET und Royal-DSM ebenfalls um eine Lignozellulose-Ethanol-Anlage erweitert. Der neue Teil der Anlage ist für die Umwandlung von 300.000 t/a Maisstroh in etwa 60.000 t/a Ethanol ausgelegt (DSM; 2013). Maisfasern zu Ethanol als Bolt-on-Lösung wurden der Bioethanolanlage von Quad County Corn Processors hinzugefügt. Hier kam das so genannte "Cellerate-Verfahren" zum Einsatz.

In Brasilien zum Beispiel hat Raízen, ein Joint Venture zwischen dem Zuckerproduzenten Cosan und dem Mineralölkonzern Royal Dutch Shell, die erste von acht geplanten Anlagenerweiterungen im Jahr 2014 in Betrieb genommen. Durch die Erweiterung können am Standort Piracicaba, São Paulo, zusätzlich 32.000 t/a Ethanol aus Zuckerrohrbagasse und Stroh hergestellt werden. Wesentliche Anlagenbereiche (Vorbehandlung, enzymatische Hydrolyse und Fermentation) wurden von Iogen Energy geliefert. Die Hauptvorteile der Integration mit der bestehenden Zuckerfabrik sind der Zugang zu kostengünstiger Bagasse und Stroh, niedrigere Investitionskosten aufgrund der Nutzung der vorhandenen Ausrüstung und niedrigere Betriebskosten. Eine zweite Werkserweiterung mit einer Produktionskapazität von rund 95.000 t/a Ethanol ist geplant.

Das Konzept sieht vor, Bagasse als Ausgangsmaterial für 2G-Ethanol zu verwenden und die Ligninrückstände zur Energiebereitstellung in den Kessel vor Ort zurückzuführen. Wesentliche Integrationsmöglichkeiten werden durch die gemeinsame Ansiedlung mit einer Zuckerrohrmühle gesehen:

- Zugang zu Bagasse zu geringen Kosten, gebrauchsfertig vorbereitet und ständig verfügbar
- Zugang zu Zuckerrohrstroh, das derzeit auf dem Feld verbleibt
- Erhebliche Investitionskosteneinsparungen durch die Nutzung vorhandener Ausrüstung und anderer Standortinfrastruktur
- Einsparungen bei den Betriebskosten durch die gemeinsame Nutzung des bestehenden Standorts.

Es sind nur wenige Studien bekannt, die sich mit Zusatzstoffen für Zellulose-Ethanol für die europäische Ethanolindustrie befassen. Im Rahmen des Forschungsprojekts "Bioraffinerie2021 - Energie aus Biomasse - Neue Wege zur integrierten Bioraffinerie" wurden verschiedene Ansätze zur Optimierung von Ethanolanlagen untersucht. Es wurden Konzepte entwickelt, die sowohl die eigenständige als auch die gekoppelte Produktion von lignozellulosehaltigem Ethanol berücksichtigen (Gröngröft et al., 2011). Es wurden auch erste Anlagenkonzepte für die gekoppelte Verarbeitung von Weizen und Weizenstroh entwickelt. Es zeigte sich, dass sich die spezifischen Investitionen für den Bau von Lignozellulose-Ethanol-Anlagen durch die Integration in bestehende Anlagen reduzieren lassen (Gröngröft et al., 2011).

Studien zur Integration von lignozellulosehaltigem Ethanol in bestehende europäische Produktionsstätten und deren Rohstoffe sind daher bisher kaum zu finden. Insbesondere die Kombination von Lignozellulose-Ethanol mit Rübenethanol und Zuckerproduktion sind noch nicht untersucht worden.

Im Rahmen des BIOFIT-Projekts untersuchen die Projektpartner Biocarburantes de Castilla y Leon und CIEMAT die Integration der Produktion von 30 Mio. Liter/Jahr 2G-Ethanol aus nicht verwerteten Komponenten der derzeitigen Rohstoffe in die bestehende Produktionsanlage für Ethanol auf Getreidebasis in Babilafuente, Spanien.

5.3 Alkohole für die Luftfahrt

Eine weitere Möglichkeit der Nutzung von Bioethanol ist die Herstellung von Kerosin aus Alkohol in einem so genannten **Alcohol-to-Jet-Verfahren** (ATJ) (Abbildung 14). Bei diesem Verfahren werden kurzkettige Alkohole (Ethanol, Propanol oder Butanol) in langkettige Kohlenwasserstoffe umgewandelt und in verschiedene Kraftstofffraktionen getrennt.

Das ATJ-Verfahren beginnt mit den gereinigten Alkoholen. Ethanol wird wie oben beschrieben und andere Alkohole auf ähnliche Weise hergestellt, jedoch mit unterschiedlichen Mikroorganismen und Downstream-Technologien. Es gibt verschiedene Verfahren für die ATJ-Produktion, die sich geringfügig unterscheiden. Die typischen Schritte sind in Abbildung 14

dargestellt. Bei hohen Temperaturen und unter hohem Druck werden die OH-Gruppen der Alkoholmoleküle dehydriert (Entfernung der OH-Gruppen) und dann in längere Kohlenwasserstoffe umgewandelt (Oligomerisierung). Die resultierende Mischung von Kohlenwasserstoffen unterschiedlicher Länge wird in die gewünschten Fraktionen destilliert und die verbleibenden Doppelbindungen werden unter Verwendung von Wasserstoff gesättigt (Diederichs et al., 2016).

Als Produkte der ATJ-Destillation fallen in der Regel Kerosin-, Diesel- und Naphthafraktionen an. Die entstehende Kerosinfraktion kann je nach Prozessweg im ATJ-Verfahren entweder als synthetisches paraffinisches Kerosin (ATJ-SPK) oder als synthetisches Kerosin mit Aromaten (ATJ-SKA) hergestellt werden. Der erstgenannte Kraftstoff ist bereits in ASTM D7566, Anhang 5 für die kommerzielle Verwendung zugelassen und kann daher als Mischungsbestandteil (bis zu 50 Vol-%) mit herkömmlichem Flugtreibstoff verwendet werden. Die Zulassung von ATJ-SKA und einem Mischungsanteil von mehr als 50 Vol-% werden derzeit geprüft.

Die Umwandlung von 1G-Ethanol in ATJ-SPK ist noch nicht kommerziell verfügbar, aber derzeit werden Demonstrationsanlagen betrieben und Flugtests mit dem resultierenden Kerosin durchgeführt. Es kann davon ausgegangen werden, dass ATJ ein wichtiges Verfahren für die künftige Herstellung alternativer Flugtreibstoffe sein wird. Im Rahmen des BIOFIT-Projekts wurde von einem Team unter Leitung des DBFZ und in Zusammenarbeit mit Swedish Biofuels eine Fallstudie über die Vorteile der Integration der ATJ-SKA-Technologie in bestehende 1G-Bioethanolanlagen durchgeführt. Eine Schätzung geht davon aus, dass durch die Umrüstung aller Ethanolanlagen weltweit auf ein ATJ-Verfahren etwa 20 % des Jahresbedarfs an Flugtreibstoffen für die Luftfahrtindustrie erzeugt werden könnten (Reals, 2012).Eine attraktive Alternative zur Verwendung von 1G-Ethanol für ATJ-Verfahren wäre die Verwendung höherer Alkohole wie **Isobutanol**, da diese bei der Oligomerisierung schneller längere Moleküle aufbauen. Ein möglicher Herstellungsweg ist die Produktion von Isobutanol mit Hilfe spezieller Hefen, wie sie von GEVO Inc durchgeführt wird. Die Herausforderung besteht darin, mit den gentechnisch veränderten Hefen einen stabilen Fermentationsprozess zu erreichen. Im Zusammenhang mit ATJ werden auch andere innovative Technologien zur Herstellung von Alkohol diskutiert. Zum Beispiel hat LanzaTech eine geeignete, auf dem Fermentationsprozess basierende Gasvergärung entwickelt. Hier kann Ethanol aus Abgasen hergestellt werden, allerdings mit der Schwierigkeit, genügend Gas in der Flüssigkeit zu lösen (Geleynse, 2018).

5.4 Altöl Biodiesel Erweiterung

Bis 2010 basierte die EU-Produktion von Biodiesel hauptsächlich auf Raps. Seitdem hat der Anteil anderer Ölpflanzen wie Soja, Sonnenblume und Ölpalme zugenommen. Dennoch hat die gesamte Biodieselproduktion aus Ölsaaten seit 2010 nicht wesentlich zugenommen. Der Anstieg der Produktion in den letzten Jahren beruht hauptsächlich auf der zusätzlichen Produktion von Biodiesel aus gebrauchtem Speiseöl (used cooking oil, UCO), Tierfett und anderen. Abbildung 15 zeigt diesen Trend für die Produktion von Biodiesel (FAME) und HVO in Europa seit 2006 (Naumann et al. 2019).

Abbildung 15: EU Biodiesel Produktion (FAME und HVO/HEFA) in Millionen Tonnen pro Jahr

Öle oder Fette, die aus ölhaltigen Pflanzen gewonnen werden, werden als Rohstoffe für die Biodieselproduktion verwendet. Diese unterteilen sich in Ölfrüchte mit ölhaltigem Fruchtfleisch (Ölpalme oder Olivenbaum) und Ölsaaten mit ölhaltigem Samen (Raps, Sonnenblume, Flachs oder Soja).

Das Öl muss zunächst aus den Ölsaaten extrahiert werden, was in verschiedenen Typen von Ölmühlen geschieht. Diese lassen sich in Kaltpressung, Warmpressung und Extraktionspressung einteilen. Bei der Verarbeitung der Ölsaaten entsteht ein proteinhaltiger Presskuchen, der als hochwertiges Tierfutter vermarktet wird.

Die anschließenden **Umesterungsprozesse** des Öls unterscheiden sich vor allem in Bezug auf die verwendeten Katalysatoren und die Prozessbedingungen (T, p, t). Nach der Umesterung muss der Biodiesel gewaschen und getrocknet werden. Das Nebenprodukt Glycerin wird aufbereitet und je nach verwendetem Katalysator wird ein Salz gewonnen. Methanol, das im Überschuss zugegeben wird, kann durch eine Rektifikationskolonne zurückgewonnen werden.

Biodieselanlagen, die für die Verarbeitung von Pflanzenölen gebaut wurden, können zu **Altöl-Biodieselanlagen** umgerüstet werden, die primär **gebrauchtes Speiseöl (UCO)** und **tierische Fettabfälle** verarbeiten können. Im Vergleich zu Rapsöl weisen diese Rohstoffarten eine inhomogenere Zusammensetzung mit unterschiedlichen Gehalten an Triglyceriden, einen höheren Anteil an freien Fettsäuren (FFA) sowie erhöhte Gehalte an Verunreinigungen wie Kunststoffe, Phosphor-, Stickstoff- und Schwefelkomponenten auf. Aus diesem Grund ist es unmöglich, UCO und tierische Abfallfette in Biodieselanlagen, die für Pflanzenöle gebaut wurden, ohne Veränderung der Komponenten zu verarbeiten.

Daher müssen dem Prozess Vorbehandlungsschritte zur Abtrennung von Verunreinigungen dieser verschiedenen Fettabfälle hinzugefügt werden (Abbildung 16). Darüber hinaus müssen zusätzliche Veresterungsreaktoren - z.B. mit einem sauren Katalysator wie Schwefelsäure - die den hohen Gehalt an FFA verringern, in das Biodiesel-Produktionssystem integriert werden. Nach der Veresterungsreaktion erfolgt die Trennung des Roh-Biodiesels und der Glycerinphase durch Sedimentation oder Zentrifugation. Die abgetrennten Phasen können dann in den bestehenden Prozess integriert werden. Gegebenenfalls müssen auch Destillationskolonnen für abfallbasierten Biodiesel nachgerüstet werden, um die

Qualitätskriterien der EN14214 (Europäische Qualitätsnorm für Biodieselkraftstoff) erfüllen zu können.

Abbildung 16: Konzept für den Prozess der Altöl Biodiesel Erweiterung

Ein weiteres spezifisches Problem mit UCOs und tierischen Fettabfällen aus dem Tierkörperbeseitigungsprozess ist die **Kontamination mit Polymeren**. Der Grund dafür ist im Fall von UCO im Sammelprozess zu finden. UCO werden normalerweise in Polyethylen- oder Polypropylenbehältern gesammelt. Teile dieser Polymere lösen sich in den UCOs auf und können nicht durch Filtration entfernt werden. Im Falle von Tierfett kontaminieren Kunststoffe z.B. von Ohrmarken landwirtschaftlicher Nutztiere, das Tierfett während des Ausschmelzprozesses.

Die Folge dieser Kunststoffverunreinigungen sind Ablagerungen an Wärmetauschern und Kolonnenböden sowie ein erhöhter Gehalt an Polymeren in der Biodiesel- oder Glycerinphase. Durch verschiedene zusätzliche verfahrenstechnische Methoden, wie z.B. die Verwendung eines Hydrogels mit anschließender Filtration, den Einsatz poröser Membranen oder die Zugabe von Bleicherde und Aktivkohle, kann die Polymerkonzentration in UCO und im tierischen Fettabfall reduziert werden (Braune, 2016).

Abbildung 17: Biodiesel, Biodiesel-Mischung und fossiler Diesel (Quelle: DBFZ)

5.5 Glycerin-Umwandlung zu Methanol

Glycerin ist eine farblose, geruchlose und viskose Flüssigkeit, die in allen natürlichen Fetten und fetten Ölen wie z.B. Fettsäureestern (Triglyceriden) enthalten ist. Es fällt als Nebenprodukt bei der Herstellung von Fettsäuren oder Biodiesel an und kann vielseitig verwendet werden, z.B. in der Kosmetikindustrie, als Lebensmittelzusatzstoff und zur Herstellung von Kunststoffen oder Biogas.[15]

Methanol ist der einfachste Alkohol und eine leichte, flüchtige, farblose und entflammbare Flüssigkeit. Gegenwärtig wird das meiste Methanol durch die katalytische Umwandlung von Synthesegas aus fossilen Quellen hergestellt. Die Verwendung von Glycerin als Ausgangsstoff ermöglicht die Herstellung von Biomethanol.[16]

Bei der Herstellung von Biodiesel fällt Glycerin als Nebenprodukt in ähnlichen Mengen an, wie Methanol für die Produktion benötigt wird. Aufgrund der steigenden Nachfrage nach Biodiesel wird sowohl die Produktion von Glycerin als auch die Nachfrage nach Methanol steigen. Um diese Entwicklung in den Griff zu bekommen, wird die Reformierung von Glycerin zu Methanol in Betracht gezogen (van Bennekom, Venderbosch, & Heeres, 2012).

Prozessbeschreibung

Für die Umwandlung von Glycerin zu Methanol gibt es verschiedene Möglichkeiten. In den folgenden Abschnitten werden zwei davon kurz beschrieben.

Die Herstellung von Methanol aus Glycerin wurde bereits im industriellen Maßstab von einer Firma aus den Niederlanden, **BioMCN**, demonstriert. In ihrem Prozess wird das Rohglycerin gereinigt und durchläuft eine Dampfreformierung. Das erzeugte Synthesegas wird in einem konventionellen Festbett-Methanolsynthesereaktor in Methanol umgewandelt. BioMCN vermarktet und verkauft industrielle Mengen an Biomethanol. Die Anlage verwendet jedoch nicht mehr Glycerin als Ausgangsmaterial, sondern Methan.

Im zweiten Pfad, dem Glycerin-zu-Methanol-Prozess (GtM), wird ein feuchter Biomassestrom (Glycerin) durch Umformung in überkritischem Wasser (RSCW) in Synthesegas umgewandelt. Anschließend wird es durch eine Hochdruck-Methanolsynthese weiter in Methanol umgewandelt. Das Projekt **Supermethanol** untersuchte den GtM-Prozess und führte mehrere Experimente mit der Integration in eine Biodieselanlage durch (van Bennekom, Venderbosch, & Heeres, 2012). Abbildung 18 veranschaulicht diesen GtM-Prozess, wobei die relevanten Schritte für die Biodieselproduktion grau und jener für den GtM-Prozess grün dargestellt sind. Die Methanolproduktion ist in die Biodieselanlage integriert, um Methanol aus dem bei der Biodieselproduktion anfallenden Nebenprodukt Rohglycerin herzustellen und in der Anlage wiederzuverwenden.

[15] https://www.chemie.de/lexikon/Glycerin.html
[16] http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/products-end-use/products/methanol

Abbildung 18: Glycerin-zu-Methanol Prozess

Wie oben erwähnt, ist die Herstellung von Biodiesel eine **Anwendung von Methanol**. Darüber hinaus ist Methanol wichtig für die chemische Industrie, für die Herstellung von Formaldehyd, Essigsäure, Polymeren und Farben. Es kann auch als Energieträger oder in geringen Prozentsätzen in Benzinmischungen verwendet werden (van Bennekom, Venderbosch, & Heeres, 2012).

Methanol, das aus einem Biomasse-Rohstoff hergestellt wird, hat Umweltvorteile und kann langfristig auch zu Kostensenkungen führen, wenn der Ölpreis steigt. Eine Integration in eine Biodieselanlage könnte die Energiebilanz, die Kohlenstoffleistung, die Nachhaltigkeit und die Gesamtwirtschaftlichkeit der Biodieselproduktion verbessern. Die Produzenten sind weniger abhängig vom Methanol-Spotpreis, es besteht eine (teilweise) Sicherheit der Methanolversorgung, und ihr Nebenprodukt wird als grüner, nachhaltiger Rohstoff verwendet (van Bennekom, Venderbosch, & Heeres, 2012). Die Technologie wurde erfolgreich im Pilotmaßstab getestet, aber es wurden noch keine Demonstrationseinheiten im großen Maßstab gebaut.

Wie in Abbildung 18 dargestellt, können bestehende Biodiesel-Produktionsanlagen durch die Integration einer Glycerin-zu-Methanol-Einheit umgerüstet werden, wodurch der größte Teil des Methanols wieder in den Biodieselprozess zurückgeführt werden kann.

5.6 Biomethan

Biogas kann durch anaerobe Vergärung von biologisch abbaubaren Ausgangsmaterialien hergestellt werden. Biogas besteht zu etwa 50-60% aus Methan (CH_4) und 40-50% Kohlendioxid (CO_2) und geringen Mengen Schwefelwasserstoff (H_2S), Wasser und Siloxanen. Das Biogas wird entweder in Verbrennungsmotoren zur Produktion von Kraft und Wärme verwendet oder durch Biogasaufbereitung gereinigt. Da es sich bei der anaeroben Vergärung um ein robustes Verfahren handelt, kann es für eine Vielzahl verschiedener Arten von Biomasse eingesetzt werden. Neben der Nutzung spezieller Kulturpflanzen gewinnt auch die Umwandlung von Rückständen von Biomasse verarbeitenden Betrieben zunehmend an Bedeutung. Die Biogaserzeugung kann daher auch eine mögliche Umrüstung, Nachrüstung oder Ergänzung bestehender Biomassekonversionsanlagen, z.B. Bioethanolanlagen, darstellen. Insbesondere feuchte Reststoffe wie Vinasse und Schlempe oder Zuckerrübenschnitzel können effizient in den Energieträger Biogas umgewandelt werden.

Durch Technologien zur Biogasaufbereitung kann der größte Teil des CO_2 abgetrennt werden und eignet sich als Kohlenstoffquelle für die anschließende Verarbeitung mit erneuerbarem Wasserstoff, z. B. zu → Elektrokraftstoffen. Das so gereinigte Gas wird als Biomethan

bezeichnet, das nach den gleichen Standards wie fossiles Erdgas aufbereitet und dann in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Es kann als Erdgassubstitut für Verkehrsanwendungen in Form von komprimiertem Biogas (compressed biogas, CBG) oder verflüssigtem Biogas (liquefied biogas, LBG) verwendet werden, wobei letzteres besonders für den Schwerverkehr interessant ist.Es gibt viele verschiedene Biogasaufbereitungstechnologien auf dem Markt, darunter Aminwäsche, Druckwechselabsorption, Wasserwäsche, organisch-physikalische Wäsche, kryogene Destillation und Membrantrennung.

Am DBFZ wird derzeit eine Pilot Plattform mit effizienten Konversionsverfahren für biogene Reststoffe zu erneuerbarem Methan errichtet (Abbildung 19). Sie umfasst:

- Vorbehandlungstechniken wie Zerkleinerung oder hydrothermale Behandlung, die auf eine Vielzahl unterschiedlicher Reststoffe angewendet werden können
- Anaerobe Fermentationsbehälter unterschiedlicher Größe wie kontinuierlich betriebene Rührkessel-Reaktoren und Pfropfenstromreaktoren, die für Biomasse mit unterschiedlichem Feuchtigkeitsgehalt geeignet sind
- Katalytische Methanisierung der CO_2-Fraktion im Biogas, um den Methangehalt zu erhöhen
- Techniken zur Gärrestaufbereitung, bestehend aus Schneckenpressen, Filterpressen und Dekanterzentrifugen für die Fest-Flüssig-Trennung, Membranfiltration für die Flüssig-Flüssig-Trennung sowie Trocknern und Autoklaven zur Trocknung oder Karbonisierung der festen Rückstände.

Abbildung 19: Vereinfachtes Prozessschema der Pilot Plattform für erneuerbares Methan des DBFZ

Nach Angaben der European Biogas Association (2019) waren Ende 2017 in Europa 17.783 Biogasanlagen und 540 Biomethananlagen in Betrieb. Die gesamte installierte elektrische Kapazität (IEC) in Europa nahm 2017 weiter zu und wuchs um 5% auf insgesamt 10.532 MW, während die aus Biogas erzeugte Elektrizität in Europa insgesamt 65.179 GWh betrug. Auch die Produktion von Biomethan stieg 2017 auf insgesamt 19.352 GWh oder 1,94 Mrd. m³.

Wie die FNR (2013) feststellt, hat die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan in den letzten Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen. Im Gegensatz zur Kraft-Wärme-Kopplung am Produktionsstandort bietet die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan, die anschließende Einspeisung in die Erdgasnetze und Nutzung an jedem beliebigen Ort, mehrere Vorteile. Durch

den Einsatz von Biomethan an einem Ort mit hohem Wärmebedarf trägt die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan zu einem deutlich steigenden Anteil an extern nutzbarer Wärmeenergie bei, was wiederum zu einer Steigerung der Gesamteffizienz der Biogasnutzung führt.

Da Aufbereitungstechnologien in den letzten Jahren billiger geworden sind, könnte eine Möglichkeit für Biogasanlagenbetreiber darin bestehen, ihre Biogasanlagen nachzurüsten, indem sie eine Aufbereitungsanlage installieren, die Biomethan produziert. Biomethananlagen können auch als Umrüstungs- und Nachrüstungslösung für viele andere biobasierte Industriezweige (z.B. Landwirtschaft, Lebensmittelverarbeitung, Zellstoff und Papier) angesehen werden, da sie mit einer Vielzahl von feuchten biobasierten Reststoffen betrieben werden können.

5.7 Elektrokraftstoffe

Elektrokraftstoffe sind Kraftstoffe, die mit **Wasserstoff** hergestellt werden, der aus der Elektrolyse von Wasser gewonnen wird. Andere Begriffe, die für diese Art von Kraftstoffen und für die Umwandlungspfade verwendet werden, sind Power-to-Gas (PtG), Power-to-Liquid (PtL), **Power-to-X** (PtX) und E-Fuels. Der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird dann entweder als solcher verwendet oder für die Reaktion mit CO oder CO_2 unter Bildung gasförmiger oder flüssiger Kohlenwasserstoffe verwendet, z.B. synthetische Kraftstoffe für den Transportsektor. Synthetische Kraftstoffe, die durch Wasserelektrolyse erzeugt werden, können in ähnlicher Weise verwendet werden wie Kraftstoffe, die durch andere (fossile oder biobasierte) Umwandlungsverfahren ohne Einsatz von Elektrolyse erzeugt werden. Tabelle 4 zeigt verschiedene Arten von Elektrokraftstoffen (Philibert, 2018).

Tabelle 4: Überblick Elektorkraftstoffe

	Ohne Kohlenstoff	**Mit Kohlenstoff (Kohlenstoff-basierte Elektrokraftstoffe)**
Gasförmig	Wasserstoff (H_2)	Methan (CH_4)/LNG
Flüssig	n.a.	Methanol (CH_3OH) FT-Kraftstoffe (C_xH_y) DME (C_2H_6O)

Die Nachhaltigkeit solcher Elektrokraftstoffe hängt von der Herkunft des verwendeten Stroms ab, also ob es sich um erneuerbare Energie handelt oder nicht. Außerdem hängen die Treibhausgasemissionen der kohlenstoffbasierten Elektrokraftstoffe von der Herkunft des Kohlenstoffs ab. Im Falle des 1G-Biokraftstoffsektors wird der Kohlenstoff aus einer Anlage abgeschieden, die Biomasse verarbeitet und CO_2 als Teil des Produkts oder als Nebenprodukt erzeugt. Beispiele für diese CO_2-reichen Ströme sind die Fermentationsabgase aus der Ethanol- oder Biogasproduktion (mit anschließender Biomethanaufbereitung) sowie das Restgas aus der Druckwechseladsorption (PSA) z. B. von biobasierten Gasfraktionen. Diese Art von Elektrokraftstoffen auf Basis von Biomasse wird als kohlenstoffneutral angesehen. Darüber hinaus, und für andere Sektoren (wie den Sektor der fossilen Feuerung oder der fossilen Raffinerien) relevanter, ist das Recycling von Kohlenstoff aus Rauchgasen der Verbrennung fossiler Brennstoffe. In diesem Fall wird das CO_2, das andernfalls freigesetzt worden wäre, aufgefangen und wiederverwendet. Diese Art von Elektrokraftstoffen wird als **Elektrokraftstoffe aus nicht-biogenem CO_2** bezeichnet. Kohlenstoff kann aber auch direkt aus der Luft abgeschieden werden (**Direct Air Capture - DAC**). Dieser Prozess erfordert Strom und Wärme und ist aufgrund der geringen CO_2-Konzentration in der Atmosphäre energieintensiver als die Kohlenstoffabscheidung aus pflanzlichen Emissionen. Diese Art von Elektrokraftstoffen gilt als kohlenstoffneutral (Philibert, 2018).

Inwieweit Elektrokraftstoffe im Hinblick auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED-II) zu den erneuerbaren Kraftstoffen gezählt werden können, hängt vom Anteil der erneuerbaren Energiequellen ab, die bei der Erzeugung des für die Wasserstoffproduktion verwendeten Stroms eingesetzt werden. Sofern keine direkte Verbindung von einer vollständig erneuerbaren Stromerzeugung zur Produktionsanlage von Elektrokraftstoffen besteht, wird der nationale Strommix berücksichtigt.

Zur Herstellung kohlenstoffbasierter Elektrokraftstoffe werden Strom und Kohlendioxid benötigt. Abbildung 19 zeigt die Umwandlungspfade für kohlenstoffbasierte Elektrokraftstoffe. Während der Elektrolyse wird Strom verwendet, um Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff zu spalten. Der Wasserstoff kann als Elektrokraftstoff verwendet werden oder er kann mit abgetrenntem Kohlendioxid kombiniert werden, um den Wasserstoff durch Syntheseprozesse weiter in Kohlenwasserstoffe umzuwandeln. Je nach gewünschtem Produkt verwenden diese Syntheseprozesse unterschiedliche Katalysatoren, z.B. zur Herstellung von Methan, Methanol, Dimethylether (DME) oder Fischer-Tropsch (FT) Kraftstoffen.

