

Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBIO)

Endbericht

**Daniela Thrän^{1,2}, Markus Lauer¹, Martin Dotzauer¹, Jasmin
Kalcher¹, Katja Oehmichen¹, Stefan Majer¹, Markus Millinger²,
Matthias Jordan²**

¹DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

²Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

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

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Auftraggeber oder
Zuwendungsgeber
(bei Forschungsförderung)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Referat I C 4
Villemombler Straße 74
53123 Bonn

Ansprechpartner:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän

Tel.: +49 (0)341 2434-435
E-Mail: daniela.thraen@dbfz.de

M.Sc. Martin Dotzauer

Tel.: +49 (0)341 2434-385
E-Mail: martin.dotzauer@dbfz.de

Erstelldatum: 08.05.2019

Projektnummer DBFZ: 3310055

Projektnummer Auftraggeber
oder Zuwendungsgeber: 03MAP362

Gesamtseitenzahl + Anlagen 130

i.A. Daniela Thrän

Inhaltsverzeichnis

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	iv
Abkürzungsverzeichnis.....	vii
Zusammenfassung.....	viii
Abstract.....	ix
Vorwort	1
1 Einleitung	1
2 Zielsetzung und Aufgabenteilung.....	2
2.1 Zielsetzung.....	2
2.2 Aufgabenteilung.....	4
3 Methodische Vorgehensweise	5
3.1 Biomasse- und Flächenpotentiale.....	7
3.2 Techno-ökonomische Analyse	16
3.3 Transformationspfade.....	31
4 Ergebnisse.....	34
4.1 Biomasse- und Flächenpotentiale.....	35
4.2 Techno-ökonomische Analyse	44
4.3 Transformationspfade.....	48
5 Handlungsempfehlungen	76
6 Exkurs – Angebotskurven für Biokraftstoffe in 2030 unter RED II	82
7 Literatur.....	84
A 1 Anhang	89
A 1.1 Berücksichtigte Einzelbiomassen	89
A 1.2 Einflussfaktoren auf das Flächenpotential für den Anbau von Energiepflanzen sowie Haupttreiber der untersuchten Zielszenarien	90
A 1.3 Gesamtenergiebilanzen – Visualisierung Sankey	92
A 1.4 Biomasse- und Technologiesteckbriefe	95

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen:

Abbildung 1: Strukturplan mit Kurzvorstellung der Inhalte der Arbeitspakete.	3
Abbildung 2: Schematische Darstellung einer Bereitstellungskette am Beispiel der Strom- und Wärmeherzeugung aus Maissilage über die Konversionstechnologie Biogasanlage mit angeschlossenem Blockheizkraftwerk (BHKW). Die Begriffe „Primärenergie“, „Sekundärenergie“ und „Endenergie“ werden uneinheitlich gehandhabt. Die hier dargestellte Zuordnung entspricht dem Verständnis des DBFZ und beansprucht keine Allgemeingültigkeit. Endenergie ist die übergebene Energiemenge beim Endkundenobjekt (ungleich Nutzenergie: z.B. Wärme die im Raum beim Nutzer ankommt).....	5
Abbildung 3: Stoffstrommatrix der berücksichtigten Bereitstellungsketten im Vorhaben, bestehend aus den Konversionstechnologien, Biomassen und den erzeugten Energieformen. *1 der Bereitstellungskette „Biomethan-BHKW“ wird virtuell die entsprechende Kapazität an Biomethaneinspeisung aus Biogas zugeordnet.....	6
Abbildung 4: Szenarien zur Entwicklung der Anbaufläche für Energiepflanzen in Deutschland 2015 bis 2050.....	10
Abbildung 5: Sektoraler Primärenergiebedarf (Brennstoff) aus Biomasse in den beiden betrachteten Transformationspfaden.	12
Abbildung 6 Übersicht der 28 Technologien für die Bioenergiebereitstellung, Kapazität und TRL, die Technologie BGA_VOV_cap entspricht technisch der BGA_VOV und wird daher nicht mit gezählt; © 2019 DBFZ.....	16
Abbildung 7 Methode der Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040ff.....	24
Abbildung 8: Vereinfachte Cost-Supply-Curves für ausgewählte biogene Rest- und Abfallstoffe, Scheitholz und Energiepflanzen.	43
Abbildung 9 Sankey-Diagramm für die Gesamtenergiebilanz (Input, Konversionstechnologien, Output) für das Szenario 1 (80 % THG-Minderung & 2,6 Mio. ha Energiepflanzenanbau) und das Stützjahr 2020 abgebildet.....	47
Abbildung 10: Modellierungsergebnisse für den Umwandlungssektor (Strom) in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.	49
Abbildung 11: Modellierungsergebnisse für den Umwandlungssektor (Wärme) in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.	51
Abbildung 12: Modellierungsergebnisse für den Kraftstoffsektor in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.	53
Abbildung 13: Energetische Biomassenutzung der Abfall- und Reststoffe, Scheitholz und Anbaubiomassen in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.	57
Abbildung 14: Import von Biomasse in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.	58
Abbildung 15: Biomassenutzung in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien, wenn der angenommene Flächenertrag von Miscanthus um 20 % reduziert wird.....	61
Abbildung 16: Gesamterzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoff, wenn der angenommene Flächenertrag von Miscanthus um 20 % reduziert wird.....	62

Abbildung 17: Modellierungsergebnisse, wenn im Verkehrssektor nur flüssige Kraftstoffe betrachtet werden. Dargestellt ist die Gesamterzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffe.	63
Abbildung 18: Biomassenutzung in den Haupt- und Extremszenarien im Jahr 2050, verteilt auf Anbaubiomasse, inländische Reststoffe, Importe und Stromzuschuss. K _{max} = Kraftstoffmaximierung, sbK = strombasierte Kraftstoffe (biogene Kraftstoffe mit Stromzuschuss), CH ₄ = Methan, H ₂ = Wasserstoff, Mha = Megahektar (Millionen Hektar), DE = Deutschland.	65
Abbildung 19: Durchschnittskosten in den Haupt- und Extremszenarien für die gesamte biogene Energieerzeugung im Jahr 2050. K _{max} = Kraftstoffmaximierung, sbK = strombasierte Kraftstoffe (biogene Kraftstoffe mit Stromzuschuss), CH ₄ = Methan, Mha = Megahektar (Millionen Hektar), DE = Deutschland.....	66
Abbildung 20: Ergebnisse des Extremszenarios <i>Kraftstoff</i>	67
Abbildung 21: Angebotskurve für reststoffbasierte Biokraftstoffe in 2030 unter RED II; Berücksichtigung obere Bandbreite der Reststoffpotentiale, inklusive gasförmiger Kraftstoffe.	83
Abbildung 22: Angebotskurve für reststoffbasierte Biokraftstoffe in 2030 unter RED II; Berücksichtigung untere Bandbreite der Reststoffpotentiale, inklusive gasförmiger Kraftstoffe.	83
Abbildung 25: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 80 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2020.....	92
Abbildung 26: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 80%-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2030.....	92
Abbildung 27: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 80 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2050.....	93
Abbildung 28: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 95 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2020.....	93
Abbildung 29: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 95 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2030.....	94
Abbildung 30: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 95 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2050.....	94

Tabellen:

Tabelle 1: Preisaufschläge und max. Importmengen für Import-Biomasse in BENSIM, Werte in Klammern für die Pelletierung.....	14
Tabelle 3: Darstellung der Input-Daten der ausgewählten Konversionstechnologien/Stoffströme zur Berechnung der Energieträger- bzw. Gestehungskosten.....	28
Tabelle 4: Berücksichtigte Strom- und Wärmebezugskosten in [€ ₂₀₁₅ /MWh]; eigene Berechnungen nach (BDEW 2018; Bernath et al. 2017c).....	29
Tabelle 5: THG-Emissionen und Gestehungskosten der Referenztechnologien zur Berechnung der THG-Vermeidungskosten.....	30

Tabelle 6: Auswahl von Biomassen und Konversionstechnologien, die sich durch einen vorwiegend dezentralen Effekt auf die Wertschöpfung im ländlichen Raum ausüben (grau hinterlegt).	33
Tabelle 7: Minimale und maximale Werte sowie Annahmen zum energetisch nutzbaren technischen Biomassepotential in Mio. t TM bzw. PJ Primärenergie der ausgewählten biogenen Reststoffe, Abfälle und Nebenprodukte sowie Scheitholz.	36
Tabelle 8: Status Quo des Energiepflanzenanbaus in Deutschland, Stand 2014, Quelle: (Becker und Haarhoff 2016). Sowie die im Optimierungsmodell BENSIM berücksichtigten mittleren Flächenerträge der Kulturen und der daraus folgende Primärenergiegehalt der 2014 geernteten Mengen.	37
Tabelle 9: Flächenerträge der betrachteten Kulturen und maximale theoretische Erntemenge, wenn die verfügbare Anbaufläche gänzlich für die jeweilige Kultur genutzt würde.....	40
Tabelle 10: Preisinformationen biogener Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz.	41
Tabelle 11: Bereitstellungskosten von Anbaubiomasse.....	43
Tabelle 12 Zusammenfassung der technoökonomischen Eigenschaften ausgewählter untersuchter Technologien. Die abgebildeten Bandbreiten repräsentieren die Modellierungsergebnisse aus den beiden THG-Minderungszielen (80 % / 95 %) sowie den drei untersuchten Szenarien zur verfügbaren Anbaufläche für energetisch genutzte nachwachsende Rohstoffe. Technologie die im jeweiligen Stützjahr vom Modell nicht genutzt wurde enthalten keine Angaben (k.A.).	46
Tabelle 13 Aggregierte Gesamtenergiebilanz (Input aufgeschlüsselt nach Biomassekategorien, Output aufgeschlüsselt nach Sektoren) für das Szenario 80% THG-Reduktion und 2,6 Mio. ha NawaRo-Anbaufläche.	47
Tabelle 14: Kapazitäten und Anzahl der Anlagen der Konversionstechnologien für den 80 % Transformationspfad und das 2,6 Mio. ha Anbauflächenszenario. Die Auswahl beschränkt sich auf 21 von 28 Technologien die mindestens einmal in den 6 Szenarien vom BENSIM eingesetzt wurden, dabei werden nicht in jedem Szenario alle Technologien eingesetzt (hier. z.B. das Mikroholzgas-BHKW).....	54
Tabelle 15: Umfang der Biomassenutzung in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien im Jahr 2050 [PJ/a].	56
Tabelle 16: Gesamtkosten sowie Durchschnittskosten für die Bioenergieherstellung in den Stützjahren 2020, 2030, 2040 und 2050 (diskontiert) in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.	59
Tabelle 17: Summe der eingesetzten Biomassen und produzierten Energiemengen in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien mit einem vorwiegend dezentralen Effekt auf die Wertschöpfung im ländlichen Raum.	75
Tabelle 18: Umsatz für Biomassen mit regionalen Wertschöpfungseffekten für drei Stützjahre.....	76

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AbfklärV	Verordnung über die Verwertung von Klärschlamm, Klärschlammgemisch und Klärschlammkompost (Klärschlammverordnung)
AP	Arbeitspaket
BECCS	Bioenergy and Carbon-Capture and Storage
BENSIM	Bioenergy simulation-model
BHKW	Blockheizkraftwerk
BtL	Biomass to Liquid
CO ₂ -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent(e)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FAME	Fettsäuremethylester (Biodiesel)
FM	Frischmasse
FKZ	Forschungskennzeichen
FT	Fischer-Tropsch(-Synthese)
GAK	Gemeinschaftsaufgabe "Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes"
GBD	Gebäude (-Sektor)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GJ	Gigajoule
GuD	Gas-und-Dampf-Turbinenkraftwerk
HEFA	Hydro-processed esters and fatty acids
HVO	Hydrogenated vegetable oil (Biodiesel)
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KUP	Kurzumtriebsplantage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquified Natural Gas
ORC	Organic Rankine Cycle
PJ	Petajoule
RED	Renewable Energy Directive
RME	Raps-methyl-ester (Biodiesel)
SNG	Synthetic Natural Gas
t	Tonne
THG	Treibhausgas(e)
TRL	Technology Readiness Level (Technologie-Reifegrad)
UCO	Used-Cooking-Oil

Zusammenfassung

Das Vorhaben „Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials“ erarbeitete die kostenoptimale Allokation der heimischen Biomassepotentiale für zwei Zielsysteme im Jahr 2050 auf Ebene der Anwendungsbereiche und Technologieoptionen für Biomasse. Dabei wurden zwei Transformationspfade bis 2050 berechnet, die zu einer kostenoptimalen Biomasseallokation in den Zielsystemen zu einer 80 bzw. eine 95 %-ige Treibhausgas-Reduktion führen. Als Rahmen wurden dazu, in Abstimmung mit dem Auftraggeber, die sektorspezifischen Bioenergiebeiträge (Strom, Wärme, Kraftstoff, Flugkraftstoff) des Vorhabens „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems“ gesetzt (Bernath et al. 2017a).

In einem ersten Schritt sind 28 Bereitstellungsketten für Bioenergie bestehend aus Biomasseart, Konversionstechnologien und bereitgestelltem Endenergieträger (Wärme, Strom, Kraftstoff) definiert worden, die die biomassespezifische Nachfrage an Energieträgern in den verschiedenen Sektoren erfüllen. Hierfür wurden zum einen die aktuellen technischen Biomassepotentiale beschrieben und bis zum Jahr 2050 extrapoliert. Die Biomassen umfassen sowohl Anbaubiomassen als auch biogene Rest- und Abfallstoffe, die damit verbunden Kosten- und Preise für Rohstoffe und deren Bereitstellung sind ebenfalls bis 2050 fortgeschrieben worden. Für den gleichen Zeitraum wurden weiterhin 28 Bereitstellungsketten mit technischen, ökonomischen und klimagasbezogenen Parametern beschrieben. Das Optimierungsmodell BENSIM berechnete auf dieser Basis im Hinblick auf die Gesamtkosten zwei je nach THG-Ziel optimalen Transformationspfade. Ausgehend von den vordefinierten Konversionsketten, eingesetzten Biomassen und dazugehörigen Potentialen ermittelte BENSIM die optimale Kombination und Ausbau der einzelnen Bereitstellungsketten, sowie parallel dazu die optimale Belegung der Anbauflächen für nachwachsende Rohstoffe, um die biomassespezifische Nachfrage an Energieträgern kostenminimal zu decken. Für die anschließende techno-ökonomische Analyse sind die 14 relevantesten Konversionstechnologien aus den Modellierungsergebnissen ausgewählt worden. Abschließend wurden die modellierten Transformationspfade evaluiert, auf Hemmnisse geprüft und mögliche Maßnahmen zu deren Überwindung abgeleitet.

Im Stromsektor konnten sich, bedingt durch die Zielfunktion der Kostenminimierung des Modells, größere zentrale Konversionstechnologien, wie z.B. mit Biomethan befeuerte Gas- und Dampfkombikraftwerke, gegenüber dezentralen Technologien durchsetzen. Anlagen mit kleineren Kapazitäten (z.B. Biogasanlagen) wurden dort zeitnah ersetzt. Im Wärmesektor wurde in allen Szenarien ein Großteil der Nachfrage über Holzhackschnitzelkessel bereitgestellt. Im Verkehrssektor fand ein deutlicher Umbruch statt. Neben Biokerosin im Flugverkehr (hier aus Fischer-Tropsch-Anlagen), ist der verbleibende Energieträgerbedarf durch Biomethan (thermo-chemische Konversion) gedeckt worden. Wichtigste einheimische Biomasse war dabei Miscanthus, die für die notwendigen Mengen in großem Umfang in Deutschland kultiviert werden müsste. Die Ergebnisse reagierten sehr sensitiv auf die Ertragsannahmen für den Anbau von Miscanthus. Wurden die Miscanthus-Erträge um 20 % reduziert, wurde Biomethan vorwiegend aus Biogas (bio-chemische Konversion) hergestellt. Darüber hinaus sind auf Seiten der Abfall- und Reststoffe Waldrest- und Industrierestholz die Potentiale nahezu vollständig energetisch genutzt worden.

Bei der techno-ökonomischen Analyse zeigten Konversionstechnologien die geringsten Gesteungskosten, Treibhausgas-Emissionen und Treibhausgasvermeidungskosten, wenn diese Abfall- und Reststoffe anstelle von Anbaubiomassen einsetzten. Daher sollte eine stärkere energetische Nutzung bestehender Rest- und Abfallstoffpotentiale erfolgen. Die Vorteilhaftigkeit von mehrjährigen Kulturen wie Miscanthus kann zudem nur zum Tragen kommen, wenn die Landwirte Anreize erhalten, die die möglichen Risiken vor allem in den Anfangsjahren der Etablierung der Kulturen verringern.

Abstract

The project "Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials" (Technoeconomic analysis and transformation paths of the energetic biomass potential) assessed the cost-optimal allocation of the domestic biomass potentials of Germany for two target systems in the year 2050 on the level of application areas and technologies. Two transformation scenarios until 2050 were described, which lead to a cost-optimal biomass allocation in the target systems with an 80 % and 95 % GHG reduction. In agreement with the contractor, the sector-specific bioenergy contributions (electricity, heat, fuel, aviation fuel) of the project "Long-term scenarios for the transformation of the energy system" (Bernath et al. 2017a) were assumed as the framework for the project.

In a first step, 28 supply chains consisting of biomass type, conversion technology and the final energy carrier provided (heat, electricity, fuel) were defined to meet the biomass-specific demand for energy carriers in the various sectors. The current technical biomass potentials were described and projected up to the year 2050. In the biomass potential, both energy crops and biogenic residual and waste materials are considered. The cost and price expectations for the raw materials and their provision have also been extrapolated over time. For the same period, 28 supply chains with technical, economic and climate-gas-related parameters were described. The optimization model BENSIM then minimized the total costs for the two transformation pathways. Based on the predefined material flows, the biomass used and the associated potentials, BENSIM determines the supply chains (and the optimal composition of the cultivation areas for biomass) in order to cover the biomass-specific demand for energy sources at minimum cost. For the subsequent techno-economic analysis, the 14 most relevant conversion technologies were selected from the modelling results. Finally, the modelled transformation pathways were evaluated, checked for obstacles and possible measures to overcome them were applicable.

In the electricity sector, the objective function of cost minimization enabled larger central conversion technologies such as biomethane-fired combined cycle power plants to prevail over decentralized technologies. Plants with smaller capacities (e.g. biogas plants) were replaced promptly. In the heating sector, in all scenarios a large part of the demand was provided by wood chip boilers. In the transport sector there was a significant upheaval. Apart from biokerosene in aviation, the remaining fuel demand was met with biomethane (mainly through thermo-chemical conversion), a gaseous fuel. The most important domestic biomass was Miscanthus, which would have to be cultivated on a large scale in Germany for the necessary quantities. The results were very sensitive to the yields of Miscanthus. If the yields were reduced by 20 %, biomethane was mainly produced from biogas. In addition, on the waste and residual materials side, forest residues and industrial waste wood were used for energy production on a large scale.

In the techno-economic analysis, conversion technologies showed the lowest production costs, greenhouse gas emissions and greenhouse gas avoidance costs if they used waste and residual materials instead of cultivated biomass. Therefore, a stronger energetic use of existing residual and waste material potentials should take place. Moreover, the benefits of perennial crops such as Miscanthus can only be realised if farmers are given incentives to reduce the potential risks, especially in the early years of crop establishment.

Vorwort

Dieser Bericht fasst die Arbeiten des Vorhabens „Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials“ für den Zeitraum von 09.10.2017 bis 30.04.2019 zusammen.

Das Vorhaben wurde durch das DBFZ mit Unterstützung der folgenden Unterauftragnehmer bearbeitet:

- Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ
- Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie GmbH
- Privates Institut für Nachhaltige Landwirtschaft GmbH – INL
- INFRO e.K.
- Prof. Bernd Mahro
- Verband für Agrarforschung und Bildung Thüringen e.V. – VAFB

1 Einleitung

Die zunehmenden negativen Auswirkungen des Klimawandels sind bereits heute in Form von erhöhten Durchschnittstemperaturen, Extremwetterereignissen oder steigenden Meeresspiegeln spürbar (Pachauri 2015). Um sowohl den weiteren Anstieg der globalen Mitteltemperaturen als auch die daraus resultierenden Folgen zu begrenzen, wurde das Pariser Abkommen im Jahr 2015 unterzeichnet. Der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur soll demnach auf deutlich unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden (UN 2015). Zur nationalen Zielerreichung ist in Deutschland von der damaligen Bundesregierung der Klimaschutzplan 2050 im Jahr 2016 beschlossen worden. Dieser sieht eine Treibhausgas (THG)-Reduktion von 55 % bis 2030 und 80 – 95 % bis 2050 im Vergleich zum Referenzjahr 1990 vor. Erstmals wurden auch sektorale THG-Reduktionsziele definiert; beispielsweise für den Energiesektor eine Minderung von 61 – 62 % bis zum Jahr 2030 (BMUB 2016).

Biomasse stellt dabei durch ihre vielfältigen Einsatzmöglichkeiten eine wichtige Option zur THG-Reduktion in den Energiesektoren Verkehr, Wärme und Strom dar. Die entsprechenden Energieträger lassen sich durch verschiedene Konversionsverfahren herstellen; dazu gehören die thermo-chemische, physikalisch-chemische und bio-chemische Umwandlung oder eine Kombination aus Ihnen (Kaltschmitt et al. 2014). Bedingt durch die Vielfalt von biomassebasierten Energieträgern, die es potentiell erlaubt in allen Energiesektoren einen THG-Minderungsbeitrag zu leisten, sollte aus ökonomischer Sicht der energetische Einsatz von Biomasse in (Sub-)Sektoren erfolgen, die durch verhältnismäßig teure Alternativen geprägt sind (Bernath et al. 2017a). In vielen Studien wird Biomasse vor allem im Industrie- und Mobilitätssektor und dort im Speziellen überwiegend im Schiffs- und Flugverkehr gesehen (Szarka et al. 2017). Bei Industrieprozessen, die ein hohes Temperaturniveau benötigen, sind passende Alternativen zur Biomasse ebenfalls relativ teuer. In Folge dessen ist der ökonomisch optimale Einsatz von Biomasse idealerweise sektorübergreifend zu betrachten, da die alternativen Technologien in den jeweiligen Sektoren, die neben der Bioenergie zur Verfügung stehen, immer mitbetrachtet werden müssen (Bernath et al. 2017a). Darüber hinaus ist der Einsatz von Biomasse-Konversionstechnologien

abhängig von den z.T. auch unter regionalen Aspekten verfügbaren Einzelbiomassen, die sowohl die Umsetzbarkeit als auch die Kosten einer Technologie wesentlich beeinflussen.

Den zahlreichen Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse steht allerdings deren begrenztes Potential für die energetische Nutzung gegenüber. Dies hat zahlreiche Gründe, wie die Konkurrenz mit der stofflichen Nutzung oder Natur- und Umweltschutzrestriktionen wie die Sicherung der Bodenfruchtbarkeit oder der Biodiversität (Thrän und Szarka 2011). Darüber hinaus wird erwartet, dass die Nutzung von Biomasse vor dem Hintergrund internationaler Klimaschutzziele auch in den Fokus anderer Länder treten wird, wodurch der Import nach Deutschland mit der zunehmenden Nutzung in den Erzeugerländern absehbar erschwert wird.

2 Zielsetzung und Aufgabenteilung

2.1 Zielsetzung

Ziel des Vorhabens ist es, ausgehend von den erwarteten Biomassepotentialen sowie dem heutigen Stand der energetischen Biomassenutzung eine kostenoptimale Allokation der nationalen Biomassepotentiale für das Zielsystem im Jahr 2050 auf Ebene der Anwendungsbereiche und Technologien zu erarbeiten. Dabei werden zwei Transformationspfade bis 2050 ermittelt, die zu einer kostenoptimalen Biomasseallokation in den Zielsystemen bei einer 80 bzw. 95 % igen THG-Reduktion führen. Als Ergebnis wird die kostenoptimale Biomasseallokation (aufgeteilt nach Anwendungsbereichen und Technologien) für den Zeitraum 2017 – 2050 für jedes Szenario dargestellt. Dies wird durch zwei zentrale Arbeitsansätze für den Betrachtungszeitraum bis 2050 verfolgt:

i) **Die Durchführung einer technoökonomischen Analyse des nationalen Biomassepotentials**

Zur Durchführung der technoökonomischen Analyse werden zunächst die Biomassepotentiale für den Status quo diskutiert und bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung von drei Szenarien fortgeschrieben. Zudem werden Kosteninformationen für die ausgewählten Biomassen erarbeitet. Anschließend werden aktuelle thermo-chemische, physikalisch-chemische und bio-chemische Konversionsverfahren hinsichtlich verschiedener Kriterien ausgewählt sowie qualitativ und quantitativ beschrieben. Die technischen und ökonomischen Daten der ausgewählten Konversionstechnologien werden für den Zeitraum 2015 – 2050 dargestellt.