Eine weitere Option für die Nutzung biobasierter, CO_2-reicher Ströme wäre die direkte Nutzung des Synthesegases aus der Biomassevergasung, der Dampf-Biomethan- oder Biogasreformierung oder anderen Verfahren zur Erzeugung von Synthesegas. Synthesegas setzt sich aus Wasserstoff, CO und CO_2 zusammen. Wie bei den Elektrokraftstoffen können verschiedene Produkte durch Synthese hergestellt werden (siehe Tabelle 4). Durch die Zugabe von Wasserstoff zum jeweiligen Prozess kann die Produktausbeute weiter erhöht werden. Wird dem anaeroben Fermentationsprozess Wasserstoff zugesetzt, kann eine biologische Methanisierung durch Mikroorganismen (hydrogenotrophe Methanogene) durchgeführt werden, was zu höheren Methanerträgen führt.

Abbildung 20: Pfade der Elektrokraftstoffe

Da der Begriff "Elektrokraftstoff" verschiedene Arten von Kraftstoffen umfasst, sind die Möglichkeiten für die **Endnutzung** vielseitig. Einige Endanwendungen sind:

- Zur Ergänzung anderer erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien wird die Verwendung von Elektrokraftstoffen (Wasserstoff) häufig in Inselsystemen (z.B. Japan) mit hohen Kosten für die Lieferung fossiler Brennstoffe in Betracht gezogen.

- Um den Einsatz von Wasserstoff in kleineren Industrien und Gebäuden zu erleichtern, kann er durch Mischung mit Erdgas oder Methan in das Gasnetz eingespeist werden. Es besteht auch die Möglichkeit, reinen Wasserstoff in Gasnetzen zu verwenden, aber dies stößt noch auf einige Schwierigkeiten, wie hohe Kosten oder Effizienzprobleme.
- Der Einsatz von Elektrokraftstoffen (oder anderen synthetischen Kraftstoffen) im Transportwesen (z.B. Straße, Schifffahrt, Luftfahrt) ermöglicht hohe Emissionseinsparungen. Für Straßenfahrzeuge gibt es mehrere Optionen, wie z.B. die Verwendung von FT-Kraftstoffen als Drop-in-Kraftstoff in konventionellen Fahrzeugen, die Verwendung von Methan oder Methanol in angepassten Fahrzeugen oder die Verwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen-Fahrzeugen. Im maritimen Bereich wird Wasserstoff für kürzere Fahrten, aber nicht für Langstrecken-Seeschiffe in Betracht gezogen. Für die Luftfahrt können FT-Kraftstoffe gemäß ASTM D7566, Annex 1, in Mischungen mit konventionellen Kraftstoffen mit einem Anteil von bis zu 50 Vol-% verwendet werden.

Elektrokraftstoffe können sowohl flüssig als auch gasförmig sein und sind daher vielseitig einsetzbar. **Vorteile** von Elektrokraftstoffen sind u.a. die Möglichkeit der Langzeitlagerung, ihre potenziell niedrige Treibhausgasintensität und ihre Anwendbarkeit in konventionellen Fahrzeugen. Hohe Umwandlungsverluste und hohe Transport- und Verteilungskosten machen Elektrokraftstoffe jedoch relativ teuer (Philibert, 2018).

Möglichkeiten der Umrüstung und Nachrüstung

Bestehende Anlagen zur Herstellung von Ethanol oder Biogas können umgerüstet (erweitert) werden, indem **CO_2 aus dem Gärungsprozess abgetrennt** und mit Wasserstoff, der durch einen Elektrolyseur erzeugt wird, kombiniert wird. Bei der anschließenden Synthese können Methan, Methanol oder FT-Kraftstoffe produziert werden.

Bestehende Biomasse-Vergasungsanlagen können umgerüstet werden, indem **Wasserstoff dem Rohsynthesegas zugesetzt** wird, wodurch sich das Wasserstoff-Kohlenmonoxid-Verhältnis ändert und die Wassergas-Shift-Reaktion teilweise oder vollständig ersetzt wird. Dadurch können mehr Kraftstoffe aus dem Kohlenstoff in der Biomasse hergestellt werden.

Bestehende Biogasanlagen können mit einem zweiten Reaktor umgerüstet werden, der mit Wasserstoff und Biogas gespeist wird. Die **biologische Methanisierung** ist in der Lage, den größten Teil des Kohlendioxids im Rohbiogas in zusätzliches Methan umzuwandeln.

Abbildung 21: Biologische Methanisierung (Quelle: Rachbauer et al. 2016)

5.8 Schlussbemerkungen

Vergleicht man die Ziele für Emissionsreduktionen im Transportsektor mit der Entwicklung nachhaltiger Alternativen, wird deutlich, dass noch viel Produktionskapazität aufgebaut werden

muss. Dabei könnte eine Umrüstung und Nachrüstung vor allem dann sinnvoll sein, wenn zusätzlicher Kraftstoff produziert wird. Die Effizienz der Prozesse kann dadurch gesteigert werden, oder die THG Emissionen können über den Lebenszyklus verbessert werden. Der Wechsel von einem biobasierten Ausgangsstoff (1G) zu einem anderen biobasierten Ausgangsstoff (2G) kann zur Produktion eines Biokraftstoffs führen, der als nachhaltiger gilt, aber nicht wesentlich zur Reduzierung fossiler Kraftstoffe im Verkehrssektor beiträgt.

Im Allgemeinen sind die europäischen Biokraftstoffanlagen ziemlich neu, da die meisten von ihnen nach 2005 gebaut wurden. Daher können kostspielige Investitionen in Umrüstungs- und Nachrüstungsmaßnahmen in die bestehende Infrastruktur aus Sicht eines Anlagenbetreibers verfrüht erscheinen. Da jedoch Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen in der EU einer Obergrenze unterliegen (1G), bietet die Verwendung von Rohstoffen für fortschrittliche Biokraftstoffe, wie sie in Anhang IX der RED II (2G) aufgeführt sind, bessere Marktchancen, insbesondere nach 2030.

Einige spezifische Empfehlungen sind:

- Der Biokraftstoffsektor wird stark von **Regulierungen** beeinflusst. Diese Regulierungen haben auch einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Umrüstungs- und Nachrüstungsinvestitionen. Änderungen der Regulierungen sollten daher mit Vorsicht vorgenommen werden, um das Vertrauen der Anlagenbetreiber in ihre Geschäftspläne zu bewahren. Das Risiko von Änderungen der Vorschriften scheint als sehr hoch eingeschätzt zu werden, was offensichtlich Investitionen im Biokraftstoffsektor behindert.
- Die politische Unterstützung von Biokraftstoffen hat in den letzten Jahren abgenommen, verglichen mit anderen Innovationen im Verkehrssektor, wie der Elektromobilität oder der Verwendung von Wasserstoff, die in der politischen Debatte mehr Beachtung fanden. Die Förderung von Biokraftstoffen, die heute kommerziell verfügbar sind, könnte allerdings erheblich zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors beitragen. Dieser Mangel an politischer Unterstützung stellt die Biokraftstoffindustrie vor große Unsicherheiten, da sie entscheiden muss, ob sie in Zukunft Investitionen tätigen soll oder nicht.
- Um Biomethan als erneuerbaren Verkehrskraftstoff nutzen zu können, sollte der Aufbau einer **Infrastruktur** für seine Nutzung gefördert und unterstützt werden. Ein größerer Anteil von Erdgas-betriebenen Fahrzeugen würde es ermöglichen, Biomethan aus Tausenden von Biogasanlagen zu nutzen, von denen viele biobasierte Reststoffe als Ausgangsmaterial verwenden können.
- Biobasierter Kohlenstoff ist eine wertvolle Ressource und sollte daher sinnvoll verarbeitet und bei der Umwandlung vollständig genutzt werden. Insbesondere da zum jetzigen Zeitpunkt nicht alle Verkehrssektoren für eine Elektrifizierung oder die Umstellung auf Brennstoffzellen in Frage kommen, sollten bestehende Biomasse-Verarbeitungsanlagen einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf anstreben, z.B. im Sinne von sektorübergreifenden Bioraffinerien oder Hybridansätzen mit Elektrokraftstoffen.
- Biokraftstoffhersteller haben derzeit keinen direkten **Zugang zu den Kunden** und wenig Möglichkeiten, die Vorteile ihrer Produkte zu bewerben. Daher könnten spezielle Biokraftstoffprodukte an der Zapfsäule dem Kunden die Möglichkeit bieten, sich für nachhaltige Kraftstoffe zu entscheiden.
- Die **CO_2-Emissionen** der verschiedenen Kraftstoffe (fossile und Biokraftstoffe) sollten für den Kunden an der Zapfsäule sichtbar sein.
- Die Herstellung von fortschrittlichen Biokraftstoffen wie z. B. Bioethanol ist ein energieintensiver Prozess. Der Einsatz erneuerbarer Energie in diesem Prozess wird

nachdrücklich empfohlen, um die Treibhausgasemissionen zu verringern und den Nutzen für die Umwelt zu erhöhen.

6 Umrüstung und Nachrüstung fossiler Raffinerien

6.1 Überblick des Sektors

Raffinerien für fossile Brennstoffe wandeln Rohöle in Fertigprodukte um, indem sie diese aufbrechen und zu neuen Produkten wie Kraftstoffen für den Transport verarbeiten.

Rohöl wird aus der Erde gewonnen. Es gibt viele Arten von Rohölen mit vielen verschiedenen Komponenten. Die meisten dieser Bestandteile sind Kohlenwasserstoffe (Moleküle, die aus den Elementen Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen). Andere Bestandteile in Rohölen bestehen aus einer Kombination von Kohlenwasserstoffen und geringen Mengen anderer Elemente, wie Schwefel, Stickstoff und Metalle.

Raffinerien sind große und kapitalintensive Anlagen, die Rohöl in **Endprodukte** umwandeln. In europäischen Raffinerien sind etwa 65% der Produkte Kraftstoffe wie Diesel, Benzin, Kerosin, Schweröl und Flüssiggas. 25% der Produkte werden für andere Anwendungen hergestellt, wie z.B. Bitumen, Schmiermittel, Heizöl und Ölkoks. 10% der Produkte sind petrochemische Rohstoffe, welche in Chemikalien, synthetischem Kautschuk und einer Vielzahl von Kunststoffen verwendet werden.

Abbildung 22: Fossile Raffinerien sind große Industriekomplexe, in denen eine Vielzahl von fossilen Kraftstoffen und anderen Produkten hergestellt werden. (Quelle: Raffinerie Thessaloniki von Hellenic Petroleum)

Kernprozesse in einer Raffinerie sind 1) die Trennung des Rohöls in verschiedene Fraktionen und 2) die Verarbeitung dieser Fraktionen zu verschiedenen Produkten. In Abbildung 22 sind einige grundlegende Prozesse einer typischen Raffinerie dargestellt. Das "Herz" einer jeden Raffinerie ist die atmosphärische Destillation. In dieser Destillationskolonne wird das Rohöl erhitzt, die Trennung erfolgt nach dem Siedepunkt. Gasförmige Produkte (mit den niedrigsten Siedepunkten) verlassen die Kolonne von oben, während die schweren Fraktionen (mit hohen Siedepunkten) die Kolonne von unten verlassen.

Abbildung 23: Grundlegende Prozesse in einer Raffinerie

Jede Raffinerie ist aufgrund der Unterschiede in der geographischen Lage, den Rohölspezifikationen, Märkten, Produktspezifikationen usw. einzigartig. Raffinerien produzieren eine Vielzahl an Produkten auf Basis ihres Inputs und der Marktbedürfnisse. Raffinerien können ihre Produktzusammensetzungen und -mengen kontinuierlich auf Basis von Faktoren innerhalb der physikalischen Grenzen ihrer Raffinerieprozesse ändern und tun dies auch. Aufgrund der Komplexität ihres Betriebs und der Verbindungen zwischen den verschiedenen Prozessen werden mathematische Modelle verwendet, um die Raffinerieparameter so anzupassen, dass Produkte in den richtigen Mengen und mit den richtigen Spezifikationen hergestellt werden können.

Raffinerien können nach dem **Nelson-Komplexitätsindex** klassifiziert werden. Dies ist ein numerischer Wert, welcher angibt, wie viele nachgeschaltete Verarbeitungseinheiten eine Raffinerie nach der Rohöldestillationsanlage, die eine Komplexität von 1 hat, besitzt. Diese können in folgende Kategorien unterteilt werden:

Tabelle 5: Nelson-Komplexitätsindex-Kategorisierung von Raffinerien für fossile Brennstoffe

Konfiguration	Art des Prozesses
Einfach, Basis Konfiguration	Keine Umwandlungsanlagen jenseits der Rohöldestillation
Konfiguration 1 (Komplexität <2), auch **Verarbeitungsanlagen (topping refineries)** genannt	Einfachster Typ einer Ölraffinerie, bestehend aus einer Destillationseinheit, einem Naphtha-Reformer und der notwendigen Behandlung
Konfiguration 2 (Komplexität 2 – 6), auch **Crackanlagen (Hydro-Skimming Refinery)** genannt	Wie Konfiguration 1, jedoch mit einer Vakuumdestillateinheit und einem katalytischen Cracker.
Konfiguration 3 (Komplexität 6 – 12) auch **Konversionsanlagen** (**Conversion refineries)** genannt	Ausgestattet mit einem Hydrocracker, der die Produktion von Benzin und Mitteldestillaten maximiert.
Konfiguration 4 (Komplexität >12, auch **Tiefkonversionsanlagen (Deep Conversion refineries)** genannt	Umfasst sowohl Hydrocrack- und katalytische Crackanlagen als auch Kokereianlagen zur Umwandlung der schwersten Rohölfraktionen in leichtere Produkte

Viele Raffinerien in der EU haben eine relativ geringe Komplexität (Konfiguration 1 und 2), während viele Raffinerien in den USA, Indien und am Persischen Golf eine weitaus höhere Komplexität aufweisen. Eine höhere Komplexität bedeutet höhere Kapitalkosten, aber auch mehr Flexibilität und die Möglichkeit, höherwertige Produkte herzustellen.

Mit einer Rohölraffineriekapazität von etwa 13,2 Mio. Barrel pro Tag[17], welche 13 % der weltweiten Gesamtkapazität[18] entspricht, ist die EU nach den Vereinigten Staaten der zweitgrößte Produzent von Erdölerzeugnissen weltweit[19]. In den 90 Raffinerien der EU sind 120.000 Personen direkt und 1,2 Mio. Personen indirekt beschäftigt. Der Verkehrssektor in der EU wird derzeit zu 95 % mit flüssigen (fossilen) Brennstoffen betrieben[20] und ist für mehr als 25 % der Treibhausgasemissionen in der EU verantwortlich[21].

In den letzten zehn Jahren - etwa ab 2007 - hat der EU-Raffineriesektor aufgrund der sich ändernden Marktnachfrage und des Wettbewerbs durch modernere Raffinerien außerhalb Europas einen Marktrückgang erlebt. Insgesamt wurden etwa 20 Raffinerien entweder geschlossen oder in Bioraffinerien umgewandelt, und mehrere haben auch ihre Kapazitäten reduziert. Dies hat zu einem Rückgang der Zahl der Raffinerien von 110 auf 90 geführt.

Ab 2015 sind die Gewinnspannen gestiegen, wodurch sich die Schließung europäischer Raffinerien verlangsamt hat. Die Modernisierung der europäischen Raffinerien hat es ihnen ermöglicht, schwerere und stärker kontaminierte Rohöle zu verarbeiten.

[17] https://www.concawe.eu/refineries-map/
[18] https://www.eni.com/docs/it_IT/eni-com/azienda/fuel-cafe/WORLD-OIL-REVIEW-2018-Volume-1.pdf
[19] https://ec.europa.eu/energy/en/topics/oil-gas-and-coal/oil-refining
[20] www.fuelseurope.eu
[21] https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/transport-emissions-of-greenhouse-gases/transport-emissions-of-greenhouse-gases-10

6.2 Kohlenstoffreduzierung in fossilen Raffinerien

Aufgrund der Notwendigkeit, die Kohlenstoffemissionen in der Umwelt zu reduzieren, wie im Pariser Klimaabkommen von 2016 vereinbart, hat die EU versucht, erneuerbare Alternativen zu fossilen Kraftstoffen für den Verkehrssektor, wie z.B. Biokraftstoffe, zu entwickeln. Biokraftstoffe sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, wie Biodiesel und Bioethanol, welche aus Biomasse hergestellt werden. Sie dienen im Verkehrssektor der EU als erneuerbare Alternative zu fossilen Kraftstoffen und tragen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit der EU bei.

In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) (2009/28/EG) wurde festgelegt, dass bis 2020 in der EU 10 % der Kraftstoffe für den Verkehrssektor in jedem EU-Land aus erneuerbaren Quellen stammen sollen, wie Biokraftstoffe. Die Kraftstofflieferanten sind zudem verpflichtet, die Treibhausgasintensität des EU-Kraftstoffmixes bis 2020 im Vergleich zu 2010 um 6% zu reduzieren.

Die ursprüngliche RED wurde 2018 durch die überarbeitete Richtlinie über erneuerbare Energien (RED II) (2018/2001/EU)[22] aktualisiert, die als Teil des Pakets "Saubere Energie für alle Europäer" veröffentlicht wurde. In dieser RED II ist festgelegt, dass jeder Mitgliedstaat die Kraftstofflieferanten verpflichten soll, dafür zu sorgen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor bis 2030 mindestens 14% beträgt.

Es wird - auch innerhalb des Sektors selbst - akzeptiert, dass eine **Hauptherausforderung des Raffineriesektors** darin besteht, den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft zu bewältigen[23]. Die europäische Plattformorganisation der Raffinerien, FuelsEurope, hat 2018 ihr eigenes Visionsdokument "Vision 2050"[24] herausgegeben, in dem sie ihre Vision einer kohlenstoffarmen Zukunft für die Raffinerieindustrie darlegt. Die Hauptpunkte dieser Vision sind:

- Die Raffinerieindustrie der EU erklärt, dass sie sich verpflichtet hat, zum Ziel der EU beizutragen, bei der Bewältigung der globalen Herausforderung des Klimawandels weltweit führend zu sein, indem sie ihre CO_2-Emissionen weiter reduziert und die Wirtschaft und die Bürger mit kohlenstoffarmen Brennstoffen und anderen Produkten versorgt, die die Gesellschaft braucht.
- Langfristig erwarten sie, dass erneuerbare Kohlenwasserstoffe für chemische Rohstoffe, die Schifffahrt, die Luftfahrt und einen Teil der schweren Nutzfahrzeuge unverzichtbar bleiben werden.
- Sie sehen den verstärkten Einsatz neuer Rohstoffe vor, wie erneuerbare Energien, Abfall und abgeschiedenes CO_2 in einem sehr effizienten Produktionszentrum in Synergie mit anderen Sektoren, wie Chemikalien oder Fernwärme.
- Für die Herstellung kohlenstoffarmer Flüssigkeiten mit dem Potenzial, eine emissionsarme Mobilität über den gesamten Lebenszyklus in allen Verkehrssegmenten zu ermöglichen, werden viele Technologien erforderlich sein, z.B. nachhaltige Biokraftstoffe, CCS/CCU, erneuerbarer Wasserstoff und Power-to-Liquids

[22] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC
[23] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Highlights%20%26%20summary%20of%20the%206th%20EU%20Refining%20Forum%20FINAL.pdf
[24] https://www.fuelseurope.eu/vision-2050/

- Sie erwarten, dass kohlenstoffarme, flüssige Kraftstoffe im Jahr 2050 die Netto-Treibhausgasemissionen von Personenkraftwagen und Lieferwagen im Vergleich zu 2015 um 87% reduzieren können.

Aus diesen Hauptpunkten wird deutlich, dass der europäische Raffineriesektor seine Kohlenstoffemissionen erheblich reduzieren will und, dass Bioenergie und Biokraftstoffe als Teil dieser Lösung gesehen werden. Im Jahr 2020 wurde von FuelsEurope ein möglicher Pfad zur Klimaneutralität unter dem Titel "Saubere Kraftstoffe für alle" veröffentlicht.[25]

Möglichkeiten der Umrüstung und Nachrüstung

Wie im Raffineriesektor bekannt ist, ist die Umrüstung und Nachrüstung mit Bioenergie eine Möglichkeit, die Produktion erneuerbarer Kraftstoffe in ihrem Sektor zu steigern. Die Haupttechnologie zur Erreichung dieses Ziels ist das **Hydroprocessing** von erneuerbaren flüssigen Ölen, wie Palmöl und Altspeiseöl, und deren Aufwertung zu erneuerbaren Verkehrskraftstoffen in Raffinerien. Diese "grünen Biokraftstoffe" werden auch als HVO (Hydrogenated Vegetable Oils) bezeichnet. Es gibt bereits mehrere Raffinerien, die auf die Herstellung von HVOs umgerüstet wurden.

Andere Technologien sind weniger gut entwickelt. Die Hauptwege zur Umwandlung von Lignozellulosematerialien in Brennstoffe umfassen verschiedene Formen thermochemischer Umwandlungen, wie thermische Pyrolyse, katalytische Pyrolyse, Hydropyrolyse, hydrothermale Verflüssigung und Verflüssigung in Kohlenwasserstoff-Lösungsmitteln (Perkins et al. 2019). Eine der vielversprechenderen Möglichkeiten, den Anteil erneuerbarer Brennstoffe zu erhöhen, ist die **Co-Einspeisung eines erneuerbaren, biologisch-flüssigen Pyrolyseöls** in Raffinerien.

Diese Technologien werden in den nächsten Kapiteln erklärt und sind in Abbildung 23 dargestellt.

Abbildung 24: Integration von Pflanzenöl und Pyrolyseöl in einen Raffinerieprozess.

6.3 HVO Integration

Ein Synonym für **HVO** (Hydrogenated Vegetable Oils) ist **HEFA** (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids). HVO/HEFA werden anders hergestellt als "traditioneller Biodiesel", der auch **FAME** (Fettsäuremethylester) genannt wird. Der traditionelle Biodiesel-Herstellungsprozess beinhaltet eine chemische Reaktion (Umesterung) von Fetten oder Ölen mit Methanol in

[25] https://www.fuelseurope.eu/clean-fuels-for-all/

speziellen Biodiesel-Produktionsanlagen. Bei dieser Umesterung entsteht Biodiesel (FAME) und als Nebenprodukt Glycerin.

Der vereinfachte Produktionsprozess von HVO ist in Abbildung 24 dargestellt. Rohstoffe sind Pflanzenöle, gebrauchte Speiseöle oder andere gebrauchte Öle und Fette. Nach einer Vorbehandlung zur Entfernung von Verunreinigungen erfolgt die HVO-Herstellung in zwei **Prozessschritten**.[26]

Im ersten Schritt (Abbildung 25) - genannt **Hydroprocessing** - werden die Öle und Fette in Paraffine umgewandelt. Paraffine sind geradkettige Kohlenwasserstoffketten, auch Alkane genannt. Alkane sind relativ einfache Moleküle, welche aus gesättigten Kohlenstoff- und Wasserstoffmolekülen bestehen, daher der Name Kohlenwasserstoffe. Dieser Prozess findet bei Reaktionstemperaturen zwischen 300°C und 390°C statt. Den Ölen und Fetten - hier als Triglycerid dargestellt - wird Wasserstoff zugesetzt, um die Doppelbindungen zu beseitigen. Anschließend wird Wasserstoff verwendet, um das Molekül in eine gerade Kette aufzuspalten, wobei Propan (auch bioLPG genannt) als Nebenprodukt anfällt. Der Sauerstoff wird dann als Wasser (Desoxygenierung) oder als CO_2 (Decarboxylierung) entfernt.

Im zweiten Schritt - **Isomerisierung** genannt - werden die Paraffine gecrackt und isomerisiert, so dass der grüne Diesel (Hauptprodukt) die erforderlichen Anforderungen an die Kälteeigenschaften erfüllt. Nebenprodukte sind grünes Naphtha und grünes Kerosin. HVOs sind der Dieselfraktion bei der Rohöldestillation weitaus ähnlicher als FAME (Fettsäuremethylester). HVO enthalten keinen Sauerstoff, keine Doppelbindungen, keine Aromaten und keinen Schwefel (Forschungszentrum Jülich, 2019). Es zeigte sich, dass Einsatzstoffe mit einem hohen Sättigungsgrad vorteilhafter sind, da sie bei der Hydrierung weniger Wasserstoff benötigen (Mittelbach, 2015).

Abbildung 25: Vereinfachtes Blockflussdiagramm des HVO Prozesses

Abbildung 26: Hydroprocessing von Ölen und Fetten; erste Stufe des zweistufigen Verfahrens zur Herstellung von HVO/HEFA

26 http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/conversion-technologies/conventional-technologies/hydrotreatment-to-hvo

Die Produktion von HVO ist kommerziell erprobt, und es gibt mehrere Unternehmen, welche Lizenzen für die Technologie[27] vergeben, wie Axens IFP (Vegan), Honeywell UOP (Green Diesel), Neste (NextBTL), Haldor Topsoe (Hydroflex) und ENI (Ecofining).

Zur Herstellung von HVO kann eine breite Palette an Ölen und Fetten verwendet werden:

- Pflanzenöle, einschließlich Öl aus Nahrungsmittelpflanzen wie Raps, Sonnenblumen, Sojabohnen, Palmöl, aber auch ungenießbare Öle wie Jatropha- und Tabaköl
- Tierische Fette, wie Talg, weißes Schmierfett und Geflügelfett
- Altöle, wie gebrauchtes Speiseöl und Altspeisefett
- Mikrobielle Öle

Die meisten dieser Ausgangsstoffe sind Tryglyceride, was bedeutet, dass bei der HVO-Produktion bioLPG als Nebenprodukt anfällt. Einige Rohstoffe, wie Palmfettsäuredestillat (PFAD) und Tallöl, sind reine Fettsäuren und liefern kein bioLPG als Nebenprodukt[28].

Die HVO-Produktion kann in neu gebauten oder umgerüsteten fossilen Raffinerien durchgeführt werden. Tabelle 6 gibt einen Überblick über laufende und geplante Projekte zur HVO-Produktion[29]:

Tabelle 6: Aktuelle und geplante HVO/HEFA Produktion in Europa

Betreiber	Standort	Typ	Status	Kraftstoff	Kapazität (t/Jahr)
ST1+SCA	Gothenburg (Sweden)	Alleinstehend	Geplant	HEFA	200.000
ST1+SCA	Ostrand (Sweden)	Alleinstehend	Geplant	HEFA	300.000
Sunpine	Pitea (Sweden)	Alleinstehend	In Betrieb	HVO	100.000
UPM	Lappeenranta	Alleinstehend	In Betrieb	HVO	130.000
UPM	Kotka (Finland)	Alleinstehend	Geplant	HVO	500.000
Neste	Porvoo (Finland)	Alleinstehend	In Betrieb	HVO/HEFA	580.000
Neste	Rotterdam (Netherlands)	Alleinstehend	In Betrieb	HVO/HEFA	1.000.000
Galp	Sines (Portugal)	Alleinstehend	In Betrieb	HVO	220.000
Shell	Rotterdam (Netherlands)	Alleinstehend	Geplant	HVO/HEFA	820.000
SkyNRG	Delfzijl (Netherlands)	Alleinstehend	Geplant	HEFA	70.000
Derzeitige Gesamtproduktion alleinstehender Anlagen					2.330.000
PREEM	Gothenburg (Sweden)	Retrofit	In Betrieb	HVO	220.000
PREEM	Gothenburg (Sweden)	Retrofit	Geplant	HVO	1.080.000
BP	Castellon (Spain)	Retrofit	In Betrieb	HVO/HEFA	80.000

[27] https://www.neste.com/sites/default/files/attachments/neste_renewable_diesel_handbook.pdf
[28] https://www.mdpi.com/1996-1073/12/2/250/pdf
[29] Argus, HVO production and outlook 2019 map, https://www.argusmedia.com/en/bioenergy/argus-biofuels

Repsol	various (Spain)	Retrofit	In Betrieb	HVO/HEFA	200.000
Cepsa	La Rabida (Spain)	Retrofit	In Betrieb	HVO	43.000
Cepsa	San Roque (Spain	Retrofit	In Betrieb	HVO	43.000
ENI	Venice (Italy)	Retrofit	In Betrieb	HVO/HEFA	300.000
ENI	Gela (Italy)	Retrofit	In Betrieb	HVO/HEFA	600.000
Total	Grandpuits (France)	Retrofit	Geplant	HVO/HEFA	400.000
Total	La Mede (France)	Retrofit	In Betrieb	HEFA	100.000
Derzeitige Gesamtproduktion in Raffinerien					1.586.000
Derzeitige und geplante Kapazität in Raffinerien					3.066.000

Die HVO-Eigenschaften können durch Upgrading-Reaktionen unter Verwendung verschiedener Arten von Katalysatoren und durch Änderung der Reaktionsbedingungen, wie Temperatur und Druck, beeinflusst werden. Daher können die **Eigenschaften von HVO** an verschiedene industrielle Bedürfnisse angepasst werden, so dass es möglich ist, Kraftstoffe zu erhalten, die den Spezifikationen von Kerosin entsprechen.

FAME und HVO haben **unterschiedliche Materialeigenschaften**. Da FAME ein Ester ist, unterscheidet sich seine chemische Zusammensetzung von fossilem Dieselkraftstoff, was in der Praxis bedeutet, dass seine Verwendung in der EU auf einen maximalen Prozentsatz von 7% beschränkt ist (die "Mischgrenze"). Dieser Höchstwert wurde wegen möglicher Probleme in Motoren festgelegt, wie z.B. Schäden an bestimmten Teilen, Kohlenstoffablagerungen im Motor und Wasseraufnahme, welche zum Wachstum von Mikroben im Kraftstofftank führen würde. Ein weiteres Problem bei FAME ist sein relativ hoher Gefrierpunkt. HVO hat diese Probleme nicht, da es dem fossilen Diesel sehr ähnlich ist.

HVO kann sowohl für den **Straßentransport** als auch für die **Luftfahrt** eingesetzt werden. Der Einsatz von HVO für den Luftfahrtsektor wurde durch verschiedene Tests mit verschiedenen Flugzeugen und Unternehmen nachgewiesen. HVO ist bereits seit 2011 nach der internationalen ASTM-Norm D7566 zertifiziert. Nach dieser Norm ist eine Beimischungsquote von 50% möglich (Isfort et al., 2012). Obwohl die Technologien verfügbar sind, wird HVO für die Luftfahrt bisher nur in Chargen für spezielle Tests hergestellt. Ein Beispiel ist der Test von Neste Renewable Aviation Fuel in größerem Maßstab mit 1.187 Flügen der Lufthansa zwischen Frankfurt und Hamburg und einem Interkontinentalflug nach Washington, D.C. im Jahr 2011. Bei diesen Tests traten keine Komplikationen auf, wodurch die Möglichkeit einer zukünftigen kommerziellen Nutzung gezeigt wurde (Neste Oil, 2012).

Mangels anderer Alternativen wird nachhaltiges **Kerosin** in Zukunft für einen klimafreundlichen Luftverkehr notwendig sein (Zech et al., 2014). Gesucht werden kerosinähnliche alternative Kraftstoffe mit Drop-in-Eigenschaften, da sie wenig bis gar keine Änderungen an der Kraftstoffinfrastruktur und den Flugzeugen erfordern. Drop-in-Kerosin auf biologischer Basis ermöglicht auch eine Beimischung von Kerosin auf fossiler Basis zu alternativen Kraftstoffen. Abbildung 26 zeigt den Kerosinbedarf aller in Deutschland abfliegenden Flüge (graue Balken) und die damit verbundenen CO_2-Emissionen (blaue Linie). Um die CO_2-Emissionen bei steigendem Kerosinbedarf zu reduzieren, ist es notwendig, mit nachhaltigem Kerosin zu fliegen. Um die ehrgeizigen Ziele der International Air Transport Association (IATA, grüne Linie) und des Klimaschutzplans der Bundesregierung (rote Linie) zu erreichen, wird in Zukunft eine große Menge an nachhaltigem Kerosin benötigt.

Abbildung 27: Nachfrage nach Kerosin aller in Deutschland abgehenden Flüge (Dietrich et al., 2017)

Die **Kosten** für die HVO-Produktion wurden im Rahmen einer umfassenderen Studie über die Kosten von Biokraftstoffen geschätzt. In dieser Studie wurde festgestellt, dass die Produktionskosten von HVO-Kraftstoffen zwischen 600 - 1.100 €/t bzw. 14 - 25 €/GJ liegen. Die dominierenden Kosten - 60% bis 80% - sind die Kosten für den Rohstoff. Die Kosten für HVO liegen im Vergleich zu den Kosten für andere Biokraftstoffe am unteren Ende des Spektrums. Die Kosten für Biokraftstoffe aus Biomethan könnten niedriger sein (11 - 34 €/GJ), aber alle anderen Biokraftstoffe - wie z.B. Zellulose-Ethanol, FT-Kraftstoffe usw. - weisen höhere Kostenbereiche auf.

In den nächsten Jahren ist mit einer erheblichen Ausweitung der Produktion zu rechnen. Gründe dafür sind der niedrige Gefrierpunkt von HVO, keine "Mischgrenze" und die Möglichkeiten, HVO als Kerosin zu verwenden. Die für die HVO-Produktion benötigte Ausrüstung ähnelt der, die für die Entschwefelung von fossilem Rohöl verwendet wird. Daher eignet sich diese Technologie für die Umrüstung und Nachrüstung von fossilen Raffinerien.

Derzeit liegt der Anteil von HVO an der Produktion von erneuerbarem Diesel in der EU bei 17% (2018). Wie Tabelle 6 zeigt, ist die Produktionskapazität in umgebauten Raffinerien derzeit viel kleiner als die Kapazität alleinstehender Anlagen, aber die in Raffinerien installierte Kapazität wird in Zukunft deutlich steigen.

Ein **Beispiel für ein HVO-Projekt** ist die Total-Raffinerie La Mède (Frankreich). Seit 2015 hat Total die Raffinerie für fossile Brennstoffe in eine Bioraffinerie umgewandelt. Heute hat sie eine Kapazität von 500.000 t erneuerbarem Diesel vom Typ HVO. Der Produktionsbeginn war im Juli 2019. Künftig kann auch Kerosin produziert werden (Total, 2019). Ein weiteres Beispiel ist das Projekt von Eni in Gela (Italien). Außerhalb Europas sind die HVO-Produktionsmengen kleiner. In Nordamerika sollen im Jahr 2020 1.155.000 t HVO produziert werden, eine ähnliche

Menge wie in Asien. In Asien wird die größte Menge (800.000 t/Jahr) in der Neste NExBTL-Anlage in Singapur[30] produziert.

Die Beschaffung von Rohstoffen wird jedoch eine Herausforderung darstellen, da die RED II die erste Generation von kulturpflanzenbasierten Biokraftstoffen begrenzt und außerdem mehrere Mitgliedstaaten - insbesondere Frankreich und Norwegen - ab 2020 keine Kraftstoffe auf Palmölbasis mehr als Biokraftstoffe in Betracht ziehen werden. Abfallbasierte Rohstoffe der zweiten Generation sind nicht in großer Menge vorhanden, und Länder mit hohem Sammelanteil außerhalb Europas (China, USA, Indien) könnten ihren lokalen Verbrauch von abfallbasiertem, erneuerbarem Diesel erhöhen.

Eine allgemeinere Herausforderung ist der sich verändernde Brennstoffmix in Europa. Während der Kerosinverbrauch in den nächsten 10 Jahren steigen wird, wird der Dieselverbrauch stetig zurückgehen, von derzeit 53% auf 33% im Jahr 2050[31].

6.4 Integration von Pyrolyseöl in Raffinerien

Pyrolyse ist ein Prozess, bei dem Biomasse in Abwesenheit von Luft/Sauerstoff erhitzt wird. Unter diesen Bedingungen zersetzt sich das organische Material unter Bildung von Dämpfen, permanenten Gasen und Holzkohle. Die Dämpfe können kondensiert werden, um das Hauptprodukt zu bilden: die Pyrolyseflüssigkeit. Um die Flüssigkeitsproduktion zu maximieren, müssen sowohl die Biomasseerhitzung als auch die Dampfkondensation schnell durchgeführt werden. Daher der Name schnelle Pyrolyse. Alternativ kann die Umwandlung der Biomasse auf die Herstellung von Holzkohle ausgerichtet werden. In diesem Fall ist die Erwärmung weniger schnell und der Prozess wird als langsame Pyrolyse oder Verkohlung bezeichnet. Letztere wird in der Regel bei Temperaturen unter 400°C durchgeführt.

Abbildung 28: Pyrolyseöl

Die schnelle Pyrolyse soll die Biomasse in eine maximale Flüssigkeitsmenge von etwa 60 bis 70 Gew.-% des Ausgangsmaterials umwandeln. Auf vorteilhafte Weise erhält man ein gleichmäßigeres, stabileres und saubereres Verbrennungsprodukt, das als Zwischenenergieträger und Ausgangsmaterial für die nachfolgende Verarbeitung dienen könnte. Die **wesentlichen Prozessbedingungen** der schnellen Pyrolyse für die Herstellung von Pyrolyseflüssigkeiten sind:

- eine sehr schnelle Erwärmung von relativ kleinen Biomassepartikeln (in der Größenordnung von Sekunden),
- Kontrolle der Temperatur des Pyrolysereaktors auf einem Niveau um 500° C,
- eine kurze Dampfverweilzeit, um eine weitere Spaltung in permanente Gase zu vermeiden,
- schnelle Abkühlung aller Dämpfe zur Bildung der gewünschten Pyrolyseflüssigkeit.

Verschiedene **Reaktortypen** wurden in europäischen und amerikanischen Labors getestet. Dazu gehören der Wirbelreaktor, der Drehflügelreaktor, der Drehkonusreaktor, der Zyklonreaktor, der Transportbettreaktor, der Vakuumreaktor und der Wirbelschichtreaktor.

[30] https://www.chemicals-technology.com/projects/neste-oil-plant/
[31] Greenea Conference presentation, May 2019, Denver, USA, https://www.greenea.com/en/publications/

Viele Pilotanlagen wurden in den 80er und 90er Jahren errichtet. Die meisten Pilotanlagen sind jedoch aus verschiedenen Gründen nicht mehr in Betrieb. Auf der anderen Seite sind aber auch einige erfolgreiche Beispiele entstanden. Dazu gehört das zirkulierende Wirbelschichtverfahren von Ensyn, das seit vielen Jahren zur Erzeugung von "Flüssigrauch" eingesetzt wird. Die Allianz von Ensyn und UOP führte zum Start von Envergent, welches auf die Produktion von Biokraftstoffen abzielt. Ein weiteres erfolgreiches Beispiel ist das am BTG entwickelte Verfahren mit einem Drehkegel (Abbildung 28).

Die auf einem Drehkegel basierende Technologie wurde sowohl in Malaysia zur Pyrolyse von leeren Fruchtschalen als auch in den Niederlanden zur Pyrolyse von holzigen Biomasse-Reststoffen (EMPYRO) erfolgreich eingesetzt. Die EMPYRO-Anlage wurde 2015 in Betrieb genommen, wobei der Großteil des Pyrolyseöls zur Erzeugung industrieller Wärme an FrieslandCampina geliefert wurde. Nach drei Jahren erfolgreicher Anlaufphase läuft die EMPYRO-Anlage nun mit voller Kapazität und wurde von Twence übernommen.

Abbildung 29: Darstellung des Pyrolyseverfahrens nach der Drehkegeltechnik (Quelle: BTG)

Pyrolyse bietet die Möglichkeit, die Brennstoffproduktion von der Behandlung der Biomasse in Bezug auf Zeit, Ort und Umfang zu entkoppeln, die Behandlung der Flüssigkeiten zu erleichtern und eine konsistentere Qualität im Vergleich zu jeder festen Biomasse zu erreichen. Bei der Schnellpyrolyse wird eine saubere Flüssigkeit (Abbildung 27) als Zwischenprodukt hergestellt, die sich für eine Vielzahl von Anwendungen eignet, von denen eine die Co-Einspeisung in Raffinerien ist.

Die **Eigenschaften von Pyrolyseöl** (Tabelle 7) unterscheiden sich deutlich von denen von Mineralöl. Das Öl enthält normalerweise eine geringe Menge Asche und eine beträchtliche Menge Wasser (es ist eine Emulsion). Die volumetrische Energiedichte ist 5- bis 20-mal höher als die der ursprünglichen Biomasse, aus der es hergestellt wird. Die Dichte ist höher als die von Heizöl und signifikant höher als die von Biomasse. Der Brennwert von Pyrolyseöl liegt bei 16-23 MJ/l, was wesentlich niedriger ist als bei Heizöl, das einen typischen Heizwert von 37 MJ/l hat. Pyrolyseöl ist sauer, mit einem pH-Wert von 3. Es ist eine rötlich-braune Flüssigkeit mit einem Geruch, der einem Grillaroma ähnelt. Aufgrund des hohen Anteils an sauerstoffhaltigen Komponenten ist das Öl polar und mischt sich nicht leicht mit Kohlenwasserstoffen.

Tabelle 7: Eigenschaften einer Charge Pyrolyseöl (Source: BTG)

Eigenschaft	Einheit	Wert
C	Gew.-%	46
H	Gew.-%	7
N	Gew.-%	<0,01
O (Bilanz)	Gew.-%	47
Wassergehalt	Gew.-%	25
Aschegehalt	Gew.-%	0,02
Feststoffgehalt	Gew.-%	0,04
Dichte	kg/l	1,2
Heizwert	MJ/kg	16
Heizwert	MJ/l	19
pH	-	2,9
Kinematische Viskosität (40°C)	cSt	13

Auch **Nebenprodukte** in Form von Holzkohle und nicht kondensierbaren Gasen fallen an. In einem industriellen Prozess würden diese beiden Nebenprodukte (beide 10 bis 20 Gew.-%) in erster Linie als Brennstoff für die Erzeugung der erforderlichen Prozesswärme (einschließlich der Trocknung des Einsatzmaterials) verwendet werden. Manchmal wird jedoch auch vorgeschlagen, die Holzkohle als Biokohle-Bodenverbesserer oder als Ersatz für metallurgischen Koks in der Stahlindustrie einzusetzen. Alternativ kann er für bestimmte Zwecke (oder aus bestimmten Gründen) mit dem Schnell-Pyrolyseöl rekombiniert werden, um einen **Kohle-Öl-Schlamm** zu bilden.

Das gasförmige Nebenprodukt ist im Wesentlichen ein Gemisch aus CO und CO_2. Abgesehen von Rauchgasemissionen und Asche, die bei der Holzkohleverbrennung entstehen, gibt es keine Abfallströme. Die Asche der Biomasse wird weitgehend im Nebenprodukt Holzkohle konzentriert. Sie wird abgetrennt, wenn die Holzkohle im Prozess verbrannt wird, d.h. um die Wärme für die Trocknung und Erhitzung des Biomasse-Einsatzmaterials zu erzeugen.

Fast alle Arten von Biomasse eignen sich als **Ausgangsmaterial** für die Pyrolyse. Die Hauptanforderungen für den Schnellpyrolyseprozess ist, dass die Biomasse relativ trocken (weniger als 6-8% Wassergehalt) und relativ klein (einige Millimeter) ist.

Holz und Holzreste eignen sich sehr gut für die Pyrolyse, aber auch viele andere Arten von Biomasse wie z.B.: Reishülsen, Bagasse, Schlamm, Tabak, Energiepflanzen, Palmölreste, Stroh, Olivenkernrückstände oder Hühnermist, könnten verwendet werden. Die Art der Biomasse/Reststoffe beeinflusst den Ertrag und die Qualität des Pyrolyseöls. Typischerweise liefert die holzige Biomasse die höchsten Erträge.

Da nur wenige Arten von Biomasse die beiden Kriterien - Größe und Feuchtigkeitsgehalt - bei der Ernte erfüllen, benötigen kommerzielle Pyrolyseanlagen einen Vorbehandlungsabschnitt für Biomasse. Dieser Vorbehandlungsabschnitt kann mit der überschüssigen Wärme und Energie aus der Pyrolyseanlage betrieben werden, solange der Feuchtigkeitsgehalt einen bestimmten Grenzwert (etwa 55-60 Gew.-%) nicht überschreitet.

Die Produktion von Pyrolyseöl wird derzeit an mehreren Standorten in Europa durchgeführt:

- Die EMPYRO-Pyrolyseanlage in Hengelo, Niederlande, wandelt 5 Tonnen trockene holzige Biomasse pro Stunde in Pyrolyseöl um. Die Anlage wurde 2015 fertiggestellt und hat ihre volle Produktion - 24.000 Tonnen Pyrolyseöl pro Jahr - im Jahr 2018 erreicht. Das Pyrolyseöl wird derzeit zusammen mit Erdgas zur Erzeugung von Dampf in der nahe gelegenen Molkerei von FrieslandCampina in Borculo (Niederlande) mitverbrannt.
- Das Konsortium, das hinter der EMPYRO-Anlage steht - eine Kooperation zwischen den Unternehmen BTG Bioliquids und Technip[32] - hat bereits zwei weitere großtechnische Anlagen gebaut, eine in Finnland[33] und eine in Schweden[34].
- Fortum und Valmet haben eine Anlage zur Produktion von 50.000 t Pyrolyseöl errichtet, die in das Heizkraftwerk Joensuu in Finnland integriert ist. Die Pyrolyseanlage wurde 2013 in Betrieb genommen. Zu den Bioöl-Rohstoffen gehören Waldrestholz und andere Biomassearten auf Holzbasis. Der Handelsname des Pyrolyseöls von Fortum ist Fortum Otso[35].

Neben diesen Anlagen gibt es mehrere Anlagen außerhalb Europas, die auf der UOP-Plattform Ensyn/Honeywell basieren. Es wurden drei Pyrolyseanlagen für die Produktion erneuerbarer Brennstoffe gebaut, nämlich in Ontario (Kanada), die Pyrolyseanlage von Red Arrow Products in Wisconsin (USA) und das jüngste Projekt AE Cote-Nord in Montreal (Kanada).

Abbildung 30: Die Empyro Pyrolyse Anlage in Hengelo, Niederlande

Möglichkeiten der Umrüstung und Nachrüstung

Pyrolyseöl ist eine relativ homogene biobasierte Flüssigkeit, die aus einer Vielzahl von festen Biomassearten hergestellt werden kann. Daher eignet es sich prinzipiell für die Miteinspeisung in Raffinerien, weil diese Flüssigkeiten verwenden und Großanlagen sind, welche große Mengen an Input benötigen. Für normale sperrige Biomasse stellt dies eine logistische Herausforderung dar, aber die Energiedichte des Pyrolyseöls ist so hoch, dass der Transport über größere Entfernungen wirtschaftlich wird.

Eine wichtige technische Barriere im Hinblick auf die Mitspeisung von Pyrolyseöl ist der Sauerstoffgehalt. Da Pyrolyseöl durch einen relativ einfachen thermischen Abbau von Biomasse hergestellt wird, ist ein großer Teil des in der Biomasse vorhandenen Sauerstoffs auch im Pyrolyseöl vorhanden. Dieser Sauerstoff muss ganz oder zumindest teilweise entfernt werden, um Kraftstoffe herstellen zu können.

Es gibt mehrere Möglichkeiten, Pyrolyseöl in einer Raffinerie miteinzuspeisen.

- Das Pyrolyseöl kann so wie es ist in den FCC (Fluid Catalytic Cracker) der Raffinerie eingespeist werden. Dies wurde im Pilotmaßstab von Petrobras in Brasilien durchgeführt. Im Abschnitt "Aktueller Stand" wird diese Arbeit näher erläutert.Das Pyrolyseöl wird so vorbehandelt, dass ein Teil des Sauerstoffs bereits durch einen Hydrodeoxygenierungsschritt in einem katalytischen Hydrotreatment-Prozess entfernt

[32] https://www.btg-bioliquids.com/
[33] https://www.btg-bioliquids.com/plant/green-fuel-nordic-lieksa-finland/
[34] https://www.btg-bioliquids.com/plant/pyrocell-gavle-sweden/
[35] https://www.fortum.com/products-and-services/power-plant-services/fortum-otso-bio-oil

wird. Auf diese Weise steht eine veredelte Form des Pyrolyseöls zur Verfügung, die leicht in einer Raffinerie eingesetzt werden kann. Da für die vollständige Desoxygenierung ziemlich viel Wasserstoff erforderlich ist, besteht ein alternativer Ansatz darin, das Pyrolyseöl nur teilweise zu desoxygenieren und die Umwandlung in Kraftstoffe in einer bestehenden Rohölraffinerieeinheit abzuschließen.

Der Machbarkeitsnachweis (Proof of Concept) für die Zuführung von teilweise aufbereiteten Pyrolyseflüssigkeiten zu einem FCC wurde erstmals im EU-FP6-Projekt BIOCOUP erbracht, welches 2010 abgeschlossen wurde. Dieses wurde im EU-FP7-Projekt FASTCARD weiterentwickelt, welches auf eine effizientere Umwandlung von Biomasse in Biokraftstoffe durch verbesserte Katalysatoren abzielte. Es wurde bereits festgestellt, dass Co-FCC von aufbereitetem Pyrolyseöl technisch möglich ist. Derzeit (2019) wird die Miteinspeisung von Pyrolyseöl in Raffinerien im Rahmen des H2020-Projekts 4refinery weiter untersucht[36].

Hinsichtlich des FCC-Produktspektrums treten keine unerwarteten Abweichungen auf. Es hängt lediglich vom Veredelungsgrad des Pyrolyseöls und dem Co-Feeding-Verhältnis ab. Typischerweise werden die Koks- und Gasausbeuten immer höher. Hinsichtlich des Grades (Druck, Temperatur, Raumzeit), bei dem die Pyrolyseflüssigkeiten in einem vorherigen Hydrotreatment-Schritt vorbehandelt wurden, können drei Arten von Pyrolyse-Einsatzstoffen unterschieden werden: (1) vollständig desoxygenierte, (2) teilweise desoxygenierte und (3) unbehandelte Pyrolyseflüssigkeiten. Vollständig desoxygenierte Flüssigkeiten sollten sich ähnlich wie die üblichen Ausgangsstoffe für FCC (Vakuumgasöl oder VGO) verhalten, während unbehandelte Pyrolyseflüssigkeiten im Vergleich zu VGO mehr Koks und Gas bilden. Offensichtlich hat auch das Zufuhrverhältnis von VGO gegenüber Pyrolyseflüssigkeiten einen starken Einfluss auf das Endergebnis.

Die **Kosten** für die Produktion von Biokraftstoff aus der Mitspeisung von Pyrolyseöl wurden kürzlich geschätzt. In dieser Studie wurde geschätzt, dass die Produktionskosten von Biokraftstoffen aus Pyrolyseöl zwischen 16 und 29 Euro/GJ liegen. Es sei darauf hingewiesen, dass die Mitspeisung von Pyrolyseöl in Raffinerien derzeit nur in einer Anlage umgesetzt wird (PREEM Raffinerie in Lysekil, Schweden), daher bestehen hinsichtlich Kosten noch große Unsicherheiten., Die Rohstoffkosten sind im Vergleich zu jenen für HVO niedriger, da Pyrolyseöl aus lignozellulosehaltigen Rückständen hergestellt werden kann.

Die Kosten für Biokraftstoffe, die aus Pyrolyseöl hergestellt werden, liegen im Vergleich zu den Kosten für andere Biokraftstoffe am unteren Ende des Spektrums. Die Kosten für Biokraftstoffe aus Biomethan und die Kosten für HVO (siehe voriger Absatz) könnten niedriger sein, aber alle anderen Biokraftstoffe weisen dennoch höhere Kostenbereiche auf.

Die Integration von Pyrolyseöl in fossile Raffinerien ist derzeit noch nicht vollständig kommerziell. Es hat jedoch Entwicklungen zur Kommerzialisierung dieser Option gegeben:

- **Mitverarbeitung von Pyrolyseöl in der Petrobras-Pilotanlage[37]**: In dieser Arbeit wurde unbehandeltes Pyrolyseöl, das aus Kiefernholzspänen hergestellt wurde, mit brasilianischem Standard-Vakuumgasöl (VGO) mitverarbeitet und in einer 200 kg/h-Demonstrationsanlage für katalytisches Wirbelschichtcracken (FCC) unter Verwendung eines kommerziellen FCC-Katalysators getestet. Es wurden Co-Feeding-Verhältnisse von 5% und 10% getestet. Es zeigte sich, dass die gemeinsame Verarbeitung von Pyrolyseöl in einer FCC-Anlage technisch machbar ist. Sowohl das VGO als auch das Pyrolyseöl wurden in Verkehrskraftstoffe wie Benzin und Diesel aufgespalten. Sauerstoff wurde als Wasser und CO entfernt. Der

[36] https://www.sintef.no/projectweb/4refinery/

[37] „Fast pyrolysis oil from pinewood chips co-processing with vacuum gas oil in an FCC unit for second generation fuel production“, Andrea de Rezende Pinho, Marlon B.B. de Almeida, Fabio Leal Mendes, Luiz Carlos Casavechia, Michael S. Talmadge, Christopher M. Kinchi, Helena L. Chumc, http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.032

Kohlenstoff-Wirkungsgrad lag bei 30%. Mittels C14-Isotopenanalyse wurde das Vorliegen von erneuerbarem Kohlenstoff bestätigt.