Anhand von Modellierungsergebnissen (siehe Schritt ii) findet im ersten Schritt eine Auswahl der bedeutenden Bereitstellungsketten statt. Eine Bereitstellungskette wird definiert als die Kombination aus einem biobasierten Primärenergieträger (Biomasse) und einer dazu passenden Konversionstechnologie, die einen (oder mehrere) technologiespezifische(n) Energieträger erzeugt/-en (z.B. Biomethan oder Bioethanol). Die ausgewählten Stoffströme werden einer technoökonomischen Analyse unterzogen, die folgende Kennzahlen enthält:

- *Primär- und Endenergieumsatz*
- *THG-Emissionen*
- *Energieträgerkosten bzw. Strom- oder Wärmegestehungskosten*
- *CO₂-Vermeidungskosten*

Ebenfalls wird, aufbauend auf den Modellierungsergebnissen, für alle ausgewählten Stoffströme eine *Gesamtenergiebilanz* erstellt.

ii) **Entwicklung von kostenoptimalen Transformationspfaden für eine 80 und eine 95 % ige THG-Minderung bis 2050**

Anhand der definierten Stoffströme und der von dem Vorhaben „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems“ (Bernath et al. 2017b) vorgegebenen sektoralen Biomassenachfragen bis zum Jahr 2050, wird eine optimale Biomasseallokation auf Anwendungs- und Technologieebene durchgeführt. Es werden jeweils drei Szenarien (Flächenszenarien der Anbaubiomassen) für eine 80 bzw. 95 % ige THG-Minderung im Jahr 2050 dargestellt. Zudem werden mögliche Hemmnisse der Transformationspfade bewertet. Dabei werden auch Lösungsansätze zur Überwindung einzelwirtschaftlicher Interessen aufgezeigt.

Ausgehend von den dargestellten Aufgaben und Zielen untergliedert sich das Vorhaben in die folgenden Arbeitspakete (AP) (Abbildung 1):

AP 1.1: Inländisch anfallender Biomasseertrag für die energetische Nutzung

AP 1.2: Technoökonomische Analyse des biogenen Primärenergiepotentials

AP 2: Transformationspfade für eine kostenoptimale Sektorallokation des biogenen Primärenergiepotentials

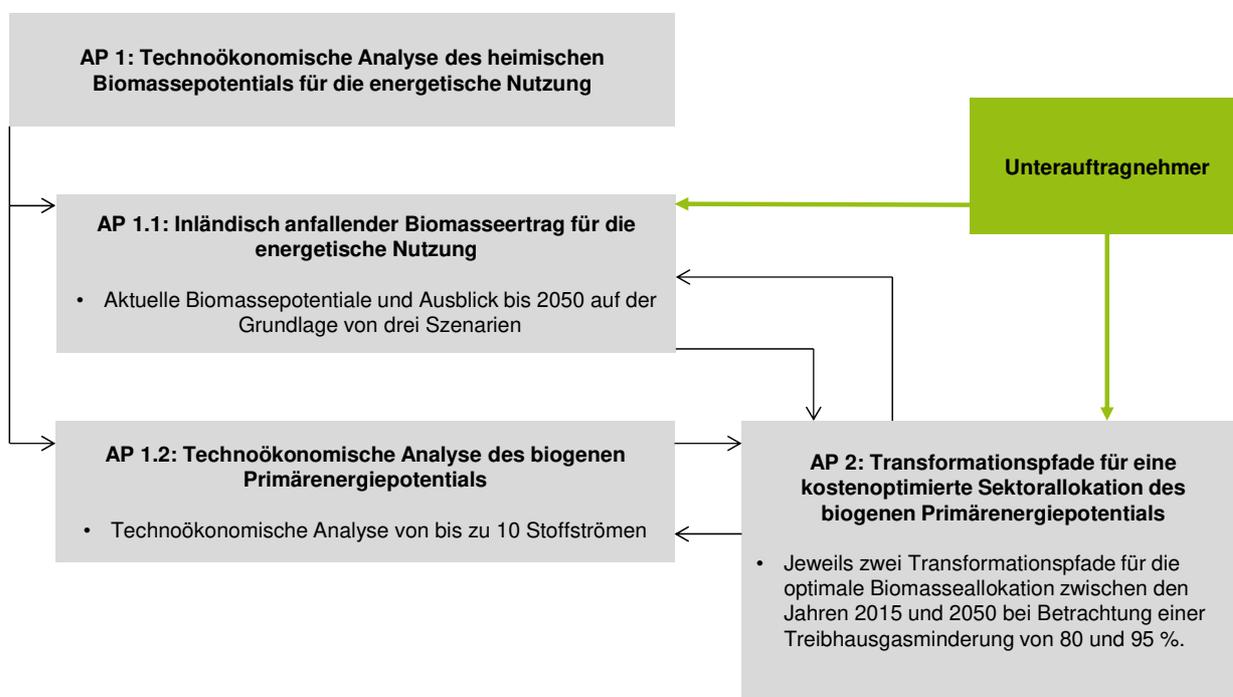


Abbildung 1: Strukturplan mit Kurzzusammenfassung der Inhalte der Arbeitspakete.

2.2 Aufgabenteilung

Das DBFZ übernahm im Vorhaben die Gesamtprojektleitung. Die Schwerpunkte der Arbeiten des DBFZ lagen in AP 1.1 bei der Bestimmung der aktuellen Biomassepotentiale, in AP 1.2 bei der Beschreibung und Analyse der biochemischen, physikalisch-chemischen und thermo-chemischen Konversionstechnologien, der technoökonomischen Analyse der ausgewählten Stoffströme sowie in AP 2 bei der Ausarbeitung der Transformationspfade für das energetische Zielsystem im Jahr 2050.

Die Aufgaben der Unterauftragnehmer sind nachfolgend aufgeführt:

- i) AP 1.1: Abschätzung der Potentialänderung und Bereitstellungskosten bis zum Jahr 2050 und Diskussion der Wechselwirkungen zur Bioökonomie und einer vertieften Kaskadennutzung.
 - a. im Bereich Siedlungsabfälle sowie Analyse der Wechselwirkungen zur Bioökonomie und einer vertieften Kaskadennutzung – Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie GmbH
 - b. im Bereich landwirtschaftlicher Anbaubiomassen („Energiepflanzen“) – Privates Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung GmbH – INL
 - c. im Bereich forst- und holzwirtschaftlicher Biomassen sowie Analyse der Wechselwirkungen zur Bioökonomie und einer vertieften Kaskadennutzung – INFRO e.K.
 - d. im Bereich der industriellen Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie – Prof. Bernd Mahro
 - e. im Bereich der landwirtschaftlichen Reststoffe – Verband für Agrarforschung und Bildung Thüringen e.V. – VAFB

- ii) AP 2: Identifikation von Hemmnissen zur Erreichung der optimalen Biomasseallokation im Zieljahr 2050 und Darstellung möglicher Lösungswege sowie von Wechselwirkungen.
 - a. im Bereich Siedlungsabfälle sowie Analyse der Wechselwirkungen zur Bioökonomie und einer vertieften Kaskadennutzung – Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie GmbH
 - b. im Bereich landwirtschaftliche Anbaubiomassen („Energiepflanzen“) – Privates Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung GmbH – INL
 - c. im Bereich forst- und holzwirtschaftlichen Biomassen sowie Analyse der Wechselwirkungen zur Bioökonomie und einer vertieften Kaskadennutzung – INFRO e.K.
 - d. im Bereich der industriellen Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie – Prof. Bernd Mahro
 - e. im Bereich der landwirtschaftlichen Reststoffe – Verband für Agrarforschung und Bildung Thüringen e.V. – VAFB

- iii) AP 2: Optimierung der Biomasseallokation für verschiedene Anwendungsbereiche und Technologien in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität für das Zielsystem 2050 in jährlicher Auflösung; aufbauend auf den Ergebnissen des Vorhabens „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems“.
 - Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ

3 Methodische Vorgehensweise

Zur Bestimmung der optimalen Biomasseallokation auf Anwendungs- und Technologieebene (für den Zeitraum 2017 – 2050), wurden in einem ersten Schritt die nationalen Biomassepotentiale beschrieben und quantifiziert. Zur Beschreibung der zukünftigen Flächenpotentiale für den Anbau von Energiepflanzen wurden drei Anbauflächenszenarien entwickelt. Weiterhin sind die Entwicklungen für Biomasse-Konversionstechnologien bis zum Jahr 2050 beschrieben worden. Aus der Zuordnung der Biomassearten und Konversionstechnologien lässt sich eine sog. *Stoffstrommatrix* (Abbildung 3) ableiten. Diese erlaubt es, Bereitstellungsketten bestehend aus Biomasseart, Konversionstechnologie und Energieträger zu definieren (Abbildung 2), die in den einzelnen (Sub-)Sektoren zur Bedarfsdeckung eingesetzt werden können. Im Vorhaben sind insgesamt 28 Stoffströme berücksichtigt worden.

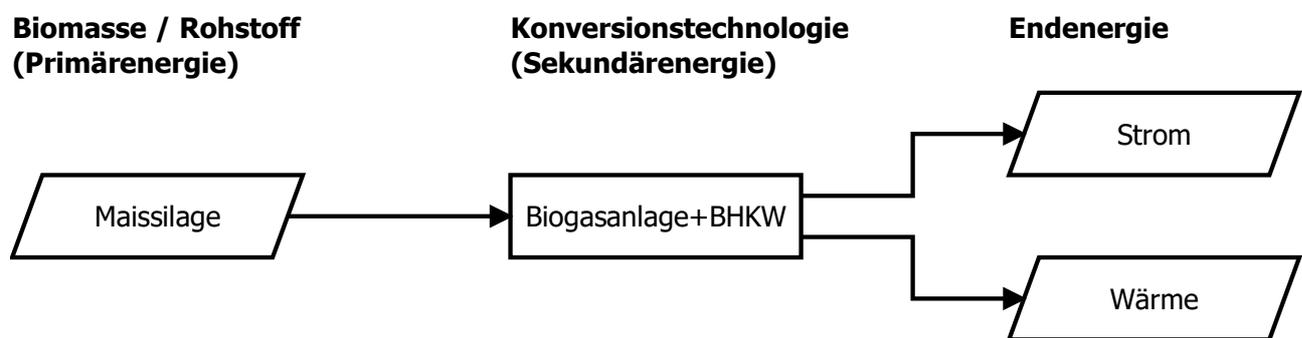


Abbildung 2: Schematische Darstellung einer Bereitstellungskette am Beispiel der Strom- und Wärmeerzeugung aus Maissilage über die Konversionstechnologie Biogasanlage mit angeschlossenen Blockheizkraftwerk (BHKW). Die Begriffe „Primärenergie“, „Sekundärenergie“ und „Endenergie“ werden uneinheitlich gehandhabt. Die hier dargestellte Zuordnung entspricht dem Verständnis des DBFZ und beansprucht keine Allgemeingültigkeit. Endenergie ist die übergebene Energiemenge beim Endkundenobjekt (ungleich Nutzenergie: z.B. Wärme die im Raum beim Nutzer ankommt)

Die Nachfragen in den (Sub-)Sektoren stammen von den Modellierungsergebnissen der Projekte "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland" sowie "Auswirkungen der Klimaschutzziele und diesbezüglicher Maßnahmen auf den Energiesektor und den Ausbau der erneuerbaren Energien"¹ (Bernath et al. 2017b) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Die Nachfragen unterscheiden sich zwischen zwei Transformationspfaden für ein 80 bzw. eine 95 % ige THG-Minderung (oberes und unteres THG-Minderungsziel nach dem Klimaschutzplan 2050). Die dort in den (Sub-)Sektoren bis zum Jahr 2050 dargestellten Verbräuche von biobasierten Energieträgern bilden die Eingangsdaten für das Optimierungsmodell BENSIM, welches die Endenergie-Nachfragen kostenminimal über den Gesamtzeitraum bedient. Nach einem ersten Modellierungslauf wurden die bedeutenden 14 Stoffströme ausgewählt und einer techno-ökonomischen Analyse unterzogen. In BENSIM wurde in einem zweiten Modellierungslauf (unter Einbeziehung aller 28 Konversionsketten) die kostenoptimale Biomasseallokation für die zwei Transformationspfade mit einer 80 bzw. 95 % igen THG-Minderung bis 2050 und für jeweils drei Anbauflächenszenarien durchgeführt. Abschließend wurden Hemmnisse für die Transformationspfade bewertet und mögliche Lösungswege für deren Überwindung dargestellt.

¹ Nachfolgend „Langfristszenarien“ genannt.