- **Mitverarbeitung von Pyrolyseöl in der PREEM-Raffinerie in Lysekil**[38]: Die erste Mitverarbeitung von Pyrolyseöl einer Raffinerie in Europa in großem Maßstab wird von den Unternehmen Preem und Setra durchgeführt. Gemeinsam haben sie ein Joint Venture - Pyrocell AB - gegründet, um in eine Pyrolyseölanlage im Sägewerk Kastet von Setra außerhalb von Gävle, Schweden, zu investieren. Die neue Pyrolyseanlage wurde erstmals im Juni 2018 angekündigt und produziert nun Pyrolyseöl aus Sägemehl als Rohstoff. Die Anlage ist seit 2021 in Betrieb. Das Pyrolyseöl wird in der Preem-Raffinerie in Lysekil als erneuerbares Ausgangsmaterial für die Produktion von Biokraftstoffen verwendet.

6.5 Schlussbemerkungen

Raffinerien zeigen mehr und mehr Interesse an der Dekarbonisierung ihrer Produkte durch die Verwendung von Biomasse als Rohstoff. Die Produktion von HVO in bestehenden Raffinerien ist ein Beispiel dafür. Nachhaltigkeit ist ein wichtiger Punkt, da es sich bei Raffinerien um Großunternehmen handelt, welche für die Produktion von Biokraftstoffen erhebliche Mengen an Rohstoffen benötigen.

Die "Mischgrenze" wird immer weniger zum Problem, weil es nun möglich ist, Biokraftstoffe mit gleichen oder sogar besseren Eigenschaften im Vergleich zur fossilen Alternative herzustellen.

Intermediäre Bioenergieträger können eine bedeutende Rolle bei der Versorgung der Raffinerien mit ausreichendem Rohstoff spielen, aufgrund eines einfacheren Transportes und ihrer Homogenität. Einige Verfahren sind bereits marktreif, wie z.B. die Miteinspeisung von Pyrolyseöl; andere befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Eine Unterstützung im Pilot- und Demo-Maßstab sowie die Stimulierung der Marktakzeptanz wird empfohlen.

Es muss noch daran gearbeitet werden, die Nachhaltigkeitsaspekte der Miteinspeisung von Biomasse in einer Raffinerie zu bestimmen. Die derzeitigen (C14-)Methoden funktionieren möglicherweise nicht immer, um die erneuerbaren Kohlenstoffmengen in "grünen" Raffinerieprodukten zu bestimmen.

Da Raffinerien in einem globalen Umfeld arbeiten, ist es wichtig, dass gleiche Wettbewerbsbedingungen gewährleistet sind. Nachhaltigkeitsanforderungen sollten für alle erneuerbaren Biokraftstoffe eingehalten werden, welche auf den Markt gebracht werden - sowohl innerhalb als auch außerhalb der EU.

7 Umrüstung und Nachrüstung fossil befeuerter Kraftwerke und KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung)

7.1 Überblick des Sektors

Im Jahr 2021 wurde die gesamte weltweite Stromproduktion zu 62% aus fossilen Rohstoffen gedeckt; Kohle allein machte 38,3% der Gesamtmenge aus (IEA, 2022). Vor allem aufgrund des enormen Wachstums in China und Indien hat sich die installierte Kapazität von

[38] https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/setra-and-preem-first-in-europe-with-renewable-fuel-from-sawdust

Kohlekraftwerken mit über 2.000 GW gegenüber dem Jahr 2000 mehr als verdoppelt (CarbonBrief, 2019).

Dank einer Reihe von Politiken, die auf eine umfassende **Dekarbonisierung** des Energiesektors drängen, ist die Situation in Europa anders als die globale. Dennoch stammen 19,2% der Stromerzeugung in der EU-28 aus Stein- und Braunkohle (Agora Energiewende und Sandbag, 2019). Im Jahr 2018 betrug die installierte Kraftwerksleistung der in Betrieb befindlichen Kohlekraftwerke in der EU-28 fast 155 GW (CarbonBrief, 2019); der größte Kohlekraftwerk-Park befindet sich in Deutschland (48 GW), gefolgt von Polen (30 GW). Mit Ende 2021 haben drei EU Länder die Nutzung von Kohle für die Stromproduktion gestoppt: Belgien, Österreich und Schweden.[39] Viele weitere EU Mitgliedstaaten – Dänemark, Finnland, Frankreich, Griechenland, Ungarn, Irland, Italien, Niederlande und Slowakei – haben sich zu einem Kohle-Ausstieg bis 2030 oder früher verpflichtet. Die Bestrebungen zur Dekarbonisierung sind in einigen europäischen Ländern herausfordernd, in welchen Kohle zu mehr als 40 % zur gesamten Stromerzeugung beiträgt. In der EU sind diese Länder Deutschland (41%), Bulgarien (45%), Griechenland (46%), Tschechien (53%), und Polen (89%); ähnlich ist die Situation in den meisten Nicht-EU-Ländern in Südost-Europa: Montenegro (45%), Bosnien und Herzegowina (63%), Nord Mazedonien (70%) und Kosovo (97%) (EURACOAL, 2017). Die Situation ist von Land zu Land unterschiedlich: Nur Griechenland und Nordmazedonien haben sich zu einem Kohleausstieg vor 2030 verpflichtet - Deutschland könnte bald folgen. In anderen Ländern wird entweder ein Kohleausstieg über 2030 hinaus angestrebt, die Diskussionen sind noch im Gange oder haben noch gar nicht begonnen.[40]

Die Kohleindustrie hat aufgrund relativ niedriger CAPEX-Anforderungen, skalierbarer Lösungen und verschiedener Optionen bereits viel Erfahrung mit der Mitverbrennung von Biomasse. Die Datenbank der IEA Bioenergy Task 32[41] listet Hunderte von Industrieanlagen zur Mitverbrennung von Biomasse aus Europa und der ganzen Welt auf. Abbildung 32 zeigt verschiedene Konzepte der Mitverbrennung und Bioenergie Retrofits in Kohlekraftwerken.

Gelegentlich kann der **Anreiz** zur Mitverbrennung von Biomasse in einem Kohlekraftwerk ein vorübergehender und rein wirtschaftlicher sein: Biomassebrennstoffe können in ausreichend großen Mengen und zu Preisen verfügbar sein, die gegenüber Kohle wettbewerbsfähig sind (auf Energiebasis). Einer der ältesten Fälle kommerzieller Mitverbrennung in Europa, das Kraftwerk Gelderland (Niederlande), in dem 1992 die Mitverbrennung von Altholz bei einem Wärmeeintrag von 3 - 4% demonstriert wurde, basiert auf einem solchen Prinzip (Koppejan und van Loo, 2012). Die Entwicklung der EU-Politik hat jedoch einen strukturellen Rahmen geschaffen, auf dessen Grundlage die Umrüstung und Nachrüstung von Kohlekraftwerken auf Bioenergie erfolgen kann. Dazu gehören die strengeren Emissionsbegrenzungen für Kohlekraftwerke, das Emissionshandelssystem (ETS), das die Wettbewerbsfähigkeit von Kohlekraftwerken einschränkt, indem es einen Preis für die erzeugten CO_2-Emissionen festlegt, sowie die Förderregelungen für Bioenergie. Die Pläne zum Kohleausstieg in mehreren Mitgliedstaaten veranlassen die Energieversorgungsunternehmen auch dazu, Projekte zur Umwandlung von Biomasse zu prüfen oder durchzuführen, um zu vermeiden, dass ihre Kohlekraftwerke zu "Stranded Assets" werden. All dies hat positive oder negative Anreize für die Energieversorger geschaffen, von Kohle- auf Bioenergie umzustellen. Ein einschlägiges Beispiel ist das Kraftwerk Drax (Großbritannien); wahrscheinlich das größte Biomassekraftwerk der Welt (2,6 GW), das durch die Umstellung von vier seiner sechs kohlebefeuerten Blöcke auf 100% Biomassefeuerung entstanden ist.

[39] Einige EU-Mitgliedstaaten verfügten von vornherein nicht über Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Kohle: Zypern, Malta, Estland, Litauen und Lettland.
[40] Der Prozess des Kohleausstiegs wird unter anderem von politischen Entwicklungen beeinflusst. Der "Coal Exit Tracker" von Europe Beyond Coal (https://beyond-coal.eu/coal-exit-tracker/) bietet einen häufig aktualisierten Überblick für europäische Länder.
[41] http://task32.ieabioenergy.com/database-biomass-cofiring-initiatives/

Solche Fälle der Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie bringen ihre eigenen nicht-technischen Herausforderungen mit sich, vor allem die Sicherstellung einer angemessenen und nachhaltigen Biomasseversorgung für den Betrieb. Dieses Handbuch konzentriert sich auf die technischen Herausforderungen und Optionen für die Bioenergie-Umrüstung und Nachrüstung von Kohlekraftwerken: Mitverbrennung von und Konversion zu Biomasse. Die vorgestellten Technologieoptionen haben - zum größten Teil - kommerziellen Status erreicht; es ist jedoch zu beachten, dass es einige Optionen gibt, die noch weiteren Forschungsbedarf zeigen und Demonstrationsbemühungen erfordern, um im industriellen Maßstab breite Anwendung zu finden.

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) erzeugen gleichzeitig Wärme und Strom, wodurch höhere Gesamtwirkungsgrade erreicht werden und die Energieressourcen aufgrund von Primärenergieeinsparungen besser genutzt werden als bei reinen Wärme- und reinen Stromanlagen. In der EU-28 wurden nur 26% der Elektrizität aus konventionellen thermischen Quellen (Kohle, Gas, Öl, Kernkraft usw.) in KWK-Anlagen erzeugt, während dieser Wert bei der Bioenergie 60% erreichte (Bioenergy Europe, 2019).

In mehreren nordischen EU-Ländern - Schweden, Dänemark, Litauen - finden umfangreiche Umrüstungen und Nachrüstungen von mit fossilen Brennstoffen befeuerten KWK-Anlagen auf KWK-Anlagen mit (fester) Biomasse statt (oder haben stattgefunden). Beispielsweise ist der Hauptbrennstoff in schwedischen KWK-Systemen Biomasse, und es wird erwartet, dass Litauen in einigen Jahren folgen wird. Eine andere Möglichkeit der Umrüstung und Nachrüstung ist der Ersatz von fossilem Öl durch flüssige Biobrennstoffe. Ein Beispiel ist die Umrüstung von Trensums (Tingsryd, Schweden). In kleinem Maßstab hilft die Organic Rankine Cycle (ORC)-Technologie, reine Wärmesysteme in Kraft-Wärme-Kopplung umzuwandeln. Ein Beispiel ist die Umrüstung von Ronneby Miljöteknik (Schweden)[42].

7.2 Im Sektor verwendete Technologien

In Kraftwerken für fossile Festbrennstoffe (und Biomasse) und Heizkraftwerken ist der primäre Prozess die **Verbrennung**, wobei die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie in Wärme umgewandelt wird. Die erzeugte Wärme wird auf ein Heizmedium, in der Regel Wasser, übertragen, das sich in Dampf verwandelt. Der Dampf wird verwendet, um eine Turbine zu bewegen, die an einen elektrischen Generator angeschlossen ist. Aus der Sicht der Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie ist es vor allem der Verbrennungsprozess, der bestimmt, wie die Biomasse in den Erzeugungsprozess integriert werden kann. Daher konzentriert sich dieser Abschnitt auf die wichtigsten kommerziellen Technologien, die für die Verbrennung fester Brennstoffe eingesetzt werden: Verbrennung pulverisierter Brennstoffe, Wirbelschichtfeuerung und Rostfeuerung.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen Verbrennungssystemen, die feste Brennstoffe verwenden, und Systemen, die Öl oder Erdgas verwenden, besteht in dem höheren Aschegehalt der Brennstoffe. Dies wirkt sich auf die Auslegung der Feuerung aus (die im Falle von mehr Asche größer sein muss) und erfordert die Installation von Subsystemen zur Behandlung der Brennstoffasche sowie zur Kontrolle der Feinstaubemissionen.

7.2.1 Verbrennung von pulverisiertem Brennstoff (PF)

Die **Verbrennung von pulverisiertem Brennstoff (PF)** bezieht sich auf die Verbrennung einer Suspension sehr feiner Brennstoffpartikel, die durch Mahlen/Pulverisierung in Mühlen erzeugt wird. Die Verbrennung findet bei Temperaturen zwischen 1.300 und 1.700°C statt, während die Partikelverweilzeit im Ofen weniger als 5 Sekunden beträgt. Die feine Partikelgröße ist erforderlich, um während dieser kurzen Zeit eine angemessene Brennstoffumwandlung zu gewährleisten.

[42] http://energikontorsydost.se/sorbyverket-i-ronneby

Stromerzeugungseinheiten mit Kohlestaub verwenden speziell für diesen Brennstoff ausgelegte Kessel. Der feste Brennstoff in Pulverform wird genauso einfach wie gasförmiger Brennstoff verbrannt, wodurch die Verbrennungseffizienz maximiert wird. Zuerst wird das Mahlsystem mit der Rohkohle beschickt, wo sie pulverisiert wird. Dann wird der pulverförmige Brennstoff pneumatisch über einen Brenner in den Kessel eingespritzt, wo er mit vorgewärmter Luft vermischt wird. Je nach ausgelegten Brennstoffeigenschaften gibt es unterschiedliche Varianten der Technologie hinsichtlich der Anordnung des Feuerungssystems (Frontfeuerung vs. Tangentialfeuerung), der Ascheaustragung (Trockenboden- vs. Schlackenabstichöfen) oder anderer Parameter. Das erzeugte Rauchgas transportiert seine Wärme durch die Rohrwände des Kessels und eine Reihe von Wärmetauschern zu Dampf, der die Dampfturbinen antreibt. Der von PF-Anlagen erreichte elektrische Wirkungsgrad wird durch die Temperatur und den Druck bestimmt; drei Kategorien können - in der Reihenfolge von steigendem Dampfdruck/Temperatur - definiert werden: unterkritisch, überkritisch und ultra-überkritisch. Der Wirkungsgrad dieser Kategorien reicht von 35% bis 45% (Massachusetts Institute of Technology, 2007).

Die PF-Technologie wurde für praktisch alle Kohlearten erfolgreich angewandt und macht 90% oder mehr der weltweit installierten Kohlekapazität aus (IEA Clean Coal Centre, 2018). Die Technologie wird im Allgemeinen in großen Anlagen angewandt; die größten Beispiele haben eine installierte Kapazität von mehr als 1.000 MWel.

PF-Systeme werden für neue Biomassekraftwerke aus zwei Hauptgründen nicht häufig eingesetzt. Erstens erfordern sie aufgrund ihrer Größe für den kontinuierlichen Betrieb große Mengen an Biomasse, die möglicherweise nicht lokal verfügbar sind. Zweitens ist die Zerkleinerung von Biomasse zu feinem Staub schwieriger und energieaufwändiger als bei Kohle. Es gibt einige wenige Ausnahmen, z.B. einige spezialisierte Systeme, die für die Verbrennung von Sägemehl eingesetzt werden. Da diese Technologie jedoch bei der Kohleverbrennung am weitesten verbreitet ist, handelt es sich bei den meisten Umrüstungen und Nachrüstungen von Kohlekraftwerken auf Bioenergie um PF-Systeme. PF-Systeme wurden erfolgreich für die Verbrennung fester Biobrennstoffe eingesetzt, entweder durch den teilweisen Ersatz von Kohle (Mitverbrennung) oder durch deren vollständigen Ersatz, in der Regel durch Holzpellets.

7.2.2 Wirbelschichtverbrennung

Die **Wirbelschichtverbrennung** wird seit Anfang der 1980er Jahre kommerziell angewendet; nach bedeutenden technologischen Fortschritten gilt sie derzeit als "Stand der Technik" für die Verbrennung fester Brennstoffe.

Die Technologie verdankt ihren Namen ihrer primären Eigenschaft: In einem Ofen wird Brennstoff zusammen mit einem geeigneten nicht brennbaren Feststoff, wie z.B. Sand, zugeführt, während von unten Luft mit angemessener Geschwindigkeit zugeführt wird, um die Partikel anzuheben, aber nicht genug, um sie auszutragen. Dies führt zur Bildung einer "Wirbelschicht", in der sich die Mischung aus Partikeln und Luft wie in einer Fluidphase verhält. Die Erzeugung der Wirbelschicht gewährleistet eine intensive Vermischung von Brennstoff und Verbrennungsluft, und dadurch die sehr hohen Umwandlungswirkungsgrade selbst bei viel niedrigeren Verbrennungstemperaturen im Vergleich zur PF-Technologie (etwa 800°C). Aufgrund der niedrigen Temperaturen werden im Vergleich zu anderen Technologien geringere NOx-Emissionen erzeugt; zusätzlich kann durch die Verwendung eines geeigneten Bettmaterials - wie Kalkstein oder Dolomit - das freigesetzte SO_2 vor seiner Freisetzung in die Atmosphäre aufgefangen werden. Infolgedessen weisen Wirbelschicht-Systeme eine verbesserte Emissionsleistung auf, und es besteht keine Notwendigkeit, zusätzliche De-SOx- oder De-NOx-Systeme zu installieren (Johnsson, 2007).

Ein weiterer Vorteil von Wirbelschicht-Systemen ist, dass sie im Vergleich zu PF-Systemen weniger strenge Anforderungen an die Partikelgröße stellen. Aus all den oben genannten

Gründen sind Wirbelschicht-Technologien bei der Nutzung "schwieriger" Brennstoffe, wie z.B. einiger niedrigwertiger Kohlen und Altholz, recht beliebt.

Ein Problem beim Betrieb von Wirbelschicht-Systemen ist der Verlust der Fluidisierung. Dies kann z.B. passieren, wenn die bei der Verbrennung entstehende Asche eine niedrige Schmelztemperatur hat. Dies kann dazu führen, dass Partikel des Bettmaterials zusammenkleben und eine Größe erreichen, die für die Bildung einer Wirbelschicht nicht geeignet ist (sog. Agglomerationsproblem). Dies ist ein bekanntes Phänomen der Wirbelschicht-Technologie.

Auf dem Markt sind zwei dominierende Wirbelschichtvarianten zu finden: **Bubbling Fluidized Bed (BFB; blasenbildende Wirbelschicht)** und **Circulating Fluidized Bed (CFB; zirkulierende Wirbelschicht)**. Die BFB-Systeme sind einfacher in der Konstruktion und werden oft in kleineren Anlagen eingesetzt, in denen Brennstoffe mit hoher Feuchtigkeit/niedrigem Heizwert und größeren Partikelgrößen verwendet werden. Ein Charakteristikum von BFB-Systemen ist die niedrigere Geschwindigkeit der Fluidisierungsluft, wodurch die Wirbelschicht am Boden des Ofens "stationär" bleibt. Auf der anderen Seite verwenden CFB-Kessel höhere Fluidisierungsgeschwindigkeiten und verfügen über ein System zur Rezirkulation des ausgetragenen Bettmaterials. CFB-Kessel haben komplexere Konstruktionen, übertreffen aber die BFB-Varianten in Bezug auf Schwefelabscheidung, Maßstab und Verbrennungseffizienz (Koornneef et al., 2006). Ein schematischer Vergleich von BFB- und CFB-Systemen ist in Abbildung 31 dargestellt.

Abbildung 31: BFB (links) und CFB (rechts) System (Quelle: Valmet)

Die BFB-Technologie bietet eine interessante Möglichkeit für die Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Biomasse, insbesondere von relativ kleinen Anlagen (bis zu 400 MW Brennstoffwärmeleistung). Die Umrüstung oder Nachrüstung kann in Kesseln mit unterschiedlichen Feuerungssystemen (pulverisierter Brennstoff, Rostfeuerung, Rückgewinnungskessel von Zellstofffabriken, Ölkessel) durchgeführt werden. Die Umrüstung oder Nachrüstung kann im Vergleich zu einer Neuinstallation mit geringeren Investitionskosten durchgeführt werden, und es kann ein großer Teil der vorhandenen Ausrüstung genutzt werden. Die CFB-Technologie hingegen wird meist für neu gebaute Anlagen eingesetzt, da bestehende Anlagen in der Regel Platzprobleme haben und das Bettmaterialrückführungssystem nicht unterbringen können.

7.2.3 Rostfeuerung

Bei einem **Rostfeuerungssystem** wird, wie der Name schon sagt, ein Rost verwendet. Der Brennstoff befindet sich auf dem Rost und Luft, so genannte Primärluft, wird dem Bett von

unterhalb des Rostes zugeführt. Der Rost kann aus einer flachen Oberfläche bestehen, mit dem Nachteil, dass die Asche manuell entfernt werden muss. Der gebräuchlichste Rostkessel hat jedoch mehrere Stufen. Der Brennstoff wird auf der Oberseite der Konstruktion in den Rost geschoben und durchläuft verschiedene Stufen des Verbrennungsprozesses, wobei hauptsächlich Asche die allerletzte Stufe erreicht. Jede zweite Stufe ist normalerweise beweglich und schiebt den Brennstoff in eine bestimmte Richtung. Diese Art von Rost wird auch als Wanderrost oder beweglicher Rost bezeichnet. Der Rost kann mit Wasser gekühlt werden, wenn der Brennstoff trocken ist. Parameter, die den Betrieb des Kessels beeinflussen, sind z.B. der Brennstoffstrom, die Geschwindigkeit der beweglichen Stufen, der Primärluftvolumenstrom und der Feuchtigkeitsgehalt. Luft wird dem Kessel auch auf andere Weise zugeführt, z.B. von den Wänden des Kessels über den Rost. Dies beeinflusst den Verbrennungsprozess.

Der wichtigste Parameter der Verbrennungseffizienz für eine Rostfeuerung ist die Größe der Brennstofffraktion und ihre Variation. Die Fraktionen des Brennstoffs müssen eine bestimmte Größe überschreiten, damit sie während der Verbrennungsphase auf dem Rost bleiben. Sie müssen relativ grobkörnig sein. Sägemehl ist ein Beispiel für einen ungeeigneten Brennstoff für einen Rostkessel. Eine große Variation der Fraktionsgrößen und des Feuchtigkeitsgehalts sind Beispiele für Parameter, bei denen ein Wirbelschicht-System im Vergleich zu einer Rostfeuerung besser geeignet ist.

Rostkessel sind für die Verbrennung von Biomasse im Bereich von wenigen MW bis etwa 100 MW Brennstoffeinsatz weit verbreitet. Die meisten Biomassekessel im Energiesektor liegen jedoch im Bereich von bis zu 15 - 20 MW. Wenn der Brennstoff geeignet ist und bestimmte Kriterien erfüllt, werden Rostkessel wegen ihrer Robustheit, ihres Preises und ihrer einfachen Konstruktion geschätzt.

7.2.4 Biomasse Mitverbrennung vs. Biomasse Konversion

Die **Mitverbrennung von Biomasse** kann definiert werden als die teilweise Substitution fossiler Brennstoffe, in der Regel Kohle, in Kraft- und Heizkraftwerken. **Konversion** hingegen bezieht sich auf einen fast vollständigen Ersatz des wichtigsten fossilen Brennstoffs durch Biomasse. Eine breite Palette von Biomasse Arten kann für die Mitverbrennung in Betracht gezogen werden: Holzbasierte Biomasse (Hackschnitzel, Holzpellets, Waldrestholz usw.), krautige Biomasse (Stroh, Miscanthus und andere schnell wachsende Energiepflanzen usw.), Rückstände aus landwirtschaftlicher Industrie (verbrauchter Olivenkuchen, Palmenschalen, Kaffeesatz, etc.) und verschiedene Abfallfraktionen (z.B. Altholz, Abbruchholz, Brennstoff aus Abfällen, rückgewonnener Festbrennstoff, Brennstoff aus Altreifen, etc.). Im Vergleich zu Steinkohle zeichnen sich die meisten Biomasse-Brennstoffe, die für eine Mitverbrennung in Frage kommen, durch einen höheren Feuchtigkeitsgehalt und einen niedrigeren Heizwert, einen niedrigeren Aschegehalt (jedoch erhöhte Gehalte an problematischen Komponenten wie Alkalien), einen höheren Chlorgehalt, einen niedrigeren Schwefelgehalt und eine geringere Energiedichte aus. Unter Berücksichtigung der oben genannten Merkmale sollte die Infrastruktur einer Anlage, die die Mitverbrennung von fossilen Brennstoffen zusammen mit Biomasse unterstützt, einige technische Einschränkungen in Bezug auf den Kraftwerkstyp, die eingesetzten Brennstoffe, den thermischen Anteil der Biomasse, die gewünschte Komplexität und die Kosten der Infrastruktur und ihres Betriebs berücksichtigen.

Wenn die Prozesskomplexität und die Investitionskosten steigen, kann im Allgemeinen der thermische Anteil der Biomasse erhöht und "schwierigere" Biomassebrennstoffe mitverbrannt werden. Die technologischen Optionen zur Mitverbrennung lassen sich in drei große Kategorien einteilen (Basu, Butler, & Leon, 2011): Direkte Mitverbrennung, parallele Mitverbrennung und indirekte/vergasende Mitverbrennung. Die direkte Mitverbrennung ist die gängigste und wirtschaftlichste Lösung. Sie bringt jedoch einige Einschränkungen hinsichtlich der Brennstoffe und der thermischen Anteile mit sich. Parallele und indirekte Mitverbrennungen eignen sich besser für Biomasse-Brennstoffe, die problematische Verbindungen enthalten oder wenn die Aschequalität für den späteren Verkauf oder die

Entsorgung von Bedeutung ist. Schließlich wurde Konversion bisher vor allem für Holz-Biomasse-Brennstoffe (z.B. Pellets und Hackschnitzel) eingesetzt. Unterschiedliche Konzepte der Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie in einem PF Kohlekraftwerk oder in einem Heizkraftwerk sind in Abbildung 31 und Abbildung 32 dargestellt.