Sektor	Technologie	Anwendung	Energieträger	Anbaubiomasse										Abfall- und Reststoffe														
				Raps	Mais	Getreide	Ackergras	Grünland	KUP	Miscanthus	Zuckerrübe	Blümmischungen	Algen	Scheitholz	Stroh	Gülle + Mist	Waldrestholz	Industrierestholz	Used cooking oil	Bioabfall	ind. Reststoffe	Schwarzlauge	Altholz	Klärschlamm				
Industrie (Wärme)	Biomethan-BHKW *1	KWK	Biomethan	X	X	X	X				X	X	X											X			X	X
	Holz hackschnitzelkessel - IND	Wärme	feste Biomasse						X							X	X											
GHD (Wärme)	Pelletkessel - GHD	Wärme	feste Biomasse													X	X											
	Holz hackschnitzelkessel - GHD	Wärme	feste Biomasse						X	X						X	X											
Gebäude (Wärme)	Scheitholzvergaserkessel	Wärme	feste Biomasse											X														
	Pelletkessel - GBD	Wärme	feste Biomasse													X	X											
	Mikro-Holzgas-BHKW	KWK	feste Biomasse						X	X						X	X											
Verkehr (Kraftstoffe)	Bioethanol (Zucker)	Kraftstoff	Bioethanol								X	X																
	Bioethanol (Lignocellulose)	Kraftstoff	Bioethanol						X	X				X	X	X												
	Bioethanol (Stärke)	Kraftstoff	Bioethanol			X																						
	Biomethan (aus Biogas)	Kraftstoff	Biomethan	X	X	X	X				X	X	X		X					X	X							
	Biomethan (Bio-Power-to-Gas)	Kraftstoff	Biomethan	X	X	X	X				X	X	X		X					X	X							
	Biodiesel (RME)	Kraftstoff	Biodiesel	X																X								
	HVO/HEFA	Kraftstoff	Biodiesel/-kerosin	X									X							X								
	FT-Diesel (BtL)	Kraftstoff	Biodiesel						X	X				X	X	X												
	FT-Kerosin (BtL)	Kraftstoff	Biokerosin						X	X				X	X	X												
	Power-to-Hydrogen-plus-BtL (PBtL)	Kraftstoff	Biokerosin						X	X				X	X	X												
Energie-wirtschaft (Strom und/oder Wärme)	Biomethan (SNG)	Kraftstoff	Biomethan						X	X				X	X	X												
	Bio-LNG (aus Biomethan)	Kraftstoff	Bio-LNG	X	X	X	X				X	X	X		X					X	X							
	Bio-LNG (SNG)	Kraftstoff	Bio-LNG						X	X				X	X	X												
	Biogas + BHKW	KWK	Biogas	X	X	X	X				X	X			X					X	X							
	Biomethan GuD-Kraftwerk	KWK	Biomethan	X	X	X	X				X	X	X		X					X	X							
	Biomethan Gasturbine	Strom	Biomethan	X	X	X	X				X	X	X		X					X	X							
	Klärschlammfäulung +BHKW	KWK	Klärgas																									X
	Holzvergaser + BHKW	KWK	Holzgas						X	X					X	X												
Papier-Zellstoff-KWK	KWK	Schwarzlauge																								X		
Pflanzenöl-BHKW	KWK	Pflanzenöl	X																									
Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine	KWK	feste Biomasse						X						X	X											X		

Abbildung 3: Stoffstrommatrix der berücksichtigten Bereitstellungsketten im Vorhaben, bestehend aus den Konversionstechnologien, Biomassen und den erzeugten Energieformen. *1 der Bereitstellungskette „Biomethan-BHKW“ wird virtuell die entsprechende Kapazität an Biomethaneinspeisung aus Biogas zugeordnet.

3.1 Biomasse- und Flächenpotentiale

3.1.1 Status quo des Biomasse- und Flächenpotentials in Deutschland

In einem ersten Schritt wird das inländische Biomassepotential für die energetische Nutzung ermittelt und bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Grundlage ist die Analyse des Status quo für das Bezugsjahr 2015. Zu diesem Zweck werden die Potentiale in die Bereiche Rest- und Abfallstoffe, Scheitholz sowie landwirtschaftliche Anbaubiomasse („Energiepflanzen“) untergliedert. Da das Potential der Anbaubiomasse abhängig von der zur Verfügung stehenden Anbaufläche ist, werden drei Flächenszenarien erstellt (sinkende, gleichbleibende und steigende Anbaufläche bis 2050). Zudem werden Bereitstellungskosten bzw. Preisinformationen für die betrachteten Biomassen abgeschätzt. Die Ergebnisse der Potentialanalysen sind in Kapitel 4 dargestellt.

3.1.1.1 Biogene Rest- und Abfallstoffe

Für das vorliegende Vorhaben wurden aus dem Bereich der Rest- und Abfallstoffe Vorarbeiten aus dem Projekt „Biomassepotentiale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland (BIOPOT)“ (FKZ 22020114) herangezogen (Brosowski et al. 2015; Brosowski et al. 2016). Zusammen mit dem Auftraggeber wurden aus den in BIOPOT untersuchten 93 Einzelbiomassen 40 relevante Biomassen identifiziert und zu 10 Gruppen im Bereich der Rest- und Abfallstoffe aggregiert:

1. Gülle/Mist
2. Getreidestroh
3. Waldrestholz
4. Industrierestholz
5. Altholz
6. Schwarzlauge
7. Bioabfall
8. Klärschlamm
9. Used cooking oil (UCO)
10. Industrielle Reststoffe

Die berücksichtigten Einzelbiomassen sind in Anhang A 1 dokumentiert.

Die im Projekt BIOPOT dargestellten Zahlen zu Aufkommen und Nutzung basieren auf der Auswertung einer Vielzahl unterschiedlicher Studien. Da es bisher keine standardisierte Methode für die Berechnung von Biomassepotentialen gibt, kommt es aufgrund der Verwendung uneinheitlicher Begriffszuordnungen, Umrechnungsfaktoren, Datenquellen usw. zu Ergebnisbandbreiten zwischen den einzelnen Studien. Die Ergebnisse des Projektes BIOPOT werden daher in Bandbreiten (Min/Max) dargestellt und um Empfehlungen ergänzt, die auf der Expertise des BIOPOT-Projektkonsortiums beruhen. Diese Bandbreiten und Empfehlungen werden in TATBIO als Grundlage für die Darstellung des energetisch nutzbaren Biomassepotentials übernommen. Für die Biomasse „Klärschlamm“ wurde das Potential auf Basis von Zuarbeiten des Witzenhausen-Instituts für Abfall, Umwelt und Energie GmbH nach unten korrigiert. Grundlage für die Ausweisung des energetisch nutzbaren Biomassepotentials in TATBIO bildet das technische Biomassepotential. Bei dieser Potentialart werden neben gegebenen technischen Restriktionen (z.B. Bergungsrate) auch strukturelle und gesetzlich verankerte Begrenzungen berücksichtigt (z.B. Schutzgebiete, Bodenfruchtbarkeit) (Thrän und Pfeiffer 2013).

Zudem werden, soweit verfügbare Daten existieren, die bereits stofflich genutzten Mengen vom technischen Potential abgezogen. Hierdurch sollen Konkurrenzen zwischen stofflicher und energetischer Nutzung minimiert werden. Ausnahmen bestehen bei Biomassen deren Nutzungspfade optimiert werden können (z.B. Mehrfachnutzung von Biogut aus der braunen Tonne).

Exkurs: Datengrundlage Rest- und Abfallstoffe

Seit Ende 2018 sind aktualisierte Zahlen zum Aufkommen und zur Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen aus dem Projekt „Arbeitsgruppe Biomassereststoff-Monitoring (AG BioRestMon)“ (FKZ 22019215) verfügbar. Die Studie gibt das Potential aller betrachteten Reststoffe, Abfälle und Nebenprodukte mit 602 bis 1.471 PJ (Mittelwert 1.005 PJ) an. Diese Bandbreite entspricht in etwa den Zahlen von (Brosowski et al. 2016), die in TATBIO für die Ausweisung der Biomassepotentiale von Rest- und Abfallstoffen zugrunde gelegt wurden (662 – 1.337 PJ). Unterschiede ergeben sich jedoch bei einzelnen Biomassen, insbesondere beim Waldrestholz (Laub und Nadel). Aufgrund der verbesserten Datenlage wurde die Methodik zur Berechnung des Waldrestholzpotentials im Projekt AG BioRestMon grundlegend überarbeitet. Das technische Biomassepotential wird nun mit 3,1 – 14,8 Mio. t TM angegeben (DBFZ Ressourcendatenbank). In TATBIO wurde für die Ausweisung des energetisch nutzbaren Biomassepotentials von Waldrestholz (16,9 Mio. t TM) ein technisches Biomassepotential von 17,1 Mio. t TM (13,6 – 35,8 Mio. t TM) zugrunde gelegt (vgl. Tabelle 6). Der Wert des in TATBIO verwendeten Biomassepotentials liegt demnach über den maximal nutzbaren Werten von (DBFZ Ressourcendatenbank). Aufgrund der fortgeschrittenen Projektarbeiten konnten die Zahlen aus (DBFZ Ressourcendatenbank) in TATBIO nicht mehr berücksichtigt werden. Als Exkurs zum Projekt wurden jedoch Angebotskurven für reststoffbasierte Biokraftstoffe in 2030 erstellt, um eine konservative Referenz zu strombasierten Kraftstoffen zu berechnen. Die darin getroffenen Annahmen zu Reststoffmengen beruhen u.a. auf den aktualisierten Waldrestholzpotentialen (vgl. Exkurs in Kapitel 6).

3.1.1.2 Scheitholz

Um das Biomassepotential des Brennholzsortiments Scheitholz auszuweisen, wurde die aktuell energetisch genutzte Menge als Grundlage verwendet. Hierdurch sollen zum einen Konkurrenzen zur stofflichen Nutzung von Holz minimiert werden, gleichzeitig soll jedoch die etablierte energetische Nutzung von Scheitholz in Haushalten berücksichtigt werden. Angaben zu aktuell in Deutschland genutzten Mengen von Scheitholz basieren auf (Döring et al. 2016) und (RWI und forsa 2015).

3.1.1.3 Anbaubiomasse

Folgende Anbaubiomassen werden in diesem Vorhaben betrachtet:

- Raps
- Mais
- Getreide
- Ackergras
- Grünland
- Kurzumtriebsplantagen mit Weide und Pappel (KUP)
- Miscanthus
- Zuckerrübe
- Blümmischungen
- Algen

Die berücksichtigten Einzelbiomassen sind in Anhang A 1 dokumentiert. Die Auswahl erfolgte auf Basis von heutigen Anbauflächen, flächenbezogenen Energieerträgen, Kostenstrukturen im Anbau und Einbettung in die landwirtschaftliche Produktion. Methodisches Ziel war es zudem für alle Konversionstechnologien möglichst mindestens zwei Einsatzstoffe anbieten zu können, unabhängig davon um welche Konversionsart es sich handelt. Hiermit wird sichergestellt, dass BENSIM im Zuge der implementierten Optimierungsroutine für die Belegung der Anbaufläche entsprechende Freiheitsgrade nutzen kann.

Die Herleitung des Biomassepotentials der genannten Energiepflanzen erfolgt über das Flächenpotential, das für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung steht. In Kombination mit Ertragsdaten, kann auf Basis dieser Information die nutzbare Menge berechnet werden (Thrän und Pfeiffer 2013). Es wird angenommen, dass die aktuelle Flächenbelegung mit Energiepflanzen unter den geltenden Rahmenbedingungen dem technischen Flächenpotential entspricht. Berücksichtigt werden sollte hierbei, dass Flächen selten trennscharf exklusiv für Energiepflanzen genutzt werden und dass sich Feldschläge innerhalb einer Vegetationsperiode auch mit mehr als einer Kultur bestellen lassen.

Für die Beschreibung der aktuellen Flächenbelegung mit nachwachsenden Rohstoffen wurden Ergebnisse des Ende 2016 veröffentlichten Projektes „Erhebung und Aufbereitung sowie Analyse der Validität und Reliabilität statistischer Daten zu nachwachsenden Rohstoffen“ (FKZ 22000415) (Becker und Haarhoff 2016) verwendet.

3.1.2 Projektion des Biomasse- und Flächenpotentials bis 2050

3.1.2.1 Biogene Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz

In Zusammenarbeit mit den unter Kapitel 2.2, Punkt ii) genannten Unterauftragnehmern erfolgte die Identifikation von Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen, welche gegenwärtig einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe von Aufkommen und Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe sowie Scheitholz haben. Für eine sektorenübergreifend vergleichbare Detailtiefe der Einschätzungen wurden die einzelnen Einflussfaktoren unter einheitlichen Überbegriffen zusammengefasst.

Im Rahmen dieses Projektes erfolgte für die Ressourcenbasis biogener Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz keine Szenarien-Entwicklung. Generell kann davon ausgegangen werden, dass die Mengen an Rest- und Abfallstoffen, die für energetische Nutzungen zur Verfügung stehen, geringen Änderungen unterworfen sind. Auch wenn es im Zuge der Bioökonomie zu einer Zunahme der stofflichen Nutzung von Rest- und Abfallstoffen kommt, können diese Rohstoffe am Ende einer nachhaltigen und effizienten Nutzungskaskade energetisch verwertet werden. Beachtet werden muss jedoch, dass sich die Produkteigenschaften wesentlich verändern können (Thrän et al. 2018). Wie beschrieben, lässt sich der Status quo des technischen Potentials biogener Rest- und Abfallstoffe und deren Nutzung zudem nicht exakt quantifizieren. Vielmehr bewegen sich die Angaben in Bandbreiten (u.a. aufgrund von Unsicherheiten bzgl. der Datengrundlage, unterschiedlichen Rohstoffqualitäten und daraus resultierenden variierenden Umrechnungsfaktoren). Durch die Berücksichtigung dieser Bandbreiten können die unterstellten geringen Änderungen des Biomassepotentials abgedeckt werden.

3.1.2.2 Anbaubiomasse

In Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber wurden drei Anbauflächenszenarien (Zielszenarien) definiert, welche das Flächenpotential für den Anbau nachwachsender Rohstoffe zur energetischen Nutzung im Jahr 2050 beschreiben:

- Szenario 2,6 Mio. ha bis 2050 (Basisszenario)
- Szenario 1 Mio. ha bis 2050
- Szenario 4 Mio. ha bis 2050

Bei Zielszenarien ist eine politische Zielsetzung relevant, die vorgibt, ob und wie viel Anbaufläche künftig erlaubt beziehungsweise gewünscht ist. Ausgangspunkt der Zielszenarien ist der Status quo im Jahr 2015 (vgl. Kapitel 3.1.1). Das Basisszenario ist an das Szenario zur Entwicklung des Flächenpotentials aus den Langfristszenarien (Modul 1) angelehnt (Pfluger et al. 2017; Bernath et al. 2017b).

Wie aus Abbildung 4 ersichtlich, wird unterstellt, dass die angenommenen Entwicklungen sukzessive eintreten. Die Entwicklung vom Status quo zum Eintreten des Zielszenarios wird daher als lineare Entwicklung dargestellt.

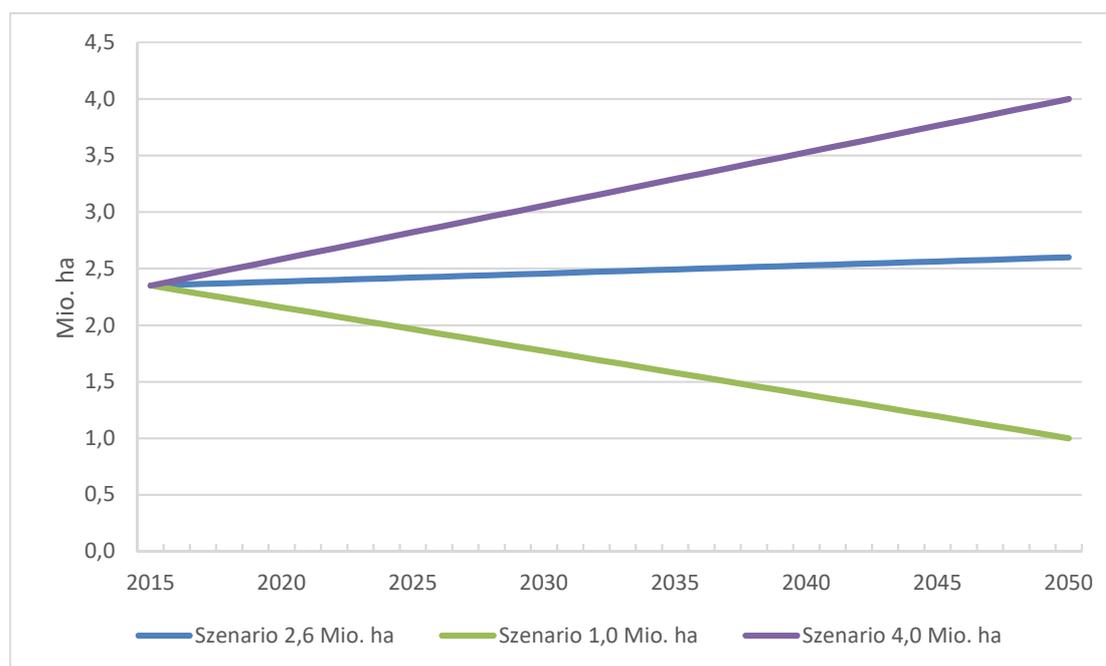


Abbildung 4: Szenarien zur Entwicklung der Anbaufläche für Energiepflanzen in Deutschland 2015 bis 2050.

In enger Zusammenarbeit mit der Privates Institut für Nachhaltige Landwirtschaft GmbH (INL) wurden für die definierten Anbauflächenszenarien Parameter identifiziert und qualitativ beschrieben, welche einen wesentlichen Einfluss auf die Flächenverfügbarkeit für den Anbau nachwachsender Rohstoffe in den einzelnen Szenarien haben (vgl. Kapitel 4.1.2.2).

3.1.2.3 Biomassenachfrage in den Transformationspfaden

Die Biomassepotentiale werden zur Erfüllung der sektoralen Biomassenachfragen benötigt, die durch das Fraunhofer ISI im Rahmen der sog. *Langfristszenarien* zur Verfügung gestellt worden sind. Die Biomassenachfragen sind für die Sektoren GHD, Haushalte, Industrie und Umwandlung sowie die Jahre 2010, 2020, 2030, 2040 und 2050 beschrieben und in Wärme, Fernwärme und Strom unterteilt. Im Falle von Fernwärme und Strom wurde angenommen, dass diese netzgebunden (Fernwärme- bzw. Stromleitungen) sind und somit von allen Technologien bereitgestellt werden können, die einen Anschluss an das Fernwärmenetz haben bzw. Strom erzeugen (vgl. Abbildung 3). Die Kraftstoffnachfragen lagen in 5-Jahresscheiben (2010 – 2050) und auf Ebene der Energieträger (Biodiesel, Bioethanol, Biogas, Biokerosin und Bio-LNG) vor. Diese Daten sind aggregiert in Abbildung 5 dargestellt.

Für die 95 % ige THG-Minderung bis 2050 lagen bis zum Abschluss der Modellrechnungen noch keine finalen Ergebnisse der Langfristszenarien vor. Nach den Langfristszenarien gibt es ein Bedarf von rund 650 TWh (ca. 2.300 PJ) an klimaneutralen Brennstoffen (Biomasse und Power-to-X) ausdifferenziert auf die verschiedenen Sektoren. Davon sollen 400 TWh (ca. 1.400 PJ) über biomassebasierte Brennstoffe zur Verfügung gestellt werden, deren sektorale Verteilung bei Bearbeitung des Vorhabens noch nicht definiert worden ist. Deren Einsatz könnte theoretisch in allen Sektoren stattfinden. Daher wurde in diesem Vorhaben argumentiert, dass die Nachfrage an klimaneutralen Brennstoffen im Verkehr (u.a. Luftverkehr) als auch in der Industrie (u.a. Hochtemperaturprozesse) ausschließlich durch Biomasse und nicht durch synthetische Brennstoffe im Jahr 2050 gedeckt wird. Dies liegt darin begründet, dass insbesondere in diesen zwei Sektoren die Alternativen zur Biomasseverwendung als vergleichsweise kostenintensiv einzuordnen sind. Daher sollte aus Gründen der Kosteneffizienz der Einsatz von Biomasse in diesen Sektoren verstärkt erfolgen. In Folge dessen werden über 300 TWh (ca. 1.100 PJ) an biomassebasierten Brennstoffen in den zwei genannten Sektoren eingesetzt. Weitere rund 90 TWh (ca. 300 PJ) sind durch die feste Zuordnung von Stoffströmen (z.B. Scheitholz → Scheitholzvergaserkessel → Wärme; Klärschlamm → Klärschlammfäulung + BHKW → Strom/Wärme) in den jeweiligen Sektoren bereits gebunden. Die verbleibenden etwa 10 TWh (36 PJ) an biomassebasierten Brennstoffen wurden an dieser Stelle dem Stromsektor in flexiblen KWK-Anlagen (wie z.B. Biomethan-GuD-Kraftwerken) zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Photovoltaikanlagen zugeordnet. Da sich die vorliegenden Daten alle auf das Jahr 2050 bezogen, wurden die aktuellen Daten aus dem Jahr 2017 bis zum Jahr 2050 linear interpoliert.

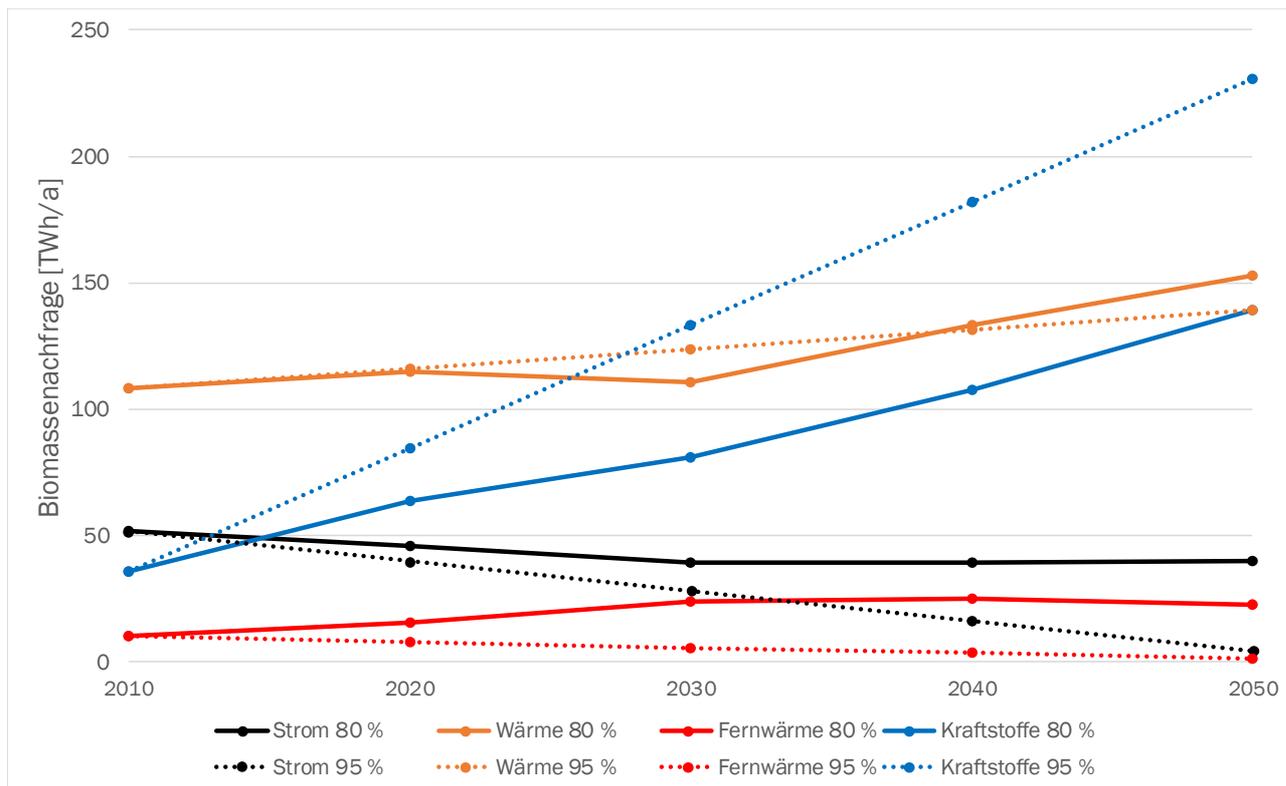


Abbildung 5: Sektoraler Primärenergiebedarf (Brennstoff) aus Biomasse in den beiden betrachteten Transformationspfaden.

3.1.3 Import von Biomasse

3.1.3.1 Art und Umfang der zugelassenen Biomasseimporte

Zusätzlich zum inländischen Biomassepotential importiert Deutschland schon heute in nennenswertem Umfang Biomasse von internationalen Märkten, um die nationale Nachfrage zu decken. Es ist davon auszugehen, dass das auch zukünftig möglich sein wird. Daher wird in Anlehnung an (Bernath et al. 2017b) ein maximaler jährlicher Biomasse-Import von 350 PJ/a (Primärenergie) im Vorhaben zur Erfüllung der langfristigen Biomassenachfrage zugelassen. Zudem sind für bestimmte Einzel-Biomassen Importlimitierungen gesetzt worden (z.B. Altholz). Statt Biomassen zu importieren können theoretisch auch Bioenergieträger (z.B. Biomethan aus der Ukraine) importiert werden. Jedoch wird der Import von Bioenergieträgern im Modell BENSIM aus folgendem Grund nicht zugelassen:

- Die Kosteneinsparungen der Erzeugung von biomassebasierten Energieträgern im Ausland sind mit großen Unsicherheiten verbunden. Zwar kann der dortige Anbau von Energiepflanzen geringere Kosten durch niedrigere Lohnkosten und Flächenpreise aufweisen. In der Regel sind heute dort für andere Agrarprodukte die Erzeugerpreise nicht signifikant niedriger, da die Flächenproduktivität (durch allgemein geringere Faktorintensität und klimatische Bedingungen) geringer ausfällt. Zusätzlich fallen Transportkosten an, sodass die Annahme getroffen wurde, dass vergleichbare Produkte aus dem europäischen Ausland nicht wesentlich günstiger importiert werden können. Größere Unterschiede würden vor allem bei Energieträgern mit stark unterschiedlicher Rohstoffbasis auftreten – beispielsweise Bioethanol basierend auf Zuckerrohr. Damit wäre jedoch die Vergleichbarkeit bei unterschiedlichen Rohstoffbasen heimischer und importierter Energieträger nicht mehr gegeben.