Abbildung 32: Verschiedene Prozesse der Integration von Biomasse in pulverisierte Brennstoff Kohlekraftwerke und KWK-Anlagen

7.3 Biomasse Mitverbrennung (teilweise Umrüstung oder Nachrüstung auf Bioenergie)

7.3.1 Direkte Mitverbrennung

Die einfachste und kosteneffektivste Methode, Bioenergie in ein bestehendes Kohlekraftwerk zu integrieren, ist das so genannte direkte Mitverbrennungskonzept, das im Wesentlichen die **gemeinsame Verbrennung** von Kohle und Biomasse in ein und demselben Feuerraum ist. Dies ist die einfachste Lösung zur Einführung der gemeinsamen Verbrennung, da die Umrüstmaßnahmen auf ein Minimum beschränkt werden können und die Gesamtinvestition auf einem sehr niedrigen Niveau gehalten werden kann. Auf der anderen Seite ist die Flexibilität und Kontrolle solcher gmeinsamen Verbrennungssysteme begrenzt. Darüber hinaus entsteht bei der Verbrennung eine gemischte Kohle/Biomasse-Asche, die (im Gegensatz zu Kohleasche) möglicherweise nicht kommerziell genutzt werden kann. Der maximale Biomasseanteil bei der direkten Mitverbrennung liegt in der Regel im Bereich von 10% der gesamten Brennstoffwärmezufuhr (Karampinis et al., 2014), hängt aber auch von der Art der Biomasse ab. In der Regel können höhere Anteile mit holzartigen Biomassefraktionen erreicht werden, während niedrigere Anteile mit Agrobiomasse oder Abfallfraktionen erreicht werden können. Es gibt drei Hauptvarianten des direkten Mitverbrennungsschemas, die im Folgenden in der Reihenfolge zunehmender Komplexität beschrieben werden (Karampinis et al., 2014):

- Die erste Option, das **gemeinsame Mahlen**, beinhaltet die Vorvermischung von Kohle und Biomasse oder ihren getrennten Transport zum gleichen Mahlsystem, das für die Zerkleinerung der Kohle verwendet wird. Dies ist die am einfachsten umzusetzende Option. Es besteht jedoch ein höheres Risiko, dass die Mitvermahlung von faserigen Biomassepartikeln auch die Kohlepartikelgröße beeinflusst, während die Verbrennungsbedingungen nicht optimiert sind.
- Die zweite Option besteht darin, ein **spezielles Biomasse-Vorbehandlungs-/Mahlsystem** zu installieren (oder bestehende Kohlemühlen zu modifizieren); die beiden Brennstoffe gelangen jedoch über die gleichen, vorhandenen Kohlebrenner in den Feuerraum. Diese Methode bietet eine viel bessere Kontrolle der Biomasse-Partikelgröße, aber die Verbrennungsbedingungen sind immer noch nicht optimiert. Ihre Anwendung kann auch durch Platzbeschränkungen in der Nähe des Kesselhauses eingeschränkt sein.
- Die dritte Option besteht in der Installation einer **kompletten separaten Biomasselinie**, z.B. ein spezielles Biomasse-Vorbehandlungs-/Mahlsystem und spezielle Biomasse-Brenner. Verständlicherweise ist diese Option mit höheren Investitionskosten und einem höheren Grad an technologischem Risiko verbunden, bietet aber die Möglichkeit einer besseren Kontrolle der Verbrennungsbedingungen und einer Verringerung der Auswirkungen der Biomasse auf den Kessel. Die Konversion auf Biomasse (Abschnitt 7.6) ist im Wesentlichen die logische Erweiterung dieser Umrüstungs- oder Nachrüstungsoption, indem alle Kohlemühlen/-brenner durch Biomasse-Mühlen/-brenner ersetzt oder modifiziert werden.

Das BIOFIT-Projekt umfasst eine Fallstudie, die unter das Schema der direkten Mitverbrennung fällt: Tuzla Block 6 von Electropriveda BiH, für den die Mitverbrennung einer breiten Palette lokaler Biomasseressourcen und Reststoffen (z.B. Sägemehl, landwirtschaftliche Reststoffe, Energiepflanzen, die in regenerierten Bergbaugebieten angebaut werden, RDF/SRF usw.) bei einem Masseneinsatz von bis zu 30 % untersucht wird (ca. 15 % auf der Basis des Brennstoffeinsatzes).

7.3.2 Indirekte Mitverbrennung bzw. Vergasung

Die indirekte Mitverbrennung - auch als Vergasung bekannt - ist eine anspruchsvollere Option im Vergleich zur direkten Mitverbrennung. Dabei wird ein **Biomassevergaser** installiert, der die Notwendigkeit einer Biomasse-Vorbehandlungsanlage ersetzt. Das im Vergasungsprozess erzeugte Synthesegas wird zur Verbrennung in die Feuerung des Kohlekessels geleitet. Durch den Einsatz der indirekten Mitverbrennung werden die meisten negativen Auswirkungen der Biomasse auf die Kohleverbrennung vermieden und die Brennstoffe getrennt behandelt - was unter anderem die getrennte Sammlung von Asche ermöglicht. Das Biomasse-Synthesegas kann zur Gasüberfeuerung verwendet werden und trägt so zur Reduzierung der NOx-Emissionen bei. Da das Synthesegas in vielen Fällen direkt in die Feuerung eingespeist werden kann, können Energieumwandlungsverluste und eine teure Reinigung des Synthesegases - beides häufige Probleme bei der Biomassevergasung - vermieden werden. Dennoch kann je nach dem Vorhandensein von Chlor, Alkalien und anderen Elementen in der Biomassezusammensetzung eine gewisse Reinigung des Synthesegases erforderlich sein.

Die Kapitalinvestitionen für die indirekte Mitverbrennung liegen im Bereich von 300 bis 1.100 €/kWe (IEA Bioenergy, 2017) und sind damit höher als für die direkte Mitverbrennung. Dies ist ein limitierender Faktor für die weitere Verbreitung dieser Technologie. Beispiele für die kommerzielle Umsetzung von indirekten Mitverbrennungssystemen finden Sie in der folgenden Tabelle.

Tabelle 8: Kommerzielle Anlagen mit indirekter Mitverbrennung (IEA Bioenergy, 2017)

Kraftwerk	Land	Inbetriebnahme	Kapazität Vergaser (MW thermisch)	Anteil Mitverbrennung (Anteil Wärmeinput in Hauptkessel)	Brennstoffe
Amergas / Amer 9	Niederlande	2000	83	5 %	Holzabfälle
Kymijärvi II	Finnland	2012	45 – 70	15 %	Rezyklierter Brennstoff, Sägespäne, Rinde, Hackgut, Holzabfälle
Vaskiluodon Voima	Finnland	2012	140	Bis zu 40 % [1]	Rückstände aus dem Wald (Hackgut)
Ruien	Belgien	2003	40 – 80	10 % [2]	Hackgut, Rinde, Rückstände von Hart- und Weichfaserplatten

Quellen: [1] Valmet; [2] Ryckmans, 2012

7.3.3 Parallele Mitverbrennung (teilweise Umrüstung oder Nachrüstung auf Bioenergie)

Die letzte Option für die teilweise Umrüstung oder Nachrüstung fossil befeuerter Kraftwerke auf Biomasse ist die parallele Mitverbrennung von Biomasse und Kohle. Bei dieser Konfiguration werden **zwei getrennte Feuerungsanlagen und Kessel** für die beiden Brennstoffe eingesetzt. Die beiden Einheiten sind auf der Dampfseite verbunden, die in der Turbine zur Stromerzeugung genutzt wird. Die Handhabung, Vorbehandlung und Verbrennung der beiden Brennstoffe zu den Kesseln sind völlig unabhängig. Darüber hinaus werden aufgrund der Tatsache, dass Biomasse und Kohle getrennt verbrannt werden, die anfallenden

Aschen, wie im Fall der indirekten Mitverbrennung, getrennt gesammelt, so dass beide optimal verwertet werden können. Ein weiterer Vorteil der getrennten Verbrennung besteht darin, dass der Verbrennungsprozess für beide Fälle optimiert werden kann, wodurch die Handhabung relativ schwieriger Brennstoffe möglich wird, was nicht in allen bisher vorgestellten Fällen (direkte und indirekte Mitverbrennung) möglich war. Die parallele Mitverbrennung kann von den hohen Dampfparametern moderner, dem Stand der Technik entsprechender Kohlekraftwerke profitieren und damit wesentlich höhere elektrische Wirkungsgrade erreichen als eigenständige Biomassekraftwerke. Die Investitionskosten des untersuchten Falles sind jedoch die höchsten unter den Mitverbrennungslösungen, da neben der bestehenden auch eine völlig neue Infrastruktur (neue Einspeisung, Kessel, Brennkammern etc.) installiert werden muss.

Diese Methode ermöglicht einen hohen Anteil der Biomassenutzung für die Anlage, da es keine technische Beschränkung hinsichtlich der Menge an Kohle gibt, die gegen Biomasse getauscht werden kann. Der einzige Punkt, der berücksichtigt werden muss, ist die Kapazität der installierten Dampfturbine (Koppejan & van Loo, 2012). Im Hinblick auf die Umrüstung und Nachrüstung eines Kraftwerkes ist es nicht denkbar, einen Tausch der Dampfturbine vorzuschlagen, so dass die derzeit installierte Dampfturbine die Kapazität haben muss, um mit dem kumulativen Dampf zu arbeiten, der sowohl aus dem Biomasse- als auch aus dem Kohlekessel stammt, andernfalls wäre dies keine geeignete Lösung.

Das bekannteste Beispiel für die parallele Mitverbrennung ist Block 2 des Kraftwerks Avedøre im Großraum Kopenhagen, in dem ein strohbefeuerter 105-MW-Kessel zusammen mit dem 800-MW-Hauptkessel mit ultra-überkritischer Feuerung installiert wurde, der mit einer Mischung aus Holzpellets, Kohle und Erdgas betrieben wird; die Anlage hat einen gemeldeten Gesamtwirkungsgrad von 92% und einen elektrischen Wirkungsgrad von 42%, der auf 49% steigt, wenn keine Fernwärme bereitgestellt wird (Sørensen, 2011).

7.4 Biomasse Konversion (komplette Umrüstung oder Nachrüstung auf Bioenergie)

Biomasse-Konversion ist die Entwicklung der direkten Mitverbrennung zu sehr hohen Anteilen von Biomasse im Brennstoffgemisch, oft bis zu 100%. Diese Option erfordert die Umstellung des Brennstoffzufuhr-, Mahl- und Verbrennungssystems auf ein für Biomasse geeignetes System.

Die Gründe für einen Betreiber eines Versorgungsunternehmens, sich für eine Konversion zu Biomasse zu entscheiden, können mit dem Wunsch zusammenhängen, Kohle vollständig aus dem Markt zu nehmen und gleichzeitig die bestehenden Anlagen in Betrieb zu halten. Es kann auch durch politische Maßnahmen unterstützt werden, welche die Biomasse Mitverbrennung mit geringen Wärmeanteilen von der finanziellen Förderung ausschließt, während die großtechnische Stromerzeugung aus Biomasse akzeptiert wird.

Das BIOFIT-Projekt umfasste zwei industrielle Fallstudien, die auf eine vollständige Biomasse-Konversion bestehender Kohlekraftwerke abzielen:

- Kakanj Unit 5 KWK-Anlage (118 MWe) von Elektroprivreda BiH, die für eine Konversion in Betracht gezogen wird, bei dem hauptsächlich lokal verfügbare holzartige Biomasseressourcen, z. B. Waldrestholz, Sägespäne etc. sowie kleinere Mengen an Agrobiomasse und RDF verwendet werden. Die wichtigste Technologie, auf die das Umstellungsprojekt abzielt, ist die BFB-Technologie.
- Das Fiume Santo Block 4 Kraftwerk (320 MWe) von EP Produzione. Das Kraftwerk befindet sich im Nordwesten Sardiniens; zusammen mit den BIOFIT-Projektpartnern untersucht das Unternehmen die Umwandlung in ein Biomassekraftwerk, das als Hauptbrennstoff importierte Holzpellets verwendet, die durch geringe Mengen lokal bezogener Hackschnitzel ergänzt werden. Das Umrüstungsprojekt sieht die Beibehaltung des bestehenden Staubfeuerungsystems vor. Die wichtigsten

Umrüstungsarbeiten betreffen die Einrichtungen für die Entladung, Handhabung, Lagerung und Beschickung mit Biomasse.

7.4.1 Umwandlung von Biomasse für Staubfeuerungssysteme

Es gibt mehrere Beispiele für mit pulverisierten Brennstoffen betriebene Kohlekraftwerke oder KWK-Anlagen, die von Kohle auf Biomasse umgestellt wurden; eine Zusammenfassung findet sich in Tabelle 9. Bei den meisten Umrüstungen betrafen die Umbauten das Mahl- und Beschickungssystem sowie die logistischen Infrastrukturen für die Biomassebeschaffung (z. B. Lagerung, Hafenanlagen usw.).Eines der frühesten Beispiele für eine 100-prozentige Umrüstung auf Biomasse ist Rodenhuize 4. Die Umstellung wurde in mehreren aufeinander folgenden Schritten durchgeführt, beginnend mit der Installation einer Infrastruktur für Transport, Lagerung, Handhabung und Zerkleinerung von Holzpellets und der Umstellung einer einzelnen Verbrennungsreihe im Jahr 2005. Das Advanced-Green-Projekt führte zur Umstellung von zwei Kohlebrennerreihen auf Holzpelletfeuerung, und schließlich führte das Max-Green-Projekt zur vollständigen Umstellung von Kohleverbrennung auf Holzpellets, zum Austausch des Brenners sowie zur Umsetzung weiterer Umrüstungsoptionen, einschließlich der Installation einer SCR-Einheit (Selective Catalytic Reduction) zur Kontrolle der NOx-Emissionen (Savat, 2010).

Es gibt mehrere Beispiele für Kohlekraftwerke oder KWK-Anlagen, die von Kohle auf Biomasse umgestellt wurden; eine Zusammenfassung findet sich in Tabelle 9. Die meisten Umrüstungen und Nachrüstungen wurden in Kesseln für pulverisierten Brennstoff durchgeführt, wobei die Umrüstungen und Nachrüstungen mit dem Mahl- und Beschickungssystem zusammen mit den logistischen Schwierigkeiten bei der Beschaffung von Biomasse (z.B. Lagerung, Hafenanlagen usw.) verbunden waren. Es gibt jedoch auch Beispiele für umfangreichere Umrüstungen, wie z.B. die Polaniec Green Unit in Polen, in welcher der ältere Staubbrennstoffkessel durch einen hochmodernen CFB-Kessel ersetzt und die Dampfturbine ebenfalls umgerüstet wurde.

Eine zentrale Herausforderung bei solchen Umrüstungen und Nachrüstungen ist die Beschaffung von Biomasse; die benötigten Mengen sind sehr hoch, und in den meisten Fällen müssen sie vom Weltmarkt geliefert werden. Dies ist einer der Hauptgründe, warum Holzpellets der am häufigsten verwendete Biomassebrennstoff in solchen Umrüstungen und Nachrüstungen sind; ihre relativ hohe Energiedichte und standardisierten Eigenschaften ermöglichen den Handel über große Entfernungen. Ein weiterer Grund für die Wahl von Holzpellets gegenüber anderen Biomassebrennstoffen sind ihre Brennstoffeigenschaften; sie haben einen relativ niedrigen Aschegehalt (< 2-3 Gew.-% auf Trockenbasis) und niedrige Chlor- und Alkalikonzentrationen, die bei der Energieerzeugung zu Korrosions- und Verschmutzungsproblemen führen können. Holzhackschnitzel, Stroh, Reststoffe wie Olivenpresskuchen und Pellets aus Sonnenblumenschalen und andere Biomassesortimente werden gelegentlich auch zu kleineren Anteilen am Gesamtbrennstoffeinsatz verwendet.

Tabelle 9: Unvollständige Liste von Kohlekraftwerken, die auf Holzpelletsbefeuerung umgestellt wurden (Quelle: CERTH-Zusammenstellung aus verschiedenen Websites von Versorgungsunternehmen und anderen Quellen)

Kraftwerk/Einheit	Betreiber	Land	Jahr der Umrüstung	Elektrische Kapazität (MWe)	Thermische Kapazität (MWth)	Brennstoffe
Hässelby 1-3	Stockholm Exergi	SE	1994 - 1996	58	185	Holz Pellets
Les Awirs 4*	ENGIE	BE	2005	80	-	Holz Pellets
Västhamnsverket	Öresundskraft	SE	2006	69	138	Holz Pellets

Rodenhuize 4	ENGIE	BE	2011	180	-	Holz Pellets
Tilbury*	RWE	UK	2011	750	-	Holz Pellets
Ironbridge*	E.On	UK	2012	740	-	Holz Pellets
Drax 1	Drax	UK	2013	660	-	Holz Pellets
Avedøre 2	Ørsted	DK	2014	394	497	Holz Pellets, Stroh (parallele Mitverbrennung)
Drax 2	Drax	UK	2014	645	-	Holz Pellets
Atikokan	OPG	CA	2014	205	-	Holz Pellets
Drax 3	Drax	UK	2015	645	-	Holz Pellets
Thunder Bay 3*	OPG	CA	2015	160	-	Arbacore Holz Pellets (Dampfexplosion)
Avedøre 1	Ørsted	DK	2016	254	359	Holz Pellets
Studstrup 3	Ørsted	DK	2016	362	513	Holz Pellets, Stroh (direkte Mitverbrennung)
Yeongdong 1	KOEN	KR	2017	125	-	Holz Pellets
Drax 4	Drax	UK	2018	645	-	Holz Pellets
Lynemouth	EPH	UK	2018	407	-	Holz Pellets
Amer 9	RWE	NL	2019	600	300	Holz Pellets (80%), Steinkohle (20%)**
Eemshaven	RWE	NL	2019	1.560	-	Steinkohle (85%), Holz Pellets (15%)**
Maasvlakte 3	Uniper	NL	2019	1.110	-	Steinkohle (69%), Holz Pellets (27%), andere Biomasse Brennstoffe (4%)**,***
Yeongdong 2	KOEN	KR	2020	200	-	Holz Pellets

* Einheit nicht mehr in Betrieb; ** Anteile der Brennstoffe auf Masse Basis, *** Daten aus 2020

Das Drax-Kraftwerk (Abbildung 33) ist derzeit der größte Biomasseverbraucher der Welt und verwendete in seinen vier Einheiten, die für die Nutzung von Biomasse umgebaut wurden, im Jahr 2018 mehr als 7 Mio. Tonnen Holzpellets, hauptsächlich aus den USA (62,2 %) und Kanada (17,3 %), wobei kleinere Mengen aus der EU, Brasilien und anderen europäischen Ländern bezogen wurden (Drax, 2019). Die Gesamtkosten für die Umstellung der Biomasse für die ersten drei Blöcke in Drax wurden mit 700.000.000 GBP (ca. 416 EUR/kWe) angegeben; die Kosten für die Umstellung von Block 4 betrugen nur 30.000.000 GBP (ca. 54

EUR/kWe), da Ersatzteile aus der Umstellung der vorherigen Blöcke[43] verwendet wurden und keine zusätzlichen Investitionen im Zusammenhang mit der Biomasse-Brennstoffversorgung (z.B. Hafen- und Schieneninfrastruktur, Lagerung usw.) getätigt wurden. Die Unternehmensleitung hat auch ihr Ziel erklärt, bis 2030 durch die Integration von Technologien zur Kohlenstoffabscheidung und -speicherung für Bioenergie (Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS)) kohlenstoffnegativ zu werden[44].

Abbildung 33: Drax Kraftwerksanlage in Selby, UK; die Biomaase Lagerplätze sind sichtbar (Quelle: Drax Group)

7.4.2 BFB Konversion

Diese Art der Umrüstung bezeichnet die Umrüstung jeder anderen Art von Kesseltechnologie auf die Technologie der Blasenbildenden Wirbelschicht (Bubbling Fluidized Bed, BFB). Solche Umbauten eignen sich besonders für Kohle- und Biomassekessel (Pulver- oder Rostfeuerungen), aber auch für Rückgewinnungskessel in der Zellstoffindustrie oder sogar Ölkessel.

Ein zentraler Punkt bei der BFB-Konversion ist, dass die Betreiber in der Lage sein müssen, einen höheren Anteil an Biomassebrennstoffen zu verarbeiten, die in der Regel fossile Brennstoffe wie Kohle und Öl ersetzen. BFB-Kessel können eine breite Palette "traditioneller" Biomasse-Brennstoffe wie Hackschnitzel, Rinde, Waldrestholz, Sägespäne oder Schlämme aus Zellstofffabriken verarbeiten. BFB-Kessel können auch "anspruchsvollere" Biomasse und aus Abfällen gewonnene Brennstoffe verarbeiten, wie z.B. Agrobiomassefraktionen, RDF (Ersatzbrennstoff, Refuse Derived Fuel) oder TDF (Brennstoff aus Altreifen, Tire Derived Fuel), allerdings nur als begrenzten Anteil am gesamten Brennstoffeinsatz. Die BFB-Technologie erfordert keine Feinzerkleinerung, wie sie bei der Verbrennung von staubförmigen Brennstoffen erforderlich ist. Daher können Biomassebrennstoffe mit geringer Vorbehandlung in den Kessel eingespeist werden. Andererseits haben die Biomassefraktionen, die in einen BFB-Kessel eingebracht werden, eine relativ geringe Energiedichte, weshalb die Brennstoffbeschaffung meist auf lokaler/regionaler Ebene erfolgt (im Gegensatz zu den internationalen Lieferketten der großen Biomassekraftwerke, die mit pulverisiertem Brennstoff betrieben werden).

[43] www.biomassmagazine.com/articles/15532/drax-completes-fourth-biomass-unit-conversion
[44] www.drax.com/press_release/drax-sets-world-first-ambition-to-become-carbon-negative-by-2030/

Der Austausch des unteren Teils einer bestehenden Feuerung (Staub-, Rost- oder andere Feuerung) durch eine Wirbelschicht ist die "Standard"-Modifikation, die bei BFB-Umrüstungsprojekten durchgeführt wird. Darüber hinaus werden in der Regel weitere Änderungen vorgenommen, damit der Kessel mit den nun verwendeten Biomassebrennstoffen effizient und emissionsarm betrieben werden kann; Einzelheiten sind in Abbildung 34 dargestellt.

Abbildung 34: Üblicher Umfang von BFB-Umrüstungsprojekten (Quelle: Valmet)

Die Umrüstung eines vorhandenen Heizkessels in eine BFB-Feuerung hat mehrere Vorteile. Erstens liegen die Kosten für die Umrüstung bei etwa 50-70 % im Vergleich zu einem neuen Kessel, da ein großer Teil der vorhandenen Ausrüstung verwendet werden kann. Außerdem erfordert die Umrüstung eine kürzere Umsetzungszeit - in der Regel etwa ein Jahr -, und da der Kessel den Betreibern bereits vertraut ist, besteht ein geringerer Schulungsbedarf und eine geringere Fehleranfälligkeit. Und schließlich ist die Genehmigung in der Regel einfacher und schneller zu erteilen, da es sich um eine Änderung der vorhandenen Ausrüstung und nicht um eine Neuinstallation handelt.

Andererseits gibt es einige Einschränkungen, die mit einer BFB-Umrüstung einhergehen können. Zunächst einmal müssen die Einschränkungen des ursprünglichen Kessels in Bezug auf Korrosion, Verschmutzung und Emissionen berücksichtigt werden. Die BFB-Umrüstung führt in der Regel auch zu einer Leistungsverringerung des Kessels im Vergleich zur Befeuerung mit fossilen Brennstoffen, während aufgrund der höheren Rauchgasaustrittstemperatur auch ein Effizienzverlust zu erwarten ist. Da die anderen Komponenten der Anlage gleich bleiben, werden Dampfdruck und -temperatur auf demselben Niveau wie bei der ursprünglichen Anlage gehalten, sodass nur begrenzte Möglichkeiten zur Optimierung bestehen. Schließlich beeinflussen die Beschränkungen des bestehenden Anlagenlayouts und der verfügbare Platz die Auswahl der Optionen, die zur Kontrolle der Rauchgasemissionen eingesetzt werden können.

Der finnische Technologieanbieter Valmet hat mehr als 60 BFB-Umrüstungsprojekte in verschiedenen Teilen der Welt durchgeführt. Die bei diesen Projekten eingesetzte Technologie ist im Wesentlichen die gleiche wie die Hybex-Technologie, die für neue BFB-Kessel angeboten wird.[45]

[45] Die Informationen in diesem Abschnitt basieren auf der Präsentation von Joonas Hämäläinen (Valmet) auf dem gemeinsamen Webinar von BIOFIT und UABIO "Bioenergy retrofits for Ukrainian fossil heating and power sectors - European technologies and examples" vom 22. September 2021: https://uabio.org/wp-content/uploads/2021/08/BIOFIT_Ukraine-22-Sep-2021_6_Valmet_BFB-boiler-conversions.pdf

Table 1: Beispiele für BFB-Konversionen (Source: Valmet)

Firma/Anlage	Land	Ursprüngliche Technologie & Kapazität	Ursprüngliche Brennstoffe	BFB Brennstoffe & Kapazität	Jahr der Umrüstung
Elektrociepłownia Białystok S.A.	Polen	PF Feuerung 140 t/h Dampf (138 bar, 540 °C)	Kohle + Öl	Hackgut,Waldresthol z, Agrobiomasse 115 t/h Dampf	2008
International Paper, Kwidzyn	Polen	Wanderrost 22 kg/s Dampf (65 bar, 440 °C)	Rinde, Kohle, Öl	Rinde, Holzabfälle, Schlämme, Öl 28 kg/s Dampf	2000
Biomasse Energie Alizay SAS	Frankreich	Rückgewinnungs-kessel 209 t/h Dampf (60 bar, 450 °C)	Schwarzlauge, Erdgas	Hackgut, Rinde, rezykliertes Altholz (ohne Verunreinigungen), Erdgas 209 t/h Dampf (60 bar, 450 °C)	2020

7.5 Thermisch vorbehandelte Biomasse

Die thermische Veredelung ist ein Prozess, mit dem Biomasse in ein kohleähnliches Material umgewandelt werden soll, das von bestehenden Kohlekraftwerken problemlos verarbeitet werden kann. Die Hauptziele der thermischen Veredelung von Biomasse sind:

- Schaffung eines leicht zu mahlenden Brennstoffs, der ohne größere Modifikationen in bestehenden Kohlemühlen verwendet werden kann, wodurch die Notwendigkeit teurer Umrüstungen oder Nachrüstungen begrenzt wird.
- Erhöhung der Energiedichte der Biomasse (in der Regel einschließlich eines Verdichtungsschritts, z.B. Pelletierung nach der thermischen Aufwertung), so dass ihr Transport über größere Entfernungen wirtschaftlicher ist.
- Resistenz der Biomasse gegen Feuchtigkeitsaufnahme schaffen (hydrophob machen), so dass sie wie Kohle z.B. auf offenen Höfen gelagert werden kann und damit die Umschlagskosten reduziert werden.

Es gibt verschiedene Technologien, die für die thermische Vorbehandlung von Biomasse entwickelt worden sind; die bekanntesten und fortschrittlichsten sind die folgenden:

- Die **Torrefizierung** ist ein thermischer Prozess, bei dem Biomasse in Abwesenheit von Sauerstoff oder bei niedrigen Sauerstoffkonzentrationen auf eine Temperatur von ca. 250-350°C erhitzt wird. Nahezu die gesamte Feuchtigkeit sowie der Großteil des flüchtigen Anteils der Biomasse wird durch diesen Prozess freigesetzt, der die faserige Struktur der Biomasse durch den Abbau von Hemizellulose aufbricht. Das feste Produkt ist ein schwarzes, kohleähnliches Material, das zu Pellets weiterverarbeitet werden kann (Kofman, 2016). Die gasförmigen Produkte können zur Aufrechterhaltung der Prozesswärme verbrannt werden; der Nettowirkungsgrad eines integrierten Torrefizierungprozesses liegt bei ca. 70 - 98%, abhängig von der Reaktortechnologie, dem Konzept zur Wärmeintegration und der Art der Biomasse[46].
- Bei der **Dampfexplosion** wird Dampf unter Druck (1 bis 3,5 MPa) und Temperatur (180 bis 240°C) in einem Druckbehälter eingesetzt, um Biomasse zu imprägnieren. Auf die Imprägnierung folgt eine explosive Dekompression, wodurch die Fasercluster

[46] https://ibtc.bioenergyeurope.org/torrefaction-basics/

aufbrechen und eine Lignin-hältige Masse entsteht, die weiter zu Pellets verdichtet werden kann. Die Hydrolysegeschwindigkeit der Hemizellulose kann weiter verbessert werden, indem saure Gase (z.B. SO_2, H_2SO_4) als Katalysator während der Druckphase verwendet werden. Die Dampfexplosion wird auch als Biomasse-Vorbehandlungsstufe bei der Herstellung von 2G-Bioethanol verwendet (Kofman, 2016).