Wenn ausschließlich Biomassen und keine Energieträger importiert werden, dann ist die Energiedichte der Biomasse ein wesentlicher Treiber für die Kosten des Transportes. Bei Biomassen mit einer sehr geringen Energiedichte ($\leq 6,0 \text{ GJ/t}_{\text{FM}}$) oder sehr kleinen Mengen steht der nötige Aufwand (Transport) in der Regel in keinem Verhältnis zum Nutzen (Gewinn). Dazu gehören die folgenden Biomassen, welche beim Import nicht berücksichtigt werden:

- Bioabfall
- Industrielle Reststoffe
- Klärschlamm
- Gülle/Mist
- Mais (-silage)
- Ackergras (-silage)
- Grünland (-silage)
- Zuckerrübe
- Blühhmischung (-silage)
- Algen

Im Bereich der Rest- und Abfallstoffe wurden ebenfalls einige Biomassen vom Import ausgeschlossen. Schwarzlaube wird beispielsweise prozessintern zur Erzeugung von Strom und Wärme verwendet. Aufgrund der THG-Minderungsziele in anderen Ländern, wird der Import von Rest- und Abfallstoffen wie Used Cooking Oils (UCO) oder Industrierestholz nicht zugelassen. Industrierestholz wird meist am Ort des Anfalls genutzt und aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten nicht exportiert.

Im Gegensatz dazu wird UCO in großem Umfang in Europa importiert. Da jedoch auch zukünftig davon auszugehen ist, dass UCO auch von den aktuell exportierenden Staaten zukünftig auch vermehrt inländisch eingesetzt werden wird, wurde vom Import von UCO im Vorhaben abgesehen. Werden die nicht-importierbaren Biomassen von der Gesamtmenge abgezogen, ergibt sich die Übersicht in Tabelle 1.

3.1.3.2 Kostenaufschlag für Importe

Für Biomasse-Importe wurde entsprechend der Energiedichten der Biomassen ein Import-Aufschlag festgelegt (Tabelle 1). Dazu wurden in einem ersten Schritt die spezifischen Transportkosten mit 20 €/t angesetzt, die aus einer durchschnittlichen Transportentfernung von 500 km mit einem LKW bei einer Zuladung von 40 t herrührt. Die spezifischen Transportkosten von 20 €/t wurden mit den in Tabelle 1 angeführten Energiedichten dividiert [GJ/t_{FM}], wodurch sich ein Aufschlag in der Einheit [€/GJ] für jede Biomasse ergibt. Darüber hinaus wird angenommen, dass KUP und Miscanthus aufgrund der geringen volumetrischen Dichte nur in pelletierter Form importiert werden, für die Pelletierung werden zusätzlich Kosten in Höhe von 5 €/GJ veranschlagt.

Tabelle 1: Preisaufschläge und max. Importmengen für Import-Biomasse in BENSIM, Werte in Klammern für die Pelletierung.

Import-Biomasse	Energiedichte [GJ/t _{FM}]	Preisaufschlag Import [€/GJ]	Max. Importmenge [PJ/a]
Waldrestholz	17,9	1,1	100
Altholz	12,8	1,6	15
Raps	24,1	0,8	-
Getreide	14,6	1,4	-
Kurzumtriebsplantagen (KUP) Weide	7,9	2,5 (+5)	-
Miscanthus	14,1	1,4 (+5)	-
Kurzumtriebsplantagen (KUP) Pappel	7,9	2,5 (+5)	-

Der vereinfachte Ansatz des Biomasse-Importes stellt sicher, dass Biomassen mit einer hohen Energiedichte verhältnismäßig günstig importiert werden können. Allerdings wird durch die Berücksichtigung der gravimetrischen anstelle der volumetrischen Energiedichte [GJ/m³] nicht betrachtet, ob das Volumen der transportierten Biomasse eine Restriktion für den Transport darstellt. Weiterhin wäre bei einigen Biomassen auch der Transport über den Seeweg denkbar. Da in BENSIM jedoch keine räumliche Optimierung der Anlagenstandorte stattfindet, wurden bei diesem vereinfachten Ansatz nur die Transportkosten mit dem LKW berücksichtigt.

Weiterhin fand bei Waldrest- und Altholz eine Begrenzung der Importmengen statt. Bei Altholz wurde berücksichtigt, dass die Importe mittel- bis langfristig auf heutigem Niveau nach einem kurzen Anstieg wieder auf dem heutigen Niveau von 0,8 Mio. t_{TM}/a (\cong 15 PJ/a) stagnieren könnten. Daher sind die Altholz-Importe durch die unklare Entwicklungsdynamik auf dem heutigen Import-Umfang begrenzt worden. Bei Waldrestholz ist die zukünftige Entwicklung mit vergleichsweise großen Unsicherheiten verbunden. Aus diesem Grund wurde die Importmenge auf 100 PJ/a limitiert; dies entspricht rund 1/3 des inländischen Waldrestholz-Potentials.

3.1.4 Kosten der Biomassebereitstellung

3.1.4.1 Anbaubiomasse

Die Darstellung der Preisentwicklung für die zu betrachtenden Anbaubiomassen erfolgt auf Basis von (Millinger und Thrän 2018). Ziel dieser Methode ist es, mit dem Anbau einer beliebigen Biomasse den gleichen Gewinn pro Hektar Anbaufläche zu erzielen, wie mit dem Anbau einer Referenzkultur. Aus den unterschiedlichen Erträgen und Bereitstellungskosten der einzelnen Anbaubiomassen resultiert so eine differenzierte (Mindest-)Preissetzung. Im vorliegenden Projekt wird Weizen, als wichtigste landwirtschaftliche Nutzpflanze in Deutschland, als Referenzprodukt verwendet.

Die Berechnung der Preise auf Basis dieser Methode erfolgt in einem Submodul des BENSIM-Modells. Als Eingangsdaten werden die aktuellen Bereitstellungskosten der zu betrachtenden Anbaubiomassen an das Modell übergeben. Die angenommenen Preissteigerungsraten im Betrachtungszeitraum sind abhängig vom gewählten Flächenszenario. So ist bei einem geringeren Flächenangebot die Preissteigerungsrate verhältnismäßig höher und umgekehrt:

- 2 % p.a. (bei 4,0 Mio. ha Anbaufläche)
- 3% p.a. (bei 2,6 Mio. ha Anbaufläche)
- 4% p.a. (bei 1,0 Mio. ha Anbaufläche)

3.1.4.2 Biogene Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz

Die Preise biogener Rest- und Abfallstoffe werden durch den Preismechanismus von Angebot und Nachfrage bestimmt und sind zum Teil starken regionalen und saisonalen Schwankungen unterworfen. Belastbare und allgemeingültige Preisinformationen sind daher nur bedingt verfügbar. Im Zuge einer Literaturrecherche wurden Bandbreiten ermittelt. Für einzelne Biomassen werden zudem vereinfachte gestufte Cost-Supply-Curves berücksichtigt (vgl. Abbildung 8).

3.1.4.3 Miscanthus und Stroh als agrarische Quellen für Lignocellulose

Da Miscanthus und Stroh für die Anlagen durch ihre hohen Aschegehalte eine besondere Herausforderung hinsichtlich der Prozessführung darstellen, entstehen Zusatzkosten bei der energetischen Nutzung dieser Biomassen. Daher wurde ein Aufschlag von 30 % der Investitionen von SNG und FT-Kerosin als Grundlage berücksichtigt. Der daraus resultierende Kostenaufschlag wurde auf die Rohstoffkosten umgelenkt. Umgerechnet entspricht dies einem Preisaufschlag von 4€/GJ bei Miscanthus und Stroh.

3.2 Techno-ökonomische Analyse

Im Rahmen der techno-ökonomische Analyse werden 14 relevante Konversionstechnologien näher untersucht und verglichen. In einem ersten Schritt sind 28 mögliche Konversionstechnologien in den Bereichen Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung identifiziert worden. Dazu zählen Technologien unterschiedlicher technologischer Reife (Technology Readiness Level – TRL), die bereits heute einen Beitrag zur Nachfragedeckung in den einzelnen Sektoren leisten bzw. zukünftig leisten können. Die ausgewählten Technologien werden nachfolgend in Kapitel 3.2.1 kurz beschrieben. Eine Übersicht aller betrachteten Technologien, deren Anlagengröße in Bezug der jährlichen Kapazität ihrer Produktion in PJ und der technologischen Reife (TRL) findet sich in Abbildung 6. Ausgehend von den insgesamt 28 Technologien, sind die 14 vielversprechendsten bzw. politisch-relevantesten Technologien ausgewählt worden, diese sind in der Abbildung fett markiert.

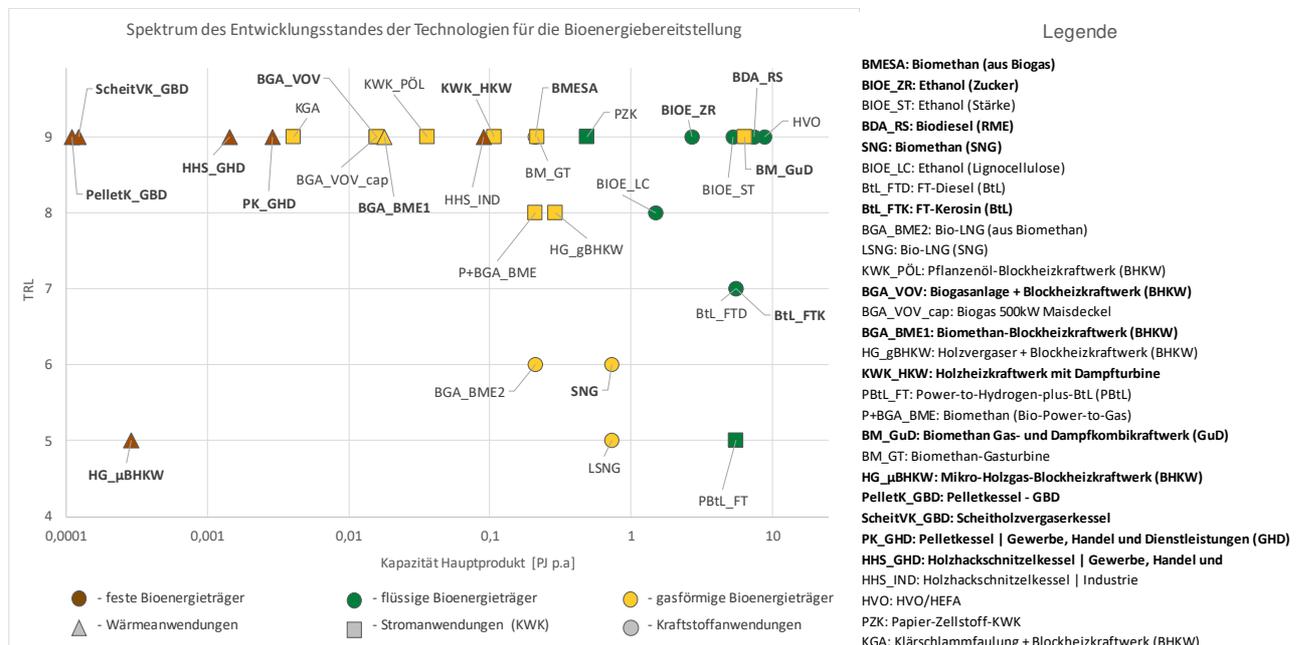


Abbildung 6 Übersicht der 28 Technologien für die Bioenergiebereitstellung, Kapazität und TRL, die Technologie BGA_VOV_cap entspricht technisch der BGA_VOV und wird daher nicht mit gezählt; © 2019 DBFZ

3.2.1 Beschreibung und Analyse der Konversionstechnologien

Die 28 identifizierten Konversionstechnologien werden nachfolgend gruppiert für die Anwendungssektoren Wärme, Strom und Kraftstoffe kurz dargestellt. Technologien die nach dem Vorgehen im folgenden Unterkapitel 3.2.2 für die techno-ökonomische Analyse (TÖA) ausgewählt wurden, sind durch ein entsprechendes Suffix „- Auswahl TÖA“ gekennzeichnet, BENSIM-Kürzel analog zur Abbildung 6 der Technologien kursiv in Klammern:

Wärme

i) **Biomethan-Blockheizkraftwerk (BGA_BME1) - Auswahl TÖA**

Ein Biomethan-BHKW ist ein einstufiges Umwandlungsverfahren, bei dem Biomethan physisch bzw. bilanziell in einem Gasmotor-BHKW in Strom und Wärme umgewandelt wird. Am BHKW selbst sind keine Modifikationen notwendig, es muss aber über ein Massenbilanzsystem sichergestellt werden, dass das eingesetzte Erdgas im gleichen Umfang von einem Biomethananbieter ins Erdgasnetz eingespeist wurde. Diese Technologie wurde dem Wärmesektor zugeordnet, weil sie zwingend mit einer Wärmesenke gekoppelt ist und heute in der Praxis wärmegeführt betrieben wird.

ii) **Holzhackschnitzelkessel | Industrie (HHS_IND)**

Holzhackschnitzelkessel sind einstufige Anlagen zur Wärmeerzeugung in denen Holzhackschnitzel über automatische Zuführeinrichtungen eingesetzt werden. Da hier im Kessel Wasser als Wärmeträger erwärmt wird, werden die Kessel in der Regel als Zentralheizanlagen in größeren Liegenschaften oder kleinen Wärmenetzen genutzt. Potentiell lassen sich über Holzbeheizte Kessel auch Hochtemperaturanwendungen bedienen, wenn beispielsweise Dampf für industrielle Prozesswärme erzeugt wird.

iii) **Pelletkessel | Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (PK_GBD)**

Pelletkessel sind einstufige Anlagen zur Wärmeerzeugung in denen Holzpellets über automatische Zuführeinrichtungen eingesetzt werden. Weiterhin sind Pellets auf Grund ihrer hohen Energiedichte und vergleichsweise geringen Korngröße auch gut innerhalb von Gebäuden lagerfähig. Das im Kessel als Wärmeträger erwärmte Wasser wird in der Regel in Einzelgebäuden und für Niedertemperaturanwendungen genutzt.

iv) **Holzhackschnitzelkessel | Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (HHS_GHD) - Auswahl TÖA**

Siehe Holzhackschnitzelkessel | Industrie, in kleinerer Leistungsklasse als dort.

v) **Scheitholzvergaserkessel (ScheitVK_GBD) - Auswahl TÖA**

Scheitholzvergaserkessel sind einstufige Anlagen zur Wärmeerzeugung in denen Scheitholz über eine manuelle Beschickung eingesetzt wird. Die manuelle Beschickung bedingt einen Intervallbetrieb, der je nach Fassungsvermögen der Brennstoffkammer einen Dauerbrand über mehrere Stunden ermöglicht. Da die Kessel in der Regel die gesamte Brennstoffmenge bei Volllast am Stück umsetzen, braucht es für deren sinnvolle Integration in ein Wärmeversorgungssystem einen Wärmespeicher der zeitliche Nachfrageschwankungen ausgleicht.

vi) **Pelletkessel | Gebäude (PK_GBD) - Auswahl TÖA**

Siehe Pelletkessel | Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Für den Gebäudesektor wird die Anlage allerdings kleiner dimensioniert und häufig als einzige Wärmequelle verwendet.

vii) **Mikro-Holzgas-Blockheizkraftwerk (HG_μBHKW) - Auswahl TÖA**

Ein Mikro-Holzgas-BHKW untergliedert sich in einen zweistufigen Konversionsprozess bei dem zuerst aus dem Brennstoff durch unvollständige thermo-chemische Umsetzung von Holz ein Gasgemisch aus H₂, CO, CH₄ und CO₂ (sog. Holzgas) erzeugt wird. Das Holzgas wird dann nach einer Aufreinigung (Staub- und Teerentfernung) in einem Motor-BHKW in Strom und Wärme umgewandelt. Bei der Holzgasproduktion fällt in der Regel zusätzlich nutzbare thermische Energie an.

Kraftstoffe

viii) **Ethanol aus Zucker (BIOE_ZR) - Auswahl TÖA**

In einer zuckerbasierten Bioethanolanlage wird aus Zuckerrüben Bioethanol erzeugt. Dazu wird in einem ersten Schritt aus den frischen Zuckerrüben Zuckersaft gepresst und filtriert. Der Zuckersaft wird anschließend mit Hilfe von Hefen einer alkoholischen Gärung unterzogen, in der Maische werden dabei Alkoholgehalte von 12 bis 18 % erreicht. Die Maische wird danach destilliert. Abschließend erfolgt als Reinigung eine Rektifikation (Gegenstromdestillation), nach der das Endprodukt einen Alkoholgehalt von 99,7 % aufweist. Dem Bioethanol werden vor der Nutzung als Kraftstoff noch Additive hinzugefügt.

ix) **Ethanol aus Lignocellulose (BIOE_LC) - Auswahl TÖA**

In einer Bioethanolanlage auf Basis lignocellulosehaltiger Biomassen ist zuerst ein Aufschluss der Cellulose notwendig. Da es sich bei Cellulose um einen Mehrfachzucker handelt, kann Cellulose durch bestimmte Enzyme in eine zuckerhaltige Lösung überführt werden. Die Zuckerlösung wird anschließend mit Hilfe von Hefen einer alkoholischen Gärung unterzogen. Die Maische wird danach destilliert. Anschließend erfolgt als Reinigung eine Rektifikation (Gegenstromdestillation), nach der das Endprodukt einen Alkoholgehalt von 99,7 % aufweist. Abschließend erfolgt für die motorische Nutzung noch die Additivierung.

x) **Ethanol aus Stärke (BIOE_ST)**

In einer stärkebasierten Bioethanolanlage wird aus stärkehaltigen Rohstoffen (in der Regel Getreide) über enzymatische Verzuckerung Zuckersirup erzeugt. Der Zuckersirup wird anschließend mit Wasser verdünnt und mit Gärhefen angeimpft. Bei der Gärung werden Alkoholgehalte von 12 bis 18 % erreicht. Die dabei anfallende Gärkohlenensäure kann als Nebenprodukt vermarktet werden. Die Maische wird danach destilliert. Abschließend erfolgt als Reinigung eine Rektifikation (Gegenstromdestillation). Das Endprodukt mit einem Alkoholgehalt von 99,7 % wird vor der Nutzung als Kraftstoff noch additiviert.

xi) **Biomethan aus Biogas (BMESA) - Auswahl TÖA**

Biomethananlagen bestehen aus zwei Funktionseinheiten. Die erste umfasst die Gärstrecke in der aus verschiedenen Biomassen in anaerober Vergärung Rohbiogas produziert wird, das ca. hälftig aus Methan und Kohlenstoffdioxid besteht. In der Zweiten wird das Rohgas möglichst effektiv in einen Methan- und Kohlenstoffdioxidstrom aufgetrennt. Dazu stehen unterschiedliche Trennverfahren am Markt zur Verfügung. Das Methan wird anschließend auf den am jeweiligen Anschlusspunkt herrschenden Netzdruck verdichtet, odoriert und ggf. der Brennwert angepasst, anfallendes Kohlenstoffdioxid wird bisher in der Regel abgeblasen.

xii) **Biomethan + Power-to-Gas (P+BGA_BME)**

Bei der Herstellung von Biomethan (aus Biogas) entsteht bei der Vergärung anteilig Kohlenstoffdioxid. Ein Teil davon wird im Prozess zusammen mit Elektrolysewasserstoff in zusätzliches Methan umgesetzt, sodass aus dem gleichen Biomassegrundstock mehr Biomethan erzeugt werden kann. Dadurch erhöht sich der angegebene Wirkungsgrad bezogen auf die eingesetzte Biomasse; der Elektrolysestrom ist als zusätzlicher Input separat zu berücksichtigen. Das Verfahren erlaubt eine effizientere Ausnutzung des Energiegehaltes der eingesetzten Biomasse.

xiii) **Biodiesel durch Umesterung (RME) - Auswahl TÖA**

Die hier beschriebene Biodieselanlage basiert auf dem Verfahren der Umesterung. Als Ausgangsstoffe kommen in Deutschland in der Regel Raps, andere Ölsaaten oder Altfette zum Einsatz. Ölsaaten werden vor Ort mechanisch gepresst oder das Öl wird mit Hilfe von Lösungsmitteln extrahiert. Da biogene Öle Triglyceride sind, lassen sich unter Zuhilfenahme von Katalysatoren und der Zugabe von Methanol die drei Fettsäuren von Glycerin auf Methylgruppen übertragen. Am Ende des Prozesses wird das Produkt (Rapsmethylsäureester - RME) noch konzentriert, gereinigt und für die motorische Nutzung additiviert.

xiv) **Biodiesel durch Hydrierung (HVO)**

Die hier beschriebene Konversionstechnologie basiert auf dem Verfahren der Hydrierung zur Modifikation von Fetten und Ölen. Als Einsatzstoffe kommen alle Triglyceride (3 Fettsäuren gebunden an einen Glycerin-Rest) zum Einsatz. Die biogenen Triglyceride werden dann an Katalysatoren aufgespalten und die freiwerdenden Bindungen mit Wasserstoff gesättigt. Zusätzlich werden bei dem Prozess Doppelbindungen innerhalb der Fettsäuren aufgebrochen und mit Wasserstoff gesättigt. Am Ende des Prozesses steht Biodiesel der noch gereinigt und für die motorische Nutzung additiviert wird.

xv) **Fischer-Tropsch-Diesel (BtL_FTD)**

Das BtL-Verfahren lässt sich in zwei Verfahrensschritte untergliedern. Zuerst wird die Biomasse getrocknet und anschließend unter hohen Temperaturen in ein Gasgemisch aus CO, H₂, CH₄ und CO₂ unter Zugabe von Wasserdampf umgewandelt. Über die Wassergas-Shift-Reaktion kann zusätzlich Gas (CO₂) aus der Biokohle erzeugt werden. Das Gasgemisch wird über eine Fischer-Tropsch-Reaktion in längerkettige Kohlenwasserstoff-Mischungen konvertiert. In Abhängigkeit der Reaktionsbedingungen lässt sich die mittlere Kettenlänge einstellen und so Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe produzieren.

xvi) **Fischer-Tropsch -Kerosin (BtL_FTK) - Auswahl TÖA**

Die Technologie entspricht der BtL-Anlage zur Produktion von Diesel, wobei hier festgelegt wird, dass der gesamte Produktstrom als Kerosin vorliegt. In der Praxis erzeugen die Anlagen in veränderlichen Anteilen sowohl Diesel als auch Kerosin. Für die hier vorliegende Untersuchung und der Bewertung der Teilmärkte im Verkehrssektor wurde aber eine 1:1-Zuordnung von Technologie und Produkt vorgenommen.

xvii) **Power-to-Hydrogen-plus-BtL (PBtL_FT)**

Die Anlage entspricht der BtL-Anlage zur Produktion von Diesel bzw. Kerosin, wobei hier festgelegt wird, dass der gesamte Produktstrom als Kerosin vorliegt. Der innerhalb der Biomassevergasung entstehende Gasstrom wird hier mit Elektrolysewasserstoff umgesetzt, wodurch der stöchiometrische Kohlenstoffüberschuss in der Prozesskette in einen zusätzlichen Produktoutput umgewandelt werden kann. Damit steigt die Rohstoffeffizienz signifikant. Der Anlagenoutput erhöht sich dadurch um den Faktor 3,8 bei gleicher Einsatzmenge von Biomasse im Vergleich zu einer klassischen FT-Anlage.

xviii) **Biomethan (SNG) - Auswahl TÖA**

Synthesegasanlagen arbeiten zweistufig, wobei in einem ersten Schritt durch externen Wärmeeintrag oder Zugabe eines Vergasungsmittels (Luft oder Sauerstoff) trockene Biomasse in ein Gasgemisch aus CO, H₂, CO₂, und CH₄ überführt wird. Restkohle kann über die Wassergas-Shift-Reaktion ebenfalls in die Gasphase transformiert werden. Das Gasgemisch wird anschließend katalytisch methanisiert. Anschließend wird das so gewonnene Methan gereinigt und kann dann unterschiedlichen Nutzungen zugeführt werden. Das Produkt wird als biogenes Synthetic-Natural-Gas (Bio-SNG) bezeichnet.

xix) **Bio-LNG aus Biomethan (BGA_BME2)**

Es handelt sich hierbei um eine Biomethananlage mit angeschlossener Gasverflüssigung. Dabei besteht die Biomethananlage aus zwei Funktionseinheiten. Die erste umfasst die Gärstrecke in der aus verschiedenen Biomassen in einer anaeroben Vergärung Rohbiogas produziert wird, das ca. hälftig aus Methan und Kohlenstoffdioxid besteht. In der zweiten Funktionseinheit wird das Rohgas in einen Methan- und Kohlenstoffdioxidstrom aufgetrennt. Das Methan wird anschließend durch eine Abkühlung unterhalb des Siedepunktes erkaltet und steht dann als Bio-LNG für unterschiedliche Anwendungen zur Verfügung.

xx) **Bio-LNG aus SNG (LSNG)**

Eine Synthesegasanlage ist als zweistufiger Prozess konzipiert, wobei in einem ersten Schritt entweder exotherm oder unter Zudosierung eines Vergasungsmittels trockene Biomasse in ein Gasgemisch aus CO, H₂, CO₂, und CH₄ überführt wird. Restkohle kann über die Wasser-Gas-Shift-Reaktion ebenfalls in die Gasphase transformiert werden. Das Gasgemisch wird anschließend katalytisch methanisiert. Das Methan wird danach durch eine Abkühlung unterhalb des Siedepunktes erkaltet und steht dann als Bio-LNG für unterschiedliche Anwendungen zur Verfügung.