- Die **hydrothermale Karbonisierung (HTC)** unterscheidet sich von den beiden anderen Technologien, da sie die direkte Vorbehandlung der nassen Biomasse ohne einen vorherigen Trocknungsschritt ermöglicht. Beim HTC-Verfahren wird die Biomasse in Wasser suspendiert und bei erhöhten Temperaturen (180-300 °C) behandelt. Erhöhter Druck (20 - 100 bar), der über dem jeweiligen Dampfdruck von Wasser liegt, wird angewandt, um Wasser in der flüssigen Phase zu halten. Ein weiterer Vorteil des HTC-Verfahrens besteht darin, dass das Wasser Elemente wie Alkalien und Chlor aus der Biomasse herauslösen kann, die normalerweise Verschlackung, Ablagerungen und Korrosionsprobleme verursachen würden (Hansen et al., 2018).

Abbildung 35: Überblick des Torrefizierungsprozesses (Quelle: IEA Bioenergy Task 32)

Die bisher einzige kommerzielle Umrüstung mit thermisch behandelten Holzpellets ist der Umbau des Kraftwerks Thunder Bay, Block 3 der Ontario Power Generation (OPG). Die Umrüstung begann 2014 und wurde 2015 vorzeitig und unter dem Budget mit einem Investitionsaufwand von nur 3 Mio. Kanadischen Dollar - etwa 2 Mio. Euro - abgeschlossen. Wenn man bedenkt, dass die Kapazität des Blocks 160 MWe beträgt, liegen die Umstellungskosten bei etwa 12,50 €/kWe und damit weit unter den Kosten, die bei anderen Umstellungserfahrungen mit Holzpellets angegeben wurden [47]. Das Projekt wurde mit Dampfexplosions-Pellets von Arbaflame durchgeführt.

Mitverbrennungsversuche mit torrefizierter und dampfexplodierter Biomasse wurden von verschiedenen europäischen Versorgungsunternehmen mit allgemein positiven Ergebnissen

[47] Die Anlage wurde im Durchschnitt nur 2,5 Tage/Jahr als Spitzenlasteinheit betrieben. Im Mai 2018 wurden im Kessel erhebliche Korrosionsschäden (nicht im Zusammenhang mit der Biomassefeuerung) festgestellt. Seitdem wurde die Anlage stillgelegt.

durchgeführt[48][49]. Darüber hinaus beabsichtigt das Horizon 2020 Projekt ARBAHEAT[50] das ultra-überkritische Kohlekraftwerk Maasvlakte 1 mit einer Leistung von 731 MWe in ein Biomasse-Heizkraftwerk umzuwandeln, das die Biomasse-Dampfbehandlungstechnologie von Arbaflame integriert.

7.6 Andere Optionen der thermischen Konversion: Verbrennung von Holzmehl, Bio-Öl und Biogas

Neben den großen Kohlekraftwerken werden fossile Brennstoffe in Fernheizwerken und verschiedenen industriellen Anwendungen in viel kleinerem Maßstab eingesetzt. Dennoch bietet die Notwendigkeit, den Kohlenstoff-Fußabdruck ihrer Energie oder ihrer Produkte zu verringern, Möglichkeiten für die Umsetzung von Bioenergie-Umrüstungsoptionen. Einige relevante Optionen sind die folgenden:

- Die **Verbrennung von Holzmehl** kann - abgesehen von den großen Kohlekraftwerken, die auf Holzpelletfeuerung umgerüstet wurden - auch in anderen kleineren Anlagen eingesetzt werden, um Öl, Gas oder Kohle zu ersetzen. In den meisten dieser Fälle wird das Holzmehl durch gemahlene Holzpellets bereitgestellt, aber auch andere Sortimente (z. B. Sägespäne, Hobelspäne) können verwendet werden, wenn sie verfügbar und ausreichend frei von Verunreinigungen sind. Die Umstellung von Kohle- auf Holzmehlfeuerungen ist im Vergleich zu Öl- und Gaskesseln einfacher, da letztere nicht über Systeme zur Ascheaustragung aus dem Feuerraum verfügen. Daher muss der Kessel in regelmäßigen Abständen (ein- oder zweimal pro Jahr) gereinigt werden. Die Umstellung wird auch durch den Kesseltyp (Rauchrohr- vs. Wasserrohrkessel), die zu erreichenden Emissionsgrenzwerte und andere Faktoren[51] beeinflusst. Lösungen, die auf Holzmehlfeuerungen basieren, wurden in Heizkraftwerken, Papierfabriken, Wäschereien und vielen anderen Anwendungen eingesetzt.[52]
- **Bioöl** kann als Ersatz für fossiles Öl in verschiedenen Anwendungen eingesetzt werden. Da sich die Eigenschaften von Bioölen von denen fossiler Öle unterscheiden, sind einige Änderungen erforderlich, damit die Substitution funktioniert (z. B. Änderungen bei der Brennstofflagerung, -zufuhr und -verbrennung), doch können solche Lösungen relativ einfach und schnell umgesetzt werden. Der Zugang zu ausreichenden Bioöl Mengen ist eine Voraussetzung für solche Umwandlungen. Die Art und Qualität des in Frage kommenden Bioöls sowie die einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte wirken sich auf die Anforderungen an die Umrüstung von

[48] www.blackwood-technology.com/company/references/
[49] www.cegeneration.com/ceg-and-tse-trial-1000-tonnes-of-renewable-black-pellets-at-tses-naantali-power-station-in-finland/
[50] www.arbaheat.eu
[51] Weitere Einzelheiten zu den Faktoren, die bei der Umstellung von mit fossilen Brennstoffen befeuerten Dampf- oder Heißwasserkesseln auf die Verbrennung von Holzmehl zu berücksichtigen sind, finden Sie in der Präsentation von Björn Forsberg (WTS AB Powder Burners) auf dem BIOFIT-Branchenforum für KWK und reine Wärmeerzeugung vom 19. April 2021: https://www.biofit-h2020.eu/news-and-events/biofit-industry-forum-on-chp-and-heat-only-sector-19-april-2021/210419_BIOFIT_Presentation_WTSBjorn.pdf
[52] Beispiele für die Umrüstung auf die Verbrennung von Holzmehl finden Sie in der Präsentation von Johanna Lindén (PetroBio) auf dem BIOFIT-Branchenforum für KWK und reine Wärmeerzeugung vom 19. April 2021: https://www.biofit-h2020.eu/news-and-events/biofit-industry-forum-on-chp-and-heat-only-sector-19-april-2021/210419_BIOFIT_Presentation_PETROBIO.pdf

Feuerungsanlagen, die Auswahl der Materialien für die Lagerung, die Rohrleitungen etc. aus.[53]

- **Biogase** sind gasförmige Brennstoffe biogenen Ursprungs. Sie können aus der anaeroben Vergärung geeigneter Biomasse-Rohstoffe oder - derzeit noch seltener - aus thermischen Prozessen wie der Vergasung stammen. Biogase können mit geringer Reinigung verbrannt werden, um in Gasmotoren Strom und/oder Wärme zu erzeugen. Alternativ können Biogase gereinigt und zu einem gasförmigen Brennstoff mit vergleichbaren Eigenschaften wie Erdgas aufbereitet werden.

7.7 Schlussbemerkungen

Es gibt verschiedene Optionen für die Umrüstung und Nachrüstung auf Biomasse von fossil befeuerten Kraftwerken oder KWK Anlagen, je nach Art des fossilen Brennstoffes, der substituiert werden soll, und dem gewünschten Grad der Integration von Biomasse in die Anlage.

Die Option, die für Kohlekraftwerke am einfachsten realisierbar ist, ist die direkte Mitverbrennung. Allerdings ist sie auch die am wenigsten ambitionierte, da der Grad der Substitution fossiler Brennstoffe durch Biomasse in der Regel gering ist und 10 - 20% auf der Basis des thermischen Brennstoffinputs nicht überschreitet. Somit erfordert sie den fortgesetzten Betrieb eines Kraftwerks oder einer KWK-Anlage mit Kohle. Aufgrund der Anforderungen, die in REDII festgelegt sind, und der Pläne zum Kohleausstieg einiger Mitgliedstaaten, ist diese Option für Umrüstungen in der EU nicht mehr relevant, obwohl sie als Übergangstechnik für Länder, die ihre Kohleerzeugungskapazität beibehalten oder ausbauen, relevant sein kann. Indirekte Mitverbrennung und parallele Mitverbrennung sind die fortschrittlichsten Optionen, die einen höheren Anteil an Biomasse ermöglichen. Aber auch hier setzt die Anwendung den weiteren Betrieb eines Kohlekraftwerks voraus, und es kann nur eine teilweise Dekarbonisierung erreicht werden.

Vollständige Biomasse-Konversion, z.B. die vollständige Umstellung eines Heiz-/Kohlekraftwerks für pulverisierten Brennstoff auf Biomasse, wurde in mehreren Anlagen in Europa oder darüber hinaus demonstriert. Obwohl es in bestimmten Fällen zu Komplikationen kommen kann, hat diese Option bereits einen ausreichenden Grad an technologischer Reife erreicht.

Eine zentrale Frage, die bei diesen Umstellungen von Kohle auf Biomasse berücksichtigt werden muss, ist die Verfügbarkeit von Biomasse. Die Umstellung eines großen Kohlekraftwerks auf Biomasse erfordert große Mengen an Material, und die logistischen Vorkehrungen können kompliziert sein, insbesondere bei Anlagen, die in der Vergangenheit nicht auf eine externe Brennstoffversorgung angewiesen waren. Dies ist der Fall bei Braunkohlekraftwerken, die sich in der Nähe von Braunkohleminen und weit entfernt von Seehäfen befinden (Karampinis et al., 2014).

Es ist auch zu beachten, dass solche Konversionen kommerziell nur mit Holz-basierten Brennstoffen (meist Holzpellets) demonstriert worden sind. Agrobiomasse bietet möglicherweise die Möglichkeit geringerer Brennstoffkosten im Vergleich zu Holzpellets, jedoch ist ihre Verbrennung mit ihren eigenen technischen Herausforderungen - sowie Mobilisierungs- und Logistikproblemen - verbunden und muss noch in Großanlagen demonstriert werden.

[53] Weitere Einzelheiten zu den Anforderungen und Faktoren, die bei der Umrüstung von Heizölkesseln auf Bioöle zu berücksichtigen sind, finden Sie in der Präsentation von Stefan Roslund (Semix Consult AB) auf dem BIOFIT-Industrieforum für den KWK- und reinen Wärmesektor am 19. April 2021: https://www.biofit-h2020.eu/news-and-events/biofit-industry-forum-on-chp-and-heat-only-sector-19-april-2021/210419_BIOFIT_Presentation_StefanRoslund.pdf

Eine Nutzung von thermisch behandelter Biomasse wurde bisher nur in einem kommerziellen Fall und in mehreren Demonstrationskampagnen aufgezeigt. Obwohl sie mehrere Vorteile bietet - vor allem die sehr niedrigen CAPEX-Anforderungen für die Umwandlung sowie geringere Brennstoffkosten - besteht eine der größten Herausforderungen bei der Einführung dieser Lösung darin, die Infrastruktur zu entwickeln, die erforderlich ist, um die Mengen an thermisch behandelter Biomasse bereitzustellen, die für Konversionsprojekte benötigt werden.

Trotz der Kritik einiger NGOs sind diese Kohle-Biomasse-Konversionsprojekte die einzige derzeit verfügbare Option für die Erzeugung von Strom in großem Maßstab, der in großen Mengen lieferbar und erneuerbar ist. Es sei auch darauf hingewiesen, dass die EU in RED II eine Reihe von Anforderungen festgelegt hat, um die nachhaltige und effektive Nutzung von Biomasse bei der Stromerzeugung zu gewährleisten. Diese reichen von Nachhaltigkeitskriterien für die Beschaffung von Biomasse über ein Mindestniveau der in der gesamten Wertschöpfungskette erzielten Treibhausgasemissionseinsparungen bis hin zu einer Reihe technischer Beschränkungen (z.B. ein Mindestniveau von 36 % elektrischer Nettowirkungsgrad für reine Stromerzeugungsanlagen mit einer thermischen Nennleistung von über 100 MW). Darüber hinaus bieten solche Anlagen die Möglichkeit der Integration von Technologien zur Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS), die zusammen mit der Biomassenutzung den Weg für negative Emissionen ebnen.

Die Umstellung von Heizwerken, die mit fossilem Öl befeuert werden, auf Anlagen, die Bioöl verbrennen können, wurde in der Fallstudie Sölvesborgs Energi des BIOFIT-Projektes untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die Investitionskosten für neue Brenner höher sind, wenn sie mit schwerem Bioöl befeuert werden, als wenn sie mit leichtem Bioöl oder Biodiesel befeuert werden. Heizungsanlagen, die mit Bioöl oder Biodiesel betrieben werden, haben geringere Betriebskosten als solche, die mit fossilem Öl oder schwerem Bioöl betrieben werden. Daher sind die wirtschaftlichen Auswirkungen von Bioöl- und Biodieselsystemen positiv. Allerdings müssen die Verfügbarkeit von Bioöl sowie Vorschriften, z. B. zur Besteuerung des Brennstoffs, berücksichtigt werden.

8 Umrüstung und Nachrüstung der Zellstoff- und Papierindustrie

8.1 Überblick des Sektors

Die Zahl der Papier- und Kartonfabriken sowie der Zellstofffabriken in Europa[54] ist seit den 1990er Jahren stetig zurückgegangen. Im Jahr 2018 gab es 151 Zellstofffabriken und 746 Papier- und Kartonfabriken. Dennoch ist die Produktion von Papier und Karton in Europa während des letzten Jahrzehnts mit 92 Mio. Tonnen im Jahr 2018 relativ stabil geblieben. Ein ähnlicher Trend zeigt sich bei der gesamten Zellstoffproduktion (integrierter Zellstoff und Marktzellstoff), die im Jahr 2018 38 Mio. Tonnen betrug. Bemerkenswert ist, dass trotz der stabilen Gesamtproduktion die weltweite Marktzellstoffproduktion einen steigenden Trend aufweist (CEPI, 2019). Im Gegensatz zu Europa wachsen die Märkte für die Papierindustrie in Asien aufgrund der steigenden Kaufkraft (Suhonen und Amberla, 2014).

Die Digitalisierung hat sich auf die Endprodukte der Papierindustrie ausgewirkt; der Verbrauch an Grafikpapier sinkt, während der Bedarf an Verpackungen steigt (Suhonen und Amberla, 2014). Die Zellstoff- und Papierindustrie in Europa hat eine gewisse Konsolidierung durchgemacht, während gleichzeitig ein großes Interesse an hochwertigen biobasierten

[54] In CEPI Mitgliedsstaaten: Österreich, Belgien, Tschechien, Finnland, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Italien, Niederlande, Norwegen, Polen, Portugal, Rumänien, Slovakei, Slowenien, Spanien, Schweden und Vereintes Königreich.

Produkten wie Biobrennstoffen, Biokompositen und biobasierten Kunststoffen besteht. Da viele Zellstofffabriken nicht mehr in Papierfabriken integriert sind, ist ihr eigener Energieverbrauch zurückgegangen, was die Möglichkeit eröffnet, aus ihren Rückständen höherwertige Bioenergieprodukte herzustellen.

Die Zellstoff- und Papierindustrie ist der viertgrößte industrielle Energieverbraucher in Europa (Chan und Kantamaneni, 2015). Die Industrie konnte ihre Kohlenstoffemissionen seit 2005 durch die Nutzung fester Nebenströme für Energiezwecke um 26% reduzieren (CEPI, 2018a). Die Zellstoff- und Papierindustrie in Europa nutzt bereits heute fast 60% ihres gesamten Brennstoffverbrauchs aus erneuerbaren Energien. Der Verbrauch von Biomasse für Energiezwecke in der Zellstoff- und Papierindustrie betrug 710 PJ im Jahr 2017 (CEPI, 2019). Der Rest des Brennstoffverbrauchs wird hauptsächlich durch Gas gedeckt, auf das 390 PJ entfielen (CEPI, 2019). Länder, in denen die Papierindustrie Erdgas als Energiequelle nutzt, verfügen oft nur über einen kleinen Forstsektor, der die Kraftwerke mit Waldrestholz versorgen könnte. In diesen Ländern sind Recyclingfasern bei Weitem die Hauptquelle für den heimischen Papierrohstoff. Obwohl die Verwendung von Erdgas keine Voraussetzung für das Papierrecycling ist, wird Erdgas häufig aufgrund der Kosteneffizienz, des Mangels an rentablen Alternativen und der nationalen Energiepolitik eingesetzt (CEPI, 2018a).

Die wichtigste erneuerbare Energiequelle im Zellstoff- und Papiersektor ist Bioenergie aus Reststoffen der Holzbearbeitung, wie Schlamm, Rinde und sonstige Abfälle aus der Holzverarbeitung. Möglichkeiten für die Umrüstung und Nachrüstung des Sektors auf Bioenergie sind die verstärkte Nutzung von Reststoffen, wie Rinde zur Energieerzeugung, die Biogaserzeugung aus Zellstofffabrikschlamm und die Steigerung der Effizienz der Bioenergie-KWK-Produktion durch hocheffiziente Anlagen (höhere Dampfdrücke). Abbildung 35 zeigt ein Schema für die Umrüstung und Nachrüstung der Energieversorgung einer Zellstoff- und Papierfabrik mit Biomasse. Andere wichtige Umrüstungs- und Nachrüstungsmöglichkeiten betreffen die Produktion von Sekundärbrennstoffen, z.B. durch die Veredelung von Schwarzlauge.

Abbildung 36: Schema der Umrüstung der Energieversorgung einer Zellstoff- und Papierfabrik mit Biomasse

8.2 Zellstoffherstellung und Reststoffe aus der Zellstoff- und Papierindustrie

8.2.1 Faser Extraktion

Zellstofffasern können mechanisch oder chemisch aus dem Rohmaterial (Holz) gewonnen werden.

Bei der **mechanischen Zellstoffherstellung** wird Holz mit mechanischen Scherkräften behandelt, z.B. durch Mahlen, um die ligninbindenden Fasern aufzuweichen. Die Ausbeute (bis zu 95 %) des Zellstoffholzes ist bei der mechanischen Herstellung im Vergleich zur chemischen Herstellung höher, da der gesamte Stamm mit Ausnahme der Rinde verwertet werden kann (CEPI, 2018b). Ein bedeutender Nachteil des mechanischen Zellstoffs ist die geringere Festigkeit des Endprodukts im Vergleich zum chemischen Zellstoff, aufgrund der unterschiedlichen Faserlänge. Darüber hinaus kann der Energiebedarf bei der mechanischen Herstellung nur teilweise durch Energieeintrag aus den Rindenrückständen gedeckt werden.

Bei der **chemischen Zellstoffherstellung** werden die Rundhölzer zunächst entrindet und das Holz zerkleinert. Die verbleibende Rinde wird in der Regel verkauft oder verbrannt, um vor Ort Wärme und Strom zu erzeugen. Der Zellstoffprozess ist energieautark, da die Verbrennung von Nebenprodukten den Energiebedarf des Prozesses decken kann. Nach der Entrindung werden die Holzhackschnitzel in einer wässrigen Lösung zusammen mit Chemikalien, die das Lignin auflösen, gekocht. Der feste Rückstand, der einen geringen Ligningehalt aufweist, wird als Zellstoff bezeichnet. Er kann verkauft oder zu Karton- oder Papierprodukten weiterverarbeitet werden. Die Ausbeute des Faserholzes bei der chemischen Zellstoffherstellung liegt typischerweise bei 45% (CEPI, 2018b).

Bei der **semi-chemischen Zellstoffherstellung** werden die Holzhackschnitzel mit einer geringen Menge an Chemikalien gekocht, danach wird das Holz noch mechanisch behandelt. Bei der semi-chemischen Zellstoffherstellung, beispielsweise mit neutralem Sulfit, wird vor der Zerfaserung eine chemische Vorbehandlung mit Sulfit durchgeführt.

8.2.2 Kochprozess

Zu den üblichen Kochverfahren gehören der Kraft- und der Sulfitprozess. Die Art des Kochprozesses hat einen wesentlichen Einfluss auf die Valorisierung der Nebenprodukte.

Der **Kraft-Prozess** (Sulfatprozess) ist das Hauptverfahren zur Herstellung von Papier. Es wandelt Holz in fast reine Zellulosefasern um. In diesem Prozess werden Natriumhydroxid (NaOH) und Natriumsulfid (Na_2S) als Chemikalien verwendet, um Bindungen zwischen Lignin, Hemizellulose und Zellulose aufzubrechen (Abbildung 36). Beim Kraft-Prozess ist die Lösung alkalisch und enthält Lignin und Hemizellulose-Zucker. Diese Abbauprodukte können von Hefen oder anderen Mikroorganismen nur schwer in Biobrennstoffe umgewandelt werden.

Nach dem Kochprozess wird der Zellstoff gewaschen (Abbildung 37). Während der Wäsche wird restliches Lignin durch Sauerstoff in einer wässrigen Lösung entfernt. Häufig wird der Zellstoff auch gebleicht, so dass er weiß wird und für weiße Papierprodukte geeignet ist. Die Lösung, die die gelösten Ligninreste enthält, wird als **Schwarzlauge** bezeichnet und durch Eindampfen konzentriert. Die Wege zur Verwendung von Schwarzlauge sind in Abbildung 38 dargestellt.

Beim **Sulfit-Prozess** wird eine Sulfit-Salzlösung (typischerweise Magnesium-Sulfit) verwendet. Das Lösen der Biomassekomponenten hängt sehr stark vom pH-Wert der Lösung ab. Der Sulfit-Prozess kann je nach Rohmaterial bei verschiedenen pH-Werten durchgeführt werden. Zum Beispiel wird der saure Kalzium-Bisulfit-Prozess bei sehr sauren Bedingungen durchgeführt, typischerweise bei einem pH-Wert von 1-1,5 (Hanhikoski, 2014).

Beim sauren Sulfit-Prozess, enthält die so genannte **Braunlauge** Lignin als Ligninsulfonate (wasserlösliches Lignin, welche als separate Chemikalie verkauft werden kann) und Zucker,

welche leicht zu Ethanol oder anderen Biokraftstoffen vergoren werden können. Die Wege zur Verwendung von Braunlauge sind in Abbildung 39 dargestellt.

Abbildung 37: Schematische Darstellung des Kraft-Prozesses (KnowPulp, 2019).

Abbildung 38: Waschen von verunreinigtem Zellstoff führt zu Schwazlauge und gereinigtem Zellstoff (KnowPulp, 2019)

Abbildung 39: Methoden für die Nutzung von Schwarzlauge

Abbildung 40: Methoden für die Nutzung von Braunlauge

8.2.3 Eindampfen von Schwarzlauge

Wenn Schwarzlauge aus dem Kraft-Prozess durch Verdampfung konzentriert wird, werden mehrere Fraktionen getrennt (Abbildung 39). Eine dieser Fraktionen, "**Seife**" genannt, wird durch Zugabe von Säure in rohes Tallöl umgewandelt. Methanol und Terpentin werden stattdessen aus dem Kondensat der Verdampfung abgetrennt. Methanol und Rohtallöl können gereinigt und in Biokraftstoffe oder andere Produkte umgewandelt werden. Dies wird in den Kapiteln 8.5 und 8.11 weiter erörtert.

Moderne Zellstofffabriken sind in Bezug auf die Wärmeversorgung oft **autark** und können auch überschüssige Wärme produzieren. Die überschüssige Wärme wird insbesondere dann erzeugt, wenn sich am gleichen Standort keine Papierfabrik befindet, welche einen wesentlichen Teil der erzeugten Wärme nutzt. Da nicht alle organischen Stoffe verbrannt

werden müssen, um genügend Wärme für die Zellstoffproduktion zu erzeugen, kann ein Teil der organischen Stoffe in der Schwarzlauge, z.B. in Form von Lignin oder anderem Bio-Rohöl, extrahiert werden.

Kürzlich wurden auch Verfahren entwickelt, um einen Teil des Lignins aus der Kraft-Schwarzlauge abzutrennen. Lignin kann durch Zugabe von CO_2 oder Säuren wie Schwefelsäure ausgefällt werden, da die Senkung des pH-Wertes der Schwarzlauge unter neun zu einer Ligninausfällung führt. Das erzeugte Lignin kann als fester Brennstoff verwendet, oder in Biobrennstoffe, Chemikalien oder materielle Produkte umgewandelt werden. Das Lignin aus dem Kraft-Prozess enthält jedoch Schwefel, was seine Verwendung als Brennstoff einschränkt.

Abbildung 41: Typische 7-stufige Schwarzlaugeneindampfanlage mit Superkonzentrator (KnowPulp, 2019)

8.2.4 Rückgewinnungsprozess

Nach der Verdampfung enthält starke Schwarzlauge typischerweise nur 15-25 % Wasser. Sie wird im Rückgewinnungskessel (Abbildungen 41 und 42) verbrannt, um ihren Energiegehalt voll auszunutzen und gleichzeitig die Kochchemikalien in Form von anorganischen Salzen, auch **Grünlauge** genannt, zurückzugewinnen. Beim Kraft-Prozess sind diese anorganischen Chemikalienrückstände Natriumkarbonat und Natriumsulfid. Natriumsulfid, welches im Kraft-Prozess als Kochchemikalie benötigt wird, wird aus Natriumsulfat unter hohen Temperaturen und unter Sauerstoffmangel im Rückgewinnungskessel hergestellt.

Vor der Rückführung der Chemikalien zurück in die Zellstoffstufe muss Natriumkarbonat in Natriumhydroxid umgewandelt werden, was im Kaustifizierungsprozess durch Zugabe von Kalziumoxid geschehen kann. In der Kaustifizierung wird das reaktive Kalziumoxid in inaktives Kalziumkarbonat umgewandelt, während Natriumkarbonat in Natriumhydroxid umgewandelt wird. Das Kalziumkarbonat muss zu Kalziumoxid regeneriert werden, indem es in einem separaten Kalkofen auf eine hohe Temperatur erhitzt wird, um CO_2 freizusetzen. Im Kalkofen wurden bisher in der Regel fossile Brennstoffe wie Erdgas und Heizöl verwendet. In letzter Zeit werden jedoch auch Biogas, Lignin, Sägemehl oder Gas aus der Biomassevergasung für diesen Zweck verwendet.

Abbildung 42: Prinzip der chemischen Rückgewinnung im Kraft-Prozess (KnowPulp, 2019)

Abbildung 43: Rückgewinnung der Chemikalien und Energie im Rückgewinnungskessel für Schwarzlauge (Know Pulp, 2019)

8.2.5 Abwasseraufbereitung

Abwässer aus der Zellstoffherstellung und der Entrindung von Holzstämmen werden in der Regel in einer Abwasserbehandlungsanlage der Fabrik behandelt. Würde das Abwasser ohne Trennung und Behandlung eingeleitet werden, wäre der verbleibende organische Gehalt umweltschädlich. In einem Belebtschlammverfahren wird der organische Gehalt des Abwassers durch Bakterien reduziert und es entsteht Schlamm. Die Herausforderung dieses Verfahrens besteht darin, dass große Mengen an **Nassschlamm** anfallen, welcher schwierig zu handhaben ist. Es ist möglich, entweder die Schlammmenge durch Gärung zu reduzieren und Biogas zu erzeugen oder die Wasserlösung des Schlamms in einem sogenannten

hydrothermalen Karbonisierungsprozess auf über 200°C zu erhitzen, um den Schlamm in ein kohleähnliches Produkt mit geringem Wassergehalt und einer wässrigen Phase umzuwandeln.

Abbildung 44: Belebtschlammverfahren, welches organische Bestandteile aus dem Abwasser entfernt (KnowPulp, 2019)

8.3 Schwarz-/Braunlaugen-Ethanol

Beim **sauren Sulfit-Prozess**, bei welchem die Zellstoffherstellung bei einem niedrigen pH-Wert erfolgt, wird der Hemizelluloseanteil des Holzes in einfache Zucker, auch monomere Zucker genannt, umgewandelt. Monomere Zucker können durch Hefe direkt zu Ethanol fermentiert oder zur Erzeugung von Biogas vergoren werden. Derzeit wird Ethanol in mehreren alten Zellstofffabriken hergestellt, die auf dem Sulfit-Prozess basieren. Der Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass Zucker, die für die Ethanolproduktion geeignet sind, leicht als Nebenprodukt der Zellstoffherstellung aus dem Hemizelluloseanteil des Holzes gewonnen werden können. Bestimmte Zuckerarten, wie z.B. C5 Zucker (enthalten 5 Kohlenstoffatome), wie Xylose, werden nicht effizient in Ethanol umgewandelt und daher wird oft zusätzlich auch Biogas erzeugt. Anders als bei der Herstellung von Ethanol aus Prozessen, bei denen der Zelluloseanteil verwertet wird, ist kein kostspieliger enzymatischer Hydrolyseschritt erforderlich, der lange Reaktionszeiten erfordert. Die meisten Zellstofffabriken setzen heute jedoch den **Kraft-Prozess** ein, was die Möglichkeiten der Ethanolproduktion einschränkt, da dieser Ansatz nur bei dem Sulfit-Prozess genutzt werden kann.

Beispiele für Fabriken mit Sulfit-Prozess, welche heute in Betrieb sind und Ethanol produzieren, sind die Domsjö-Anlage in Örnsköldsvik (Schweden) und Borregaard in Sarpsborg (Norwegen). Die Anlage in Domsjö produziert jährlich 20.000 t Ethanol und 90 GWh Biogas aus den Nebenströmen der Verwertung von 1,4 Mio. m^3 Holz für Spezialzellstoff (hauptsächlich für textile Anwendungen) und der Ligninproduktion (als Betonzusatzstoff). (Domsjö, 2019). Die Anlage verwendet einen zweistufigen Natriumsulfit-Zellstoffprozess (Hankikoski, 2007).

Die Bioraffinerie Borregaard in Sapsborg, die Spezialzellstoff herstellt, produziert 20 Mio. Liter Ethanol pro Jahr sowie Speziallignin und eine Reihe verschiedener Produkte (Borregaard, 2017). Das produzierte Ethanol wird für chemische Produkte oder als Lösungsmittel verwendet, aber auch an Statoil verkauft, um im Verkehrssektor eingesetzt zu werden (European Biofuels Technology Platform, 2016).

8.4 Vergasung von Schwarzlauge zu DME

Ein Nebenprodukt der Verdampfung von Schwarzlauge ist eine dicke Lauge, die organische Bestandteile, Lignin, mehrere zehn Prozent Restwasser und etwa ein Drittel anorganische Salze enthält. Aus Schwarzlauge kann durch Vergasung Synthesegas hergestellt werden (IEA, 2007). Das Synthesegas kann weiter in Biokraftstoffe für den Transportsektor wie Fisher Tropsch (FT)-Diesel, Methanol oder Dimethylether (DME) umgewandelt werden. Diese Produkte haben in der Regel einen höheren Wert als die Wärme und Energie, die bei der Verbrennung von Schwarzlauge in einem Rückgewinnungskessel entstehen. Darüber hinaus können bei der Vergasung Kochchemikalien zurückgewonnen werden, da organische Stoffe aus der Schwarzlauge vergast werden. Auf diese Weise wird Natriumsulfat wieder in Natriumsulfid umgewandelt und kann als Kochchemikalie in der Zellstoffproduktion verwendet werden.

DME ist eine Substanz, die ähnliche Eigenschaften wie LPG hat. Es kann bei Raumtemperatur unter Druck verflüssigt werden (Röj, 2017). DME kann auch aus Synthesegas, das durch die Vergasung von Schwarzlauge erhalten wird, oder direkt aus Methanol produziert werden.Die Verwendung von DME als neuer Dieselkraftstoff in Pkw und Lkw wurde von Volvo demonstriert. DME hat günstige Kraftstoffeigenschaften wie z.B. eine Cetanzahl, die der von Dieselkraftstoffen ähnelt.

Die Herausforderung bei der Schwarzlaugenvergasung ist die korrosive Umgebung bei hohen Temperaturen und geschmolzenen Alkalimetallsalzen im Vergaser (Navqi und Yan, 2010). Darüber hinaus wird der Betrieb einer Zellstofffabrik erschwert, wenn eine Zellstofffabrik mit Schwarzlaugenvergasung umgerüstet wird. In einer konventionellen Anlage, die einen Rückgewinnungskessel verwendet, wird der gesamte Schwefel als Na_2S recycelt, bei der Schwarzlaugenvergasung entsteht jedoch auch Schwefelwasserstoff. Da zusätzliches Natriumhydroxid benötigt wird, um den Schwefelwasserstoff wieder in Na_2S umzuwandeln, ist eine höhere Kapazität der Kaustifizierungsanlage erforderlich (Navqi und Yan, 2010).

LTU Green Fuels, ehemals Chemrec, hat eine Schwarzlaugenvergasungsanlage in Luleå (Schweden) betrieben und die Schwarzlaugenvergasung zu Dimethylether (DME) im Maßstab von vier Tonnen/Tag demonstriert. Schwarzlauge wird in ihrer Vergaserkonstruktion als Flüssigkeit versprüht, und das erzeugte Synthesegas wird durch Quenchen schnell abgekühlt (Landälv, 2016).

8.5 Methanol von Zellstofffabriken

Bei der Verdampfung der Schwarzlauge im Kraft-Prozess entsteht eine geringe Menge **Methanol** (typischerweise 7-15 kg/Tonne Zellstoff Trockenofengewicht) (Jensen et al., 2012). Es kann in flüssiger Form mit einem Kondensatbehandlungssystem von den Schmutzkondensaten der Schwarzlaugeneindampfung abgetrennt werden. Auf diese Weise kann die Substanz, die ansonsten als Abfallstrom betrachtet würde, der entsorgt oder mit einem Abwassersystem behandelt werden müsste, gelagert und verwertet werden (Valmet, 2018b). Methanol wurde bisher üblicherweise durch Verbrennung im Rückgewinnungskessel und im Kalkofen verwendet. Es ist auch als Lösungsmittel und bei der Herstellung von Chemikalien wie Essigsäure und Formalin nützlich und kann als Fahrzeugkraftstoff verwendet werden.

Das Methanol aus dem Zellstoffprozess enthält schwefelhaltige, scharfe Verunreinigungen, die seine Verwendung bisher erschwerten. Es wurden verschiedene Reinigungssysteme entwickelt. Beispielsweise hat Andritz ein Reinigungsverfahren entwickelt (Andritz, 2019a), und in Mörrum im Zellstoffwerk Södra in Schweden wird derzeit eine Anlage zur Produktion von 5.000 Tonnen Methanol gebaut (Andritz, 2019b).

Abbildung 45: Abtrennung von Methanol von der Zellstoffproduktion: Lagertanks und Abstreifsystem für verschmutztes Kondensat (KnowPulp, 2019)

8.6 Valorisierung von Zellstoff- und Papierschlamm

In den Wasseraufbereitungsanlagen der Zellstoff- und Papierfabriken fallen Schlämme an, die einen hohen Wassergehalt aufweisen. Sie können allein durch mechanisches Pressen nicht ausreichend getrocknet werden. Daher ist eine gängige Praxis, sie zusammen mit anderen getrockneten Brennstoffen zu verbrennen, obwohl dies wirtschaftlich nicht sehr attraktiv ist.

8.6.1 Hydrothermale Karbonisierung (HTC)

Hydrothermale Karbonisierung (HTC) ist ein Verfahren zur Abtrennung von Wasser und zur Herstellung eines kohleähnlichen Produkts (**Hydrokohle**) aus dem Schlamm. Bei der hydrothermalen Karbonisierung wird das Einsatzmaterial in einer wässrigen Lösung auf etwa 200-250°C erhitzt, so dass ein kohleähnliches Produkt (Abbildung 45) entsteht, welches sich nach dem Abkühlen von der wässrigen Phase trennt. Da die Reaktionen im Prozess in der flüssigen Phase stattfinden, wird der Druck im Prozess hoch genug gehalten, um die Lösung bei Betriebstemperatur in flüssiger Form zu halten.

Der größte Teil des Energiegehalts im Schlamm wird im kohleähnlichen Produkt gespeichert, während nur ein kleiner Teil der organischen Substanz in die wässrige Phase übergeht. Ein kleiner Teil wird auch in der Gasphase freigesetzt, hauptsächlich als Kohlendioxid. Die typische Zusammensetzung von Holzkohle aus Zellstoff- und Papierschlamm ist in Tabelle 10 dargestellt.

Abbildung 46: Biokohle-Pellets und Hydrokohle, die mit dem HTC-Verfahren von C-Green hergestellt wurde (Quelle: C-Green)

Tabelle 10: Zusammensetzung (kg pro Tonne TS im Schlamm) von Hydrokohle aus dem HTC-Pilotversuch von C-Green (Quelle: C-Green)

	Raw sludge	Wet-ox	Hydro-char	Off-gas	Filtrate return
C	480	0	275	170	35
H	55	0	25	10	20
O	235	250	95	200	190
S	25	0	10	0	15
N	80	0	25	0	55
Ash	125	0	109	0	16
Total	**1000**	**250**	**539**	**380**	**331**

C-Green Technology und Stora Enso bauen eine HTC-Demonstrationsanlage in Heinola (Finnland) im semi-chemischen Riffelwalzwerk. Die geplante HTC-Anlage würde 25.000 t Zellstoff- und Papierschlamm in Biokohle umwandeln. Die Menge würde etwa 13 GWh Bioenergie ausmachen und die Emissionen um 7.000 Tonnen CO_2-Äquivalent reduzieren (Bioenergie International, 2018).

8.6.2 Anaerobe Gärung

Eine andere Möglichkeit ist die Behandlung von Schlamm durch anaerobe Gärung, so dass Biogas erzeugt und die Schlammmenge reduziert wird. Diese Biogasanlagen zeichnen sich durch die großen Mengen an Einsatzmaterial aus der Zellstoff- und Papierindustrie und den hohen organischen Gehalt des Schlamms aus. Außerdem ist das Risiko bei der Handhabung des Materials geringer als bei Schlamm aus kommunalen Kläranlagen, da der Klärschlamm aus der Zellstoffindustrie normalerweise keine schädlichen Mikroben enthält. Ein Nachteil ist jedoch, dass der Schlamm für die Vergärung hemmende Komponenten enthalten kann.

Abbildung 47: Schlamm aus der Abwasserbehandlung der Zellstoffproduktion (KnowPulp, 2019)

In Äänekoski (Finnland), in der Metsä Fibre's Bioproduktfabrik, behandelt eine Biogasanlage den Klärschlamm mit anaerober Faulung, wobei Biogas und Pellets produziert werden (Biokaasuyhdistys, 2016). 2017 wurde angekündigt, dass ein Teil des Biogases aus dem Faulbehälter von Metsä Fibre zu Biomethan aufbereitet werden soll (Bioenergy, 2017).

Scandinavian Biogas hat ein Co-Fermentations-Konzept namens Effisludge entwickelt, bei dem Klärschlamm mit anderen komplementären Substraten vergoren wird. Sie demonstrieren die Biogaserzeugung aus Klärschlamm der Zellstofffabrik von Norske Skog im Werk Skogn (Norwegen) (Scandinavian Biogas, 2019).

Biogas kann außerdem aus Kondensaten der semi-mechanischen Zellstoffproduktion hergestellt werden. Dies wurde in 10 Tagen Labor-Chargenversuchen im Riffelwerk Heinola in Finnland untersucht. Es wird erwartet, dass die anaerobe Behandlung von Kondensaten die Belastung der Abwasseraufbereitungsanlage verringert und die Biogasproduktion erhöht. (Lotti, 2013)

8.7 Lignin Extraktion

Aus Schwarzlauge konzentriertes Lignin wird normalerweise in einem Rückgewinnungskessel verbrannt. Das aus dem Kraft-Prozess abgetrennte Lignin kann als Energieprodukt z.B. als Brennstoff im Kalkofen verwendet oder durch hydrothermale Verflüssigung in einen fortschrittlicheren BioKraftstoff umgewandelt werden. Lignin kann aus Schwarzlauge im Kraft-Prozess zurückgewonnen werden, indem zunächst der pH-Wert mit CO_2 auf etwa 9-10 gesenkt wird, um es aus der Schwarzlaugenlösung auszufällen, und dann die Verunreinigungen wie Natrium in einer Verdünnungswäsche mit Schwefelsäure ausgewaschen werden (Andritz 2019c).

Valmet hat eine Technologie zur Ligninabtrennung namens LignoBoost (Valmet, 2018a) entwickelt. Mit diesem Verfahren ist es möglich, das Lignin auf verschiedene Qualitäten zuzuschneiden. Das Verfahren wurde im Vollmaßstab im Werk Stora Enso Sunila (Finnland) (Ligninproduktion 50.000 t/a) und von Domtar in den USA sowie im Pilotmaßstab in Bäckhammar (Schweden) demonstriert.

Weitere Verfahren zur Ligninabscheidung, welche derzeit in Entwicklung sind, sind LignoForce von FPInnovations, das im Zellstoffwerk West Fracer in Kanada demonstriert wird (Kouisni et al., 2016) - hier ist ein separater Oxidationsschritt vorgesehen, bei dem stinkende und flüchtige Schwefelkomponenten mit Sauerstoff zu nicht stinkenden und nicht flüchtigen Komponenten oxidiert werden - sowie das Sequential Liquid Lignin Recovery and Purification (SLRP)-

Verfahren, bei dem sich Lignin durch Schwerkraft abscheidet und nicht wie bei den anderen Verfahren gefiltert werden muss (Velez & Thies, 2015).

Abbildung 48: Lignin, aus dem Kraft-Prozess ausgeschieden (KnowPulp, 2019)

8.8 Hydrothermale Verflüssigung

Die hydrothermale Verflüssigung (HTL) ist ein attraktives Verfahren zur Erhöhung des Energiegehalts von nassen Strömen mit organischen Bestandteilen zu einem Bio-Rohstoffprodukt ohne Trocknung. Die wässrige Phase, die bei der HTL als Nebenprodukt anfällt, kann ebenfalls in der Zellstofffabrik durch Verdampfung und Verbrennung im Rückgewinnungskessel behandelt werden.

Schwarzlauge, Lignin, Sägemehlschlamm oder andere Einsatzstoffe mit organischen Anteilen können durch HTL in ein Schweröl wie Bio-Rohöl umgewandelt werden (Abbildung 48). Das produzierte Bio-Rohöl muss in einem Ölraffinerieprozess weiter veredelt werden, um es als Kraftstoff verwenden zu können. HTL ist ein Prozess, bei dem das Ausgangsmaterial in einer wässrigen Lösung bei einer hohen Temperatur, typischerweise zwischen 270-370°C und einem erhöhten Druck von 5-30 MPa, behandelt wird.

Beispiele für Unternehmen, die durch HTL oder ähnliche Prozesse zur Entwicklung des Verflüssigungsprozesses beitragen, sind Renfuels, Suncarbon, SCA, Silva Green energy, Steeper Energy und Licella.

Renfuel stellt aus Lignin über einen Katalysatorprozess ein Bio-Rohstoffprodukt namens Lignol her. Sie haben ihre Technologie in Bäckhammar (Schweden) in der Nähe der LignoBoost-Demoanlage demonstriert und bauen derzeit in Zusammenarbeit mit dem Zellstoffwerk Rottneros und dem Ölraffinerieunternehmen Preem eine Produktionsanlage in Vallvik (Schweden). Die Eröffnung der Anlage ist für das erste Quartal 2021 geplant (Renfuels, 2019).

Suncarbon trennt Lignin durch Membrantrennung ab und wandelt das abgetrennte Lignin durch hydrothermische Behandlung in depolymerisiertes Lignin um (Suncarbon, 2019). SCA untersucht auch die Herstellung von Kraftstoffen aus Schwarzlauge, vermutlich unter Verwendung von HTL (Papnews, 2016).

Silva Green energy baut eine Demonstrationsanlage in Tofte (Norwegen), in der Waldrestholz mit HTL in Pyrolyseöl umgewandelt wird (BiofuelsDigest, 2018).

Abbildung 49: Aus Schwarzlauge hergestelltes HTL-Rohöl (Quelle: VTT)

8.9 Fossile Rohstoffe in der Energieerzeugung von Papierfabriken ersetzen

Bestehende Papierfabriken in Mittel- und Südeuropa sind stark von Erdgas abhängig. In Italien, den Niederlanden, Spanien, dem Vereinigten Königreich und Deutschland macht Erdgas mehr als 50% der für die Papierherstellung verwendeten Brennstoffe aus (CEPI, 2018a). Die Fabriken in Deutschland, Polen, Tschechien und Ungarn verwenden ebenfalls erhebliche Mengen an Kohle. Ein enormes Bioenergie-Umrüstungspotenzial liegt in der Erhöhung des Anteils der Bioenergie in den europäischen Papierfabriken.

Obwohl eine weitere Erhöhung des Biomasseanteils in Papierfabriken technisch eine realisierbare Option ist, haben die Fabriken nur begrenzten Zugang zu biobasierten Energieressourcen, fehlende Lagermöglichkeiten und logistische Einschränkungen (CEPI, 2018a). Erdgas kann durch Biogas aus externen Quellen ersetzt werden, und die Anlagen können effizienter Energie aus Schlamm und Ausschussstoffen gewinnen. CEPI (CEPI, 2018a) schätzt, dass bis zu 10% des Energieverbrauchs einer Papierfabrik mit Biogas aus anaeroben Abwasserbehandlungen gedeckt werden könnten.

Abbildung 50: Rinde ist eine potenzielle Bioenergie-Quelle für Zellstofffabriken (Know Pulp, 2019)

8.10 Alternative Brennstoffe im Kalkofen und der Rindenvergasung

In Zellstofffabriken wird Schwarzlauge üblicherweise im Rückgewinnungskessel verbrannt, um Wärme und Strom zu erzeugen. Rinde als Nebenprodukt der Entrindung wird in der Regel ebenfalls entweder verbrannt oder vergast. In beiden Fällen wird zusätzlich Wärme und Strom erzeugt. Einige der Zellstofffabriken verkaufen einen Teil der erzeugten Wärme an ein kommunales Fernwärmesystem. Alternativ kann die Rinde an ein separates Energieunternehmen verkauft werden, welches Wärme und Strom sowohl für das Werk als auch für eine nahe gelegene Gemeinde erzeugt.

Der größte Teil der Energie für Zellstofffabriken wird aus dem Rohstoff selbst erzeugt, d.h. aus Faserholz. Der Kalkofen ist traditionell einer der größten Verbraucher von fossilen Brennstoffen in der Zellstofffabrik. Zu den verwendeten fossilen Brennstoffen gehören Erdgas oder Öl. Andere Brennstoffe wie Biogas, Lignin und Sägemehl wurden ebenfalls im Kalkofen verwendet. In letzter Zeit wurden die üblicherweise in Kalkbrennöfen verwendeten fossilen Brennstoffe durch erneuerbare Brennstoffe ersetzt.

In der Faserfabrik von Metsä in Joutseno (Finnland) wird Rinde in einem luftbetriebenen Vergaser vergast und das produzierte Gas im Kalkofen verbrannt. In der sogenannten Bioproduktfabrik von Metsä in Äänekoski (Finnland) wird Rinde ebenfalls vergast, um Brenngas für den Kalkofen zu erzeugen. Für einen bestehenden Luftvergaser, der in einen Zweibettvergaser umgerüstet wird, wurde als zukünftige Option vorgeschlagen, auch Synthesegas zu produzieren, um die Produktion von Bioenergie und hochwertigen Produkten zu erhöhen. Das Konzept würde die Produktion von BioKraftstoffen für den Verkehrssektor wie Fischer-Tropsch-Diesel mit geringeren zusätzlichen Investitionen ermöglichen.

Abbildung 51: Komponenten einer Vergasungsanlage (Know pulp, 2019)

8.11 Erneuerbarer Diesel aus Tallöl der Zellstofffabrik

Tallöl (Abbildung 51) ist aufgrund seines niedrigen Sauerstoffgehalts ein attraktiver Rohstoff für die Produktion von Biokraftstoffen. Daher erfordert es im Vergleich zu anderen Rohstoffen weniger Aufbereitung. Rohes Tallöl wird bei der Abtrennung der Seife in der Kraft-Zellstofffabrik gewonnen. Die Seife wird angesäuert, um das Rohtallöl abzutrennen. Es kann weiter gereinigt und in Fraktionen mit unterschiedlichen Siedepunkten raffiniert werden.

Abbildung 52: Proben von rohem Tallöl und Rinde im Metsä Group Besucherzentrum Pro Nemus

Ein Nachteil bei der Nutzung von Tallöl für die Biokraftstoffproduktion ist, dass es in begrenzten Mengen zur Verfügung steht und ein Teil davon für wertvollere Chemikalien als Biokraftstoffe verwendet werden könnte. Im Hinblick auf Tallöl-Biokraftstoffe begünstigen die schwedischen Förderprogramme die Produktion von Biokraftstoff anstelle von Chemikalien.

Sunpine in Nordschweden verestert Tallöl mit Methylester, und ihr Produkt wird in der Preem-Raffinerie in Piteå (Schweden) weiter in Verkehrskraftstoffe umgewandelt (Sunpine, 2019). Die Bioraffinerie von UPM produziert Biokraftstoffe für den Verkehrssektor in Lappeenranta (UPM, 2019). Die Kapazität der Anlage beträgt 120 Mio. Liter erneuerbarer Diesel- und Naphtha-Kraftstoffe pro Jahr. Die verbesserte Biokraftstoff-Produktionstechnologie von UPM wird in Abbildung 52 genauer dargestellt.

Abbildung 53: Flussdiagramm der erneuerbaren Dieselproduktion von UPM (Quelle: UPM[55])

8.12 Schlussbemerkungen

Die Umrüstung und Nachrüstung auf Bioenergie in der Zellstoff- und Papierindustrie kann dazu genutzt werden, fossile Brennstoffe, die vor Ort zur Energieerzeugung eingesetzt werden (Erdgas, Kohle und Heizöl), durch erneuerbare Alternativen zu ersetzen oder die Produktion erneuerbarer Brennstoffe aus Nebenströmen des Prozesses zu ermöglichen.

Die Möglichkeiten im Zusammenhang mit dem Ersatz fossiler Brennstoffe durch Bioenergie an Standorten von Papier- und Zellstofffabriken hängen stark vom Ökosystem des Standorts ab. Zellstofffabriken haben mehrere nutzbare Nebenströme. Ob diese Nebenströme ausreichen, um den Energiebedarf der Fabrik zu decken, hängt von der verwendeten Zellstofftechnologie ab. Beim Kraft-Prozess können die Nebenströme effektiv genutzt werden, und die Fabriken produzieren oft überschüssige Energie, die verkauft werden kann, insbesondere wenn sie nicht in eine Papierfabrik integriert sind. Beim Sulfit-Prozess kann der Zucker, der in der Schwarz-/Braunlauge verbleibt, in Biogas umgewandelt werden, während Lignin, das in Lignosulfonate umgewandelt wird, üblicherweise verkauft und nicht verbrannt wird. In der Zellstoffindustrie werden fossile Brennstoffe üblicherweise durch Rinde (Rückstände aus der Entrindung) und Biogas (aus der anaeroben Gärung von Schlamm oder flüssigen Abwässern aus der Abwasserbehandlung der Fabrik) ersetzt. Papierfabriken, die nicht zusammen mit einer Zellstofffabrik angesiedelt sind, haben nicht immer Zugang zu ausreichendem Rohmaterial für die Bioenergieproduktion. Biogas und Hydrokohle, die aus dem Klärschlamm der Abwasserbehandlung erzeugt werden, könnten jedoch auch in diesen Anlagen den Bioenergieanteil erhöhen.

Neben dem Ersatz fossiler Brennstoffe am Standort besteht eine weitere Option darin, die Anlage so umzurüsten, dass sie erneuerbare Brennstoffe für externe Märkte produziert. Zu den Kraftstoffen, die produziert werden können, gehören Biogas, Lignin, Bioethanol, erneuerbarer Diesel oder Bio-Rohöl. Bei der Rückgewinnung der Chemikalien in den Kraftzellstofffabriken wird mehr Wärme erzeugt, als in der Fabrik benötigt wird, selbst wenn am Standort nur Nebenströme zur Energieerzeugung genutzt würden. Diese Wärme kann durch eine Turbine in Strom umgewandelt und am Standort genutzt oder verkauft werden. Die Umwandlung der überschüssigen Wärme in Strom ist jedoch nicht sehr energieeffizient. Daher

[55] https://www.upmbiofuels.com/about-upm-biofuels/production/

wird die Nutzung eines Teils der Nebenströme und der überschüssigen Wärme zur Herstellung von Bioenergieprodukten wie Lignin und flüssigen Biokraftstoffen zu einer attraktiven Option.

Die Durchführbarkeit von Umrüstungen und Nachrüstungen auf Bioenergie hängt wesentlich von der Art des verwendeten Zellstoffherstellungsverfahrens ab. Beim Sulfit-Prozess ist die Verwertung von Hemizellulose zu Bioethanol oder die Biogasproduktion eine Option. Beim Kraft-Prozess ist die Verwertung von Zuckern nach dem Kochen von Schwarzlauge jedoch schwierig, da sie im Prozess abgebaut werden. Nur in einem Sonderfall, wenn es sich um Chemiezellstoff für textile Anwendungen handelt, kann ein Nebenproduktstrom von Hemizellulosen auch im Kraft-Prozess verwertet werden. Im Allgemeinen kann beim Kraft-Prozess Lignin aus Schwarzlauge abgetrennt und als Brennstoff direkt im Kalkofen anstelle von fossilen Brennstoffen verwendet werden. Es kann auch durch hydrothermale Verflüssigung in Bio-Rohöl umgewandelt werden. Das Rohölprodukt kann in einer Ölraffinerie zu hochwertigen Biokraftstoffen für den Verkehrssektor weiter veredelt werden. Es ist auch möglich, einen Teil der Schwarzlauge durch hydrothermale Verflüssigung direkt in Pyrolyseöl umzuwandeln.