Strom

i) **Biogasanlage + Blockheizkraftwerk (BGA_VOV) - Auswahl TÖA**

Eine Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung ist ein zweistufiges Umwandlungsverfahren. Im ersten Prozessschritt wird hier aus einer Mischung aus nachwachsenden Rohstoffen und tierischen Exkrementen Rohbiogas produziert, das in einem Gasspeicher zwischengelagert wird. Das Rohgas wird anschließend entschwefelt sowie getrocknet und dann einem schwachgasfähigen Blockheizkraftwerk zugeführt, das Strom und Wärme generiert.

ii) **Biomethan Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (BM_GuD) - Auswahl TÖA**

Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) ist ein zweistufiger Kraftwerkstyp der physisch gesehen mit Methan (heute üblicherweise Erdgas) betrieben wird und hier bilanziell mit Biomethan aus einer dazu passenden virtuellen Biomethanaufbereitungsanlage versorgt wird. Die erste Prozessstufe besteht aus einer direkt befeuerten Gasturbine, deren noch vergleichsweise heißer Abgasstrom dazu verwendet wird, Dampf zu erzeugen, der wiederum in einer zweiten (Dampf-)Turbine zur Stromproduktion genutzt werden kann. Ein Teil des Dampfes kann im Niederdruckteil der Turbine zur Wärmeauskoppelung abgezweigt werden.

iii) **Biomethan-Gasturbine (BM_GT)**

Eine Biomethan Gasturbine ist ein einstufiger Kraftwerkstyp der physisch gesehen mit Methan (heute üblicherweise Erdgas) betrieben wird und hier bilanziell mit Biomethan aus einer dazu passenden virtuellen Biomethanaufbereitungsanlage versorgt wird. Die Gasturbine erzeugt in der Regel nur Strom, sodass die im Abgasstrom enthaltene Wärme nicht noch einer anderweitigen Nutzung zugeführt wird. Gasturbinen haben deshalb einen vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrad und niedrige Kapitalkosten, wodurch sie vor allem für sehr kurze Betriebszeiten prädestiniert sind.

iv) **Klärschlammfäulung + Blockheizkraftwerk (KGA)**

Eine Anlage zur Klärschlammfäulung ist eine prozessintegrierte Anlage zur Behandlung von Klärschlamm. Der Klärschlamm wird am Standort der Kläranlage in Faultürmen vergoren und das entstehende Klärgas vor Ort in einem Blockheizkraftwerk in Strom und Wärme umgewandelt. Da Kläranlagen in der Regel einen sehr hohen Eigenbedarf für Wärme und Strom aufweisen, nutzen die Anlagen beide Produkte vor Ort, vermeiden dadurch aber den Einsatz von fossilen Energieträgern bzw. vermindern den Strombedarf aus dem Stromnetz.

v) **Holzvergaser + Blockheizkraftwerk (HG_gBHKW)**

Ein Holzvergaser mit angeschlossenem BHKW ist ein zweistufiges Umwandlungsverfahren. Im ersten Prozessschritt wird aus Holzhackschnitzeln oder Holzpellets in einer autothermen Vergasung mit Luft ein Gasgemisch aus CO, H₂, CH₄ und CO₂ (Holzgas) produziert, das nach einer Entfernung von Teeren und Aschepartikeln gekühlt einem schwachgasfähigen Blockheizkraftwerk zugeführt wird. Dort wird daraus Strom und Wärme generiert. Je nach gewähltem Prozessverfahren kann als Abfall- oder Nebenprodukt Pyrolysekoks und Asche anfallen, die je nach Schadstoffbelastung entsorgt oder vermarktet werden.

vi) **Papier-Zellstoff-KWK (PZK)**

Die Papier-Zellstoff-KWK-Anlage ist eine im Prozess der Papier- bzw. Zellstoffindustrie integrierte Anlage zur Nutzung von Schwarzlauge (aus der Holzmasse extrahierte Ligninlösung), die nach einer Trocknung in einer Kesselanlage verbrannt wird und in der neben Strom und Prozesswärme auch die Lösungsmittel (zurück)gewonnen werden. Die Anlagen bedienen damit mehrere Funktionen innerhalb des Produktionsablaufes und können nicht losgelöst von der Papierherstellung betrachtet werden.

vii) **Pflanzenöl-Blockheizkraftwerk (KWK_PÖL)**

Ein Pflanzenöl-BHKW ist ein einstufiges Umwandlungsverfahren, bei dem Pflanzenöl in einem modifizierten Diesel-BHKW in Strom und Wärme umgewandelt wird. Am Blockheizkraftwerk selbst sind dazu nur geringe Modifikationen notwendig, um die abweichenden Brennstoffeigenschaften gegenüber fossilem Diesel auszugleichen.

viii) **Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine (KWK_HKW) - Auswahl TÖA**

Ein Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine ist ein zweistufiges Umwandlungsverfahren für feste Biobrennstoffe, welches analog zu fossilen Kondensationskraftwerken konzipiert ist. Der erste Prozessschritt ist die Verbrennung der Biomasse in einem Dampfkessel. In einem zweiten Schritt wird der Dampf in einer Turbine entspannt und so Strom erzeugt. Der entspannte Dampf kann anschließend noch für die Auskoppelung von Wärme genutzt werden. Je nach Bauart der Anlage kann auch ein Teil des Heißdampfes zur Wärmenutzung aus dem Prozess verwendet werden, sodass solche Anlagen auch mit Stromkennzahl betrieben werden können.

3.2.2 Auswahl der Konversionstechnologien

Ausgehend von den ersten Modellierungsergebnissen für den 80 % Transformationspfad und einem gemeinsamen Workshop am 23.11.2018 im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wurden 14 Konversionstechnologien für die techno-ökonomische Analyse der Stoffströme ausgewählt. Diese wurden sowohl ausgesucht, da sie aktuell oder zukünftig einen signifikanten Beitrag zur Deckung der Nachfrage nach Bioenergieträgern leisten bzw. in aktuellen politischen Diskussionen von besonderer Bedeutung sind. Die 14 ausgewählten Konversionstechnologien sind nachfolgend dargestellt:

Wärme

1. Biomethan-BHKW
2. Holzhackschnitzelkessel | GHD
3. Scheitholzvergaserkessel
4. Pelletkessel | GBD
5. Mikro-Holzgas-BHKW

Kraftstoff

6. Bioethanol (Zucker)
7. Bioethanol (Lignocellulose)
8. Biomethan (aus Biogas)
9. Biodiesel (FAME, HVO)
10. FT-Kerosin (BtL)
11. Biomethan (SNG)

Strom/KWK

12. Biogasanlage + BHKW
13. Biomethan GuD-Kraftwerk
14. Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine

3.2.3 Techno-ökonomische Analyse der ausgewählten Stoffströme

Die ausgewählten Stoffströme (Biomasse und Konversionstechnologie) wurden einer techno-ökonomischen Analyse unterzogen, um den Primär- und Endenergieumsatz, die THG-Emissionen, die Energieträger- und die CO₂-Vermeidungskosten der einzelnen Stoff- und Energiestrom-Ketten zu berechnen.

Primär- und Endenergieumsatz

Der Primär- und Endenergieumsatz ergibt sich aus den Modellierungsergebnissen (siehe Kapitel 4.3). Zur Darstellung des Primär- und Endenergieumsatzes wurde für jeden Transformationspfad und jedes

Anbauflächenszenario eine Tabelle mit der eingesetzten Primärenergie (aufgelöst nach Biomassen und Hilfsenergie) und der Endenergie (Strom, Wärme) bzw. Sekundärenergie (Kraftstoff) der ausgewählten Konversionstechnologien für die Stützjahre 2020, 2030 und 2050 erzeugt. Für die Darstellung des Primär- und Endenergieumsatzes einer Konversionstechnologie wurde unterstellt, dass die Anlage in dem gewählten Stützjahr neu in Betrieb genommen worden ist und den modellierten Biomassemix aus BENSIM verwendet. Das Inbetriebnahmejahr der Anlage ist entscheidend für die technischen Daten wie Anlagengröße, -auslastung und -wirkungsgrad. Weiterhin ist zur besseren Vergleichbarkeit der Konversionstechnologien untereinander der Output auf 1 PJ pro Jahr für jede Konversionstechnologie normiert worden.

THG-Emissionen

Als Grundlage der Emissionsfaktoren der berücksichtigten Stoff- und Energiestrom-Ketten wurden THG-Bilanzen der einzelnen Optionen erstellt. Für die Bilanzierung von THG-Emissionen gibt es eine Vielzahl von Methoden, häufig sind sie Teil einer umfassenden Ökobilanz. Für die Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der THG-Bilanz berücksichtigt. Die Methode der Ökobilanzierung ist definiert in den DIN ISO Standards 14040 und 14044 (DIN ISO 14040), (DIN ISO 14044) und kann grob in vier Phasen unterteilt werden.

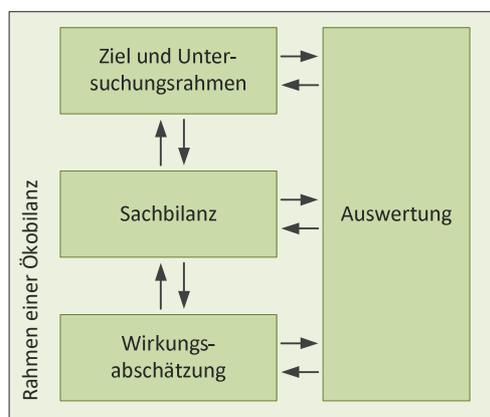


Abbildung 7 Methode der Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040ff

(Die innerhalb der 4 Phasen zu treffenden Festlegungen und Annahmen ermöglichen eine dem definierten Ziel entsprechend dezidierte Bilanzierung. Im Folgenden werden die Annahmen und Rahmenbedingungen für die vorliegenden Bilanzierungen beschrieben.

Bilanzierungsrahmen. Der Bilanzierungsrahmen umfasst jeweils die gesamte Prozesskette (i) der Strombereitstellung, (ii) der Wärmebereitstellung (iii) und der Bereitstellung von Kraftstoff. Über alle Prozessketten startet die Bilanzierung mit der Bereitstellung der Biomasse. Dies umfasst im Falle der Nutzung von Rest- und Abfallstoffen im Wesentlichen die Transportprozesse vom Ort des Anfalls zur Konversionsanlage. Vorgelagerte Prozesse werden bei dem Einsatz von Rest- und Abfallstoffen nicht berücksichtigt. Die Nutzung von Anbaubiomasse beginnt mit den landwirtschaftlichen Kultivierungsprozessen der jeweils eingesetzten Pflanze.

Funktionelle Einheit. Die funktionelle Einheit ist eine Vergleichseinheit, die den Nutzen des Systems beschreibt. In den betrachteten Handlungssträngen ist der jeweilige Nutzen (i) die Strombereitstellung (ii) die Wärmebereitstellung, (iii) und der Bereitstellung von Kraftstoffen. Als Bezugsgrößen wurden daher

- | | | |
|------|---------------------|-----------------|
| i. | Strombereitstellung | 1 kWh Strom |
| ii. | Wärmebereitstellung | 1 MJ Wärme |
| iii. | Kraftstoffe | 1 MJ Kraftstoff |

gewählt. Auf diese Bezugsgrößen werden jeweils alle Inputs und Outputs sowie deren Wirkungen bezogen.

Berücksichtigung von Wärme aus KWK-Prozessen. Ein zentraler Aspekt der Ökobilanzierung ist die Berücksichtigung von Nebenprodukten. In KWK Prozessen wird neben