Beim Kraft-Prozess entstehen Nebenströme, wie Methanol aus der Schwarzlaugeneindampfung und Tallöl aus der Seife, die bei der Eindampfung der Schwarzlauge abgetrennt wird. Methanol kann von stinkenden Verunreinigungen gereinigt und als Biobrennstoff oder Chemikalie verwendet werden. Das Tallöl oder schwere Fraktionen aus der weiteren Raffination, wie z.B. Tallölpech, können weiter in erneuerbare Diesel- und Benzinkraftstoffe umgewandelt werden. Erneuerbare Brennstoffe sind jedoch nicht die einzige Verwendung für Methanol und Tallöl. Sie können auch in wertvollere Produkte wie funktionelle Lebensmittel (Sterine) und Farben (Bindemittel) umgewandelt werden. Für semi-chemische Prozesse, wie z.B. die nahezu neutrale Sulfitzellstoffherstellung, können essigsäurehaltige Kondensate typischerweise in der Biogasproduktion eingesetzt werden.

Bei allen Zellstoffprozessen kann Rinde, welche ein Nebenprodukt ist, das bei der Zellstoffherstellung nicht verwendet wird, zur Erzeugung von Wärme und Strom in einem separaten Kessel verwendet oder zu Brenngas vergast werden. Das Brenngas kann anstelle von fossilem Brennstoff bei der Kalkproduktion in der Chemikalienrückgewinnung verbrannt werden. Darüber hinaus kann es entweder als solches verkauft oder gelagert oder in flüssiger Form raffiniert oder in Biomethan umgewandelt werden, welches in das Gasnetz eingespeist werden kann.

In der Regel fallen in den Fabriken auch Abwasser und Schlamm an. Diese Abfallströme können zu Biogas verarbeitet werden, obwohl einige Ströme, wie z.B. Wasser aus der Entrindung, Substanzen enthalten können, die die Biogasproduktion hemmen. Eine andere Möglichkeit ist die Umwandlung des Schlamms in ein kohleartiges Produkt (Hydrokohle) durch einen hydrothermalen Karbonisierungsprozess. Hydrokohle, welche einen hohen Energiegehalt hat, kann energetisch genutzt werden.

Die Optionen zur Umrüstung und Nachrüstung mit Bioenergie in der Zellstoff- und Papierindustrie befinden sich auf unterschiedlichen technischen Reifegraden, was die Verwertungsmöglichkeiten einschränkt. Der Ersatz fossiler Brennstoffe kann eine technisch machbare Option sein. Kommerzielle Prozesse gibt es im Zusammenhang mit der Nebenstromnutzung, wie z.B. für die Rindenverbrennung, die Rindenvergasung, die Biogaserzeugung aus Abfallprodukten der Papierfabrik, die Ethanolproduktion aus Schwarzlauge, die Umwandlung von Tallöl in Verkehrskraftstoffe und die Ligninabtrennung aus Kraft-Schwarzlauge. Die Umwandlung von Rinde und Schwarzlauge durch Vergasung in Biokraftstoffe, die Methanolreinigung, die Herstellung von Pyrolyseöl aus Lignin und Schwarzlauge und die hydrothermale Karbonisierung von Schlamm wurden in Pilot- oder Demonstrationsanlagen demonstriert, die an Zellstofffabriken angeschlossen sind.

Die Best-Practice-Beispiele des BioFit-Projekts beziehen sich auf die Installation eines neuen Vergasers, um den Kalkofen[56] mit aus Biomasse gewonnenem Gas zu befeuern, und auf die Herstellung von erneuerbarem Diesel aus Tallöl auf Holzbasis[57]. Darüber hinaus wurde im Rahmen der BIOFIT-Fallstudie die Fermentation von Ablauge in der Zellstofffabrik AustroCel Hallein [58] untersucht. Dieses Beispiel zeigte, dass eine Nachrüstung mit kommerziellen Technologien möglich ist. Die BIOFIT-Fallstudie über die hydrothermale Karbonisierung von Abwasserschlamm aus Zellstofffabriken[59] zeigte, dass diese neue Technologie auch in der Zellstoffindustrie profitabel eingesetzt werden kann. Die größte Herausforderung besteht darin, Märkte für das Produkt zu erschließen, selbst wenn bereits potenzielle Anwendungen identifiziert wurden.

[56] https://www.biofit-h2020.eu/files/pdfs/190318%20-%20Biofit%20-%20Factsheet%20-%20Finland_Mets%C3%A4%20Fibre_low.pdf
[57] https://www.biofit-h2020.eu/files/pdfs/190318%20-%20Biofit%20-%20Factsheet%20-%20Finland_UPM_low.pdf
[58] https://www.biofit-h2020.eu/austrocel-hallein-austria-pulp-and-paper/
[59] https://www.biofit-h2020.eu/c-green-finland-pulp-and-paper/

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende and Sandbag (2019): The European Power Sector in 2018. Up-to-date analysis on the electricity transition. https://sandbag.org.uk/wp-content/uploads/2019/01/The-European-Power-Sector-in-2018-1.pdf

Andritz (2019a) ANDRITZ methanol plant. - https://www.andritz.com/products-en/group/pulp-and-paper/pulp-production/kraft-pulp/evaporation-plants/methanol-plants [8.3. 2019]

Andritz (2019b) ANDRITZ to supply bio-methanol plant for Södra's Mönsterås mill in Sweden. - https://www.andritz.com/group-en/news-media/pulp-paper/2018-05-18-soedra-group [8.3. 2019]

Andritz (2019c) ANDRITZ Lignin Recovery Technology for Kraft Mills - https://www.andritz.com/products-en/group/pulp-and-paper/pulp-production/kraft-pulp/lignin-recovery [8.3.2019]

Bartels, J. & Reinders, M.J. (2011) Consumer innovativeness and its correlates: A propositional inventory for future research. Journal of Business Research, 64, 601-609.

Bioenergy Europe (2017) Statistical Report 2017 Edition

Bioenergy Europe (2019) Statistical Report 2019 Edition

BiofuelsDigest (2018) The Silver in Silva: The Story of Steeper Energy and SGF's's $59M advanced biofuels project in Norway. - http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2018/01/16/the-silver-in-silva-the-story-of-steeper-energys-59m-advanced-biofuels-project-in-norway/ [8.3.2019]

Biokaasuyhdistys (2016) Äänekoski Biogas Production. - http://www.biokaasuyhdistys.net/wp-content/uploads/2018/05/EE-MF-presentation.pdf accessed [8.3.2019]

Braune M., Grasemann E., Gröngröft A., Klemm M., Oehmichen K., Zech K., (2016) Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland - Stand der Technik und Optimierungsansätze DBFZ Report Nr. 22; https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_22.pdf

CarbonBrief (2019) Mapped: The world's coal power plants. - https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants [26.10.2019]

CEPI (2017) Key Statistics 2017 - European Pulp and Paper Industry. http://www.cepi.org/keystatistics2017

CEPI (2018a). "Summary for Policy Makers - The Challenge : Decarbonising Whilst Being Recycling Pioneer."

CEPI (2018b) "Types of Pulping Processes." Statistics. - http://www.cepi.org/node/22334.

CEPI (2019) Key Statistics 2018 - European pulp & paper industry. Statistics. - http://www.cepi.org/system/files/public/documents/publications/Final%20Key%20Statistics%202018.pdf

Chan, Y., Kantamaneni, R. (2015) Study on Energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry and on Possible Policy Mechanisms. A report submitted by ICF Consulting Limited. https://ec.europa.eu/energy/en/studies/study-energy-efficiency-and-energy-saving-potential-industry-and-possible-policy-mechanisms

Cho, J. (2006) The mechanism of trust and distrust formation and their relational outcomes. Journal of Retailing, 82, 25-35.

Defra (2008) A framework for proenvironmental behaviours. London: Department for Environment, Food and Rural Affairs.

Diederichs, Gabriel W., Mohsen Ali Mandegari, Somayeh Farzad, and Johann F. Görgens (2016). Techno-economic comparison of biojet fuel production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice. Bioresource technology, 216, 331–39.

Dietrich, Sebastian, Katja Oehmichen, Konstantin Zech, Franziska Müller-Langer, Stefan Majer, Jasmin Kalcher, Karin Naumann, Ronny Wirkner, Robert Pujan, Maria Braune, Arne

Gröngröft, Uwe Albrecht, Tetyana Raksha, Werner Weindorf, Matthias Reichmuth, Johannes Gansler, and Alexander Schiffler (2017). Machbarkeitsanalyse für eine PTG-HEFA-Hybridraffinerie in Deutschland. Leipzig. https://bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/machbarkeitsanalyse-ptg-hefa-hybridraffinerie.pdf?__blob=publicationFile.

Drax Group plc (2018) Annual report and accounts 2018. https://www.drax.com/wp-content/uploads/2019/03/Drax-Annual-report-accounts-2018.pdf [29.10.2019]

DSM (2013). DSM and POET to make advanced biofuels a reality by 2013. https://www.dsm.com/corporate/media/informationcenter-news/2012/01/01-12-dsm-and-poet-to-make-advanced-biofuels-a-reality-by-2013.html

ENERGY BARGE-Building a Green Energy and Logistics Belt, Project Code: DTP1-175-3.2 (2017) National Sustainability Framework Conditions for Bioenergy Feedstock Production. http://www.interreg-danube.eu/approved-projects/energy-barge [30.04.2019]

ENERGY BARGE-Building a Green Energy and Logistics Belt, Project Code: DTP1-175-3.2 (2017b) Mapping the political and regulatory framework in the Danube region regarding biomass production for energetic use and logistics. http://www.interreg-danube.eu/approved-projects/energy-barge [30.04.2019]

ETIP Bioenergy (2019) European Innovation and Technology Platform – Feedstocks. http://www.etipbioenergy.eu/ [30.04.2019]

EURACOAL (2017) Coal Industry Across Europe. https://euracoal.eu/library/publications/

European Biofuels Technology Platform (2016) Borregaard – Commercial Plant in Sarpsborg, Norway. Biofuel Fact Sheet. http://www.etipbioenergy.eu/images/Factsheet_Borregaard_final.pdf.

ETIP Bioenergy (2019) http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/feedstocks/forestry/wood-chips [20.12.2019]

European Biogas Association (2019) Annual Report 2018 http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2019/03/EBA-Annual-Report-2018.pdf

Europäische Kommission (2009): DIRECTIVE 2009/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 98/70/EC as regards the Project co-funded by European Union funds (ERDF) 118 specification of petrol, diesel and gas-oil and introducing a mechanism to monitor and reduce greenhouse gas emissions and amending Council Directive 1999/32/EC as regards the specification of fuel used by inland waterway vessels and repealing Directive 93/12/EEC, Official Journal of the European Union, June, L 140/88.

Europäische Kommission (2013) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions of 20 September 2013 on the new EU Forest Strategy: for forest and the forest-based sector.

Europäische Kommission (2019) Agriculture and rural development-Biomass potential. - https://ec.europa.eu/agriculture/bioenergy/potential_en [30.04.2019]

Europäische Kommission (2019b) Renewable energy directive. https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive [30.04.2019]

Europäische Kommission (2019c) Biodegradable Waste. - https://ec.europa.eu/environment/waste/compost/index.htm [17.09.2019]

European Parliament (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. 30.07.2019 http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj

Faaij A.P.C. (2018) Securing sustainable resource availability of biomass for energy applications in Europe; review of recent literature

FAO (2019) http://www.fao.org/3/j4504E/j4504e06.htm [20.12.2019]

Flach, Bob, Sabine Lieberz, Marcela Rondon, Barry Williams, and Candice Wilson (2016). EU-27. Biofuels.

FNR (2013) Biomethane. - https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/i/biomethane.pdf

Forschungszentrum Jülich (2019) Reformierung von Biokraftstoffen. https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/Forschung/BGE/Brennstoffzellenseiten/Reformierung/Reformierung%20von%20Biokraftstoffen/_node.html

Geleynse S., Brandt K., Garcia-PerezM., Wolcott M., Zhang X. (2018) The Alcohol-to-Jet Conversion Pathway for Drop-In Biofuels: Techno-Economic Evaluation. - Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim https://doi.org/10.1002/cssc.201801690

Goldsmith, R.E. & Hofacker C.F. (1991) Measuring consumer innovativeness. Journal of the Academy of Marketing Science, 19, 209-221.

Gröngröft, Arne (2011). 'Combined Processing of Grain and Straw to Produce Bioethanol and Other Products'. presented at the 19th International Symposium on Alcohol Fuels (ISAF), Verona, October 10.

Gurría, P., Ronzon, T., Tamosiunas, S., López, R., García Condado, S., Guillén, J., Cazzaniga, N. E., Jonsson, R., Banja, M., Fiore, G., M'Barek R. (2017) Biomass flows in the European Union: The Sankey Biomass diagram- towards a cross-set integration of biomass, EUR 28565 EN, doi:10.2760/35241

Hankikoski, S. (2014) High yield nucleophile cooking of wood chips. VTT Technical Research Centre of Finland. Research Report VTT-R-07962-13. https://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2013/VTT-R-07962-13.pdf.

Hansen, L., Fendt, S., Janssen, A., Abelha, P., Nanou P., Joronen, T., Björklund, P. (2018). Bioficciency Project Deliverable 2.2: Performance of biomass pre-treatment. https://2f86f8c4-58a4-4c52-a2f7-723dcc2c71ad.filesusr.com/ugd/31278e_95690029adb84dbf8deb8e6974a18a1f.pdf [17.2.2020]

Hirschman, E.C. (1980) Innovativeness, novelty seeking, and consumer creativity. Journal of Consumer Research, 7, 283-295.

IEA (2007) Black Liquor Gasification - Summary and Conclusions from the IEA Bioenergy ExCo54 Workshop. https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/Black-Liquor-Gasification-summary-and-conclusions1.pdf [8.3.2019]

IEA Bioenergy (2017) Factsheet: Indirect Cofiring http://task32.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2017/03/factsheet_indirect_cofiring.pdf [17.2.2020]

IEA Clean Coal Centre (2018) Pulverized Coal Combustion (PCC) https://www.iea-coal.org/pulverised-coal-combustion-pcc/ [17.2.2020]

IEA (2019) Electricity Statistics. - https://www.iea.org/statistics/electricity/Iogen Corporation (2015). Costa Pinto Project. http://www.iogen.ca/raizen-project/

IEA (2022) Electricity Market Report - January 2022. - https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-january-2022

Iogen Corporation (2015). Costa Pinto Project. http://www.iogen.ca/raizen-project/ Isfort, J., N. Nittinger, and V. Gollnick (2012). Auswirkung von HVO-Kraftstoffeigenschaften auf das Nutzlast-Reichweiten-Verhalten. https://publikationen.dglr.de/?tx_dglrpublications_pi1%5Bdocument_id%5D=281188

Jensen, A., Trevor, Ip., Percy, J. (2012) Methanol purification system. PEERS Conference. http://www.ahlundberg.com/wp/wp-content/uploads/2017/05/AHL-Methanol-Purification-System.pdf [8.3.2019]

Lane (2019). Patriot Renewable Fuels hires Leifmark to plan first stage of major US cellulosic ethanol project Biofuels Digest. https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2014/05/27/patriot-renewable-fuels-hires-leifmark-to-plan-first-stage-of-major-us-cellulosic-ethanol-project/

Kahneman, D. & Tversky, A. (1979) Prospect theory: An analysis of decision under risk. Econometrica, 47, 263-292.

Karampinis, E., Grammelis, P, Agraniotis, M., Violidakis, I., Kakaras, E. (2014) Co-firing of biomass with coal in thermal power plants: technology schemes, impacts, and future perspectives. WIREs Energy Environ, 3, 384–399. DOI: 10.1002/wene.100

Kiesel A., Wagner M., Lewandowski I. (2017) Sustainability, 9, 5, 1-20, Environmental Performance of Miscanthus, Switchgrass and Maize: Can C4 Perennials Increase the Sustainability of Biogas Production?

Kirchherr, J., Reike, D. & Hekkert, M. (2017) Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions. Resources, Conservation & Recycling, 127, 221-232.

Knowpulp database - http://www.knowpulp.com/ [10.4.2019]

Kofman, P.D. (2016) New fuels: thermally treated biomass. http://www.coford.ie/media/coford/content/publications/projectreports/cofordconnects/cofordconnectsnotes/00675CCNPP40Revised091216.pdf [17.2.2020]

Koornneef, J., Junginger, M., Faaij, A. (2006) Development of fluidized bed combustion—An overview of trends, performance and cost. Progress in Energy and Combustion Science 33, 19–55

Koppejan, J., van Loo, S. (2012) The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing. DOI: 10.4324/9781849773041

Kouisni, L., Gagne, A., Maki, K., Holt-Hindle, P., Pleologou, M. (2016). LignoForce System for the Recovery of Lignin from Black Liquor: Feedstocks Options, Odor Profile, and Product Characterization. ACS Sustainable Chem. Eng. 4 (10), pp. 5152−5159, DOI: 10.1021/acssuschemeng.6b00907

Landälv, I. (2016) Efficient integration of fuel generation with the pulping process. Presentation in EBTP/ETIP Bioenergy's 7th Stakeholder Plenary Meeting. http://www.etipbioenergy.eu/images/160621_Landalv.pdf [8.3.2019]

Leonidou, C.N. & Skarmeas, D. (2017) Gray shades of green: Causes and consequences of green skepticism. Journal of Business Ethics, 144, 401-415.

Lotti, O. (2013) Anaerobic Wastewater Treatment of Acetic Acid Rich Condensate (in Finnish). Master's thesis. Aalto University. http://urn.fi/URN:NBN:fi:aalto-201310167720

Massachusetts Institute of Technology (2007) The Future of Coal. Options for a carbon-constrained world. https://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal.pdf [17.2.2020]

Macrelli S., Galbe M., Wallberg O., (2014) Effects of production and market factors on ethanol profitability for an integrated first and second generation ethanol plant using the whole sugarcane as feedstock. Biotechnology for Biofuels 2014, 7:26.

Mazutis, D. & N. Slawinski (2015) Reconnecting business and society: Perceptions of authenticity in corporate social responsibility. Journal of Business Ethics, 131, 137-150.

Mittelbach, M. (2015), Fuels from oils and fats: Recent developments and perspectives. Eur. J. Lipid Sci. Technol., 117: 1832-1846. doi:10.1002/ejlt.201500125

Naqvi, M., Yan, J. (2010). Black liquors gasification integrated in pulp and paper mills: A critical review., Bioresource Technology 101, pp. 8001–8015.

Naumann, K., J. Schröder, H. Etzold, F. Müller-Langer, E. Remmele, K. Thuneke, and K. Oehmichen (2019). Monitoring Biokraftstoffsektor. Leipzig. https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_11_4.pdf

Neste Oil (2012). Neste Oil and Lufthansa satisfied with results of renewable aviation fuel trial. https://www.neste.com/neste-oil-and-lufthansa-satisfied-results-renewable-aviation-fuel-trial

Nuhoff-Isakhanyan et al., (2019) Motivations, experiences, and perceptions in best practice cases of retrofitting. – confidential BioFit Report; Wageningen Economic Research; The Netherlands

Onwezen, M.C., Reinders, M.J. & Sijtsema, S.J. (2017) Understanding intentions to purchase bio-based products: The role of subjective ambivalence. Journal of Environmental Psychology, 52, 26-36.

Papnews (2016). SCA testing liquid fuels from black liquor. https://www.papnews.com/sca-testing-liquid-fuels-from-black-liquor/ [11.4.2019]

Perkins G., Batalha N., Kumar A., Bhaskar T., Konarova M., (2019) Recent advances in liquefaction technologies for production of liquid hydrocarbon fuels from biomass and carbonaceous wastes. - Renewable and Sustainable Energy Reviews; Elsevier; https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109400

Pfau, S., Vos, J., Dammer, L. & Arendt, O. (2017) Public perception of bio-based products. RoadToBio - Deliverable no. 2.2.

Philibert, C. (2018). Electro fuels: Status and perspectives. IEA Bioenergy.

Rachbauer L, Voitl G, Bochmann G, Fuchs W. Biological biogas upgrading capacity of a hydrogenotrophic community in a trickle-bed reactor. Applied Energy. 2016;180:483-90.

Reals, K. (2012). IN FOCUS: Airlines turn to alcohol as potential jet fuel replacement. www.flightglobal.com/news/articles/in-focus-airlines-turn-to-alcohol-as-potential-jet-fuel-replacement-368555/

RenFuels (2019) LIGNOL® is made of lignin in a patented environmental friendly catalytic process… https://renfuel.se/technology/?lang=en [11.4.2019]

Rentizelas, A.A., Tolis, A.J., Tatsiopoulos, I.P. (2009) Logistics issues of biomass: The storage problem and the multi-biomass supply chain. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, 887–894.

Ribeiro J.M.C., Godina R., Matias J.C.O., Nunes, L.J.R. (2018) Sustainability, 10, 2323, Future Perspectives of Biomass Torrefaction: Review of the Current State-Of-The-Art and Research Development

Rogers, E.M. (1962) Diffusion of innovations. New York: The Free Press.

Röj, A. (2018) VOLVO -Fuels for commercial vehicles - Present and future challenges and opportunities. EU-India Conference on Advanced Biofuels. New Delhi, 6th-8th March 2018. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/34_roj_anders-volvo.pdf

Rösch, C. & Kaltschmitt, M. (1999) Energy from biomass—do non-technical barriers prevent an increased use? Biomass and Bioenergy, 16, 347-356.

Ryckmans, Y. (2012) Sustainable biomass for large power generation. IEA Co-firing Biomass with Coal Workshop, Copenhagen, Denmark 27 March 2012.

Rutz D. et al., (2019) Framework conditions for retrofitting Europe's industry with bioenergy. – BioFit report, WIP Renewable Energies, Munich, Germany, www.biofit-h2020.eu

Samuelson, W. & Zeckhauser, R. (1988) Status quo bias in decision making. Journal of Risk and Uncertainty, 1, 7-59.

Savat, P. (2010) Activities at Rodenhuize power plant: Advanced and Max Green Projects. TOTeM 35 – Co-firing secondary fuels in power generation: from fuel characterization to full scale testing. Pisa, Italy, 23 - 24 September 2010

Scarlat, N., Dallemand, J., Taylor, N. and Banja, M., Brief on biomass for energy in the European Union, Sanchez Lopez, J. and Avraamides, M. editor(s), Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-79-77234-4, doi:10.2760/49052, JRC109354.

Scandinavian Biogas (2019). The EffiSludge concept. - http://scandinavianbiogas.com/effisludge/theproject/the-effisludge-concept/ [8.3.2019]

Schröder, J.; Naumann, K. (Hrsg.) (2022): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. Leipzig: DBFZ. 340 S. ISBN: 978-3-946629-82-5. DOI: 10.48480/19nz-0322.Scott Bentsen N., Felby (2012) Biomass for energy in the European Union - a review of bioenergy resource assessments. - Biotechnology for Biofuels 2012 5:25 https://doi.org/10.1186/1754-6834-5-25

Searcy E., Hess J.R., Tumuluru J., Ovard L., Muth D.J., Trømborg E., Wild M., Deutmeyer M., Nikolaisen L., Ranta T., Hoefnagels R.,(2014) Optimization of Biomass Transport and Logistics. In: Junginger M., ShengGoh C., Faaij A. (Ed.): International Bioenergy Trade.Springer Science+Business Media Dordrecht 2014.

Sijtsema, S.J., Onwezen, M.C., Reinders, M.J., Dagevos H., Partanen A. & Meeusen, M. (2016) Consumer perception of bio-based products - An exploratory study in 5 European countries. NJAS-Wageningen Journal of Life Sciences, 77, 61-69.

Sijtsema S.J., Snoek H.M., van Haaster-de Winter M., Dagevos H., (2020) Let's talk about circular economy: A qualitative exploration of consumer perceptions. Sustainability, 12, 286, doi:10.3390/su12010286, https://www.mdpi.com/2071-1050/12/1/286/pdf

Sørensen H.D. (2011) Avedøre unit 2—the world's largest biomass fuelled CHP plant. In: IEA Clean Coal Centre Workshop on Cofiring Biomass with Coal, Drax Power Station, UK, 25–26 January, 2011

Suhonen, T., Amberla, T. (2014) Pöyry Insight - World Paper Markets up to 2030. https://www.poyry.com/sites/default/files/worldpapermarkets_up_to_2030_brochure_and_orderform_2014_web.pdf

Suncarbon (2019) Technology - https://www.suncarbon.se/technology/

Sunpine (2019) https://www.sunpine.se/en/ [11.4.2019]

Thrän, Daniela & Dotzauer, Martin & Lenz, Volker & Liebetrau, Jan & Ortwein, Andreas. (2015). Flexible bioenergy supply for balancing fluctuating renewables in the heat and power sector—a review of technologies and concepts. Energy, Sustainability and Society. 5. 10.1186/s13705-015-0062-8.

UPM, https://www.upmbiofuels.com/fi/ [8.3.2019]

Vainio, A., Ovaska, U. & Varho, V. (2019) Not so sustainable?: Images of bioeconomy by future environmental professionals and citizens. Journal of Cleaner Production, 210, 1396-1405.

Valmet Fuel conversion for power boilers: Vaskiluodon Voima Oy, Vaasa, Finland. https://www.valmet.com/media/articles/all-articles/fuel-conversion-for-power-boilers-vaskiluodon-voima-oy-vaasa-finland/ [29.10.2019]

Valmet (2018a) LignoBoost - Lignin from Kraft Black Liquor. Brochure. https://valmetsites.secure.force.com/solutionfinderweb/FilePreview?id=06958000000bPJ6AAM&_ga=2.8431989.1725935242.1554277657-1742322430.1546954743

Valmet (2018b). Methanol, from Waste Byproduct to Valuable Fuel. White paper. https://www.valmet.com/globalassets/media/downloads/white-papers/power-and-recovery/methanol_waste_to_fuel_whitepaper.pdf

van Bennekom, J. G., Venderbosch, R. H., & Heeres, H. J. (2012). Biodiesel: Feedstock, Production and Applications - Chapter 12: Biomethanol from Glycerol. IntechOpen.

Velez, J, Thies, M.C. (2015) Liquid Lignin from the SLRPTM Process: The Effect of Processing Conditions and Black-Liquor Properties, Journal of Wood Chemistry and Technology, vol 36, pp. 27-41. https://doi.org/10.1080/02773813.2015.1039545

Verain, M.C.D., Bartels, J., Dagevos, H., Sijtsema, S.J., Onwezen, M.C. & Antonides, G. (2012) Segments of sustainable food consumers: A literature review. International Journal of Consumer Studies, 36, 123-132.

Watanabe M.D.B., Chagas M.F., et al. (2015) Hybrid Input-Output Life Cycle Assessment of First- and Second-Generation Ethanol Production Technologies in Brazil. Journal of Industrial Ecology 2015, 20:4

Zech, Konstantin, Karin Naumann, Franziska Müller-Langer, P. Schmidt, Werner Weindorf, Z. Mátra, W. Grimme, and M. Hepting (2014). Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt. Leipzig et al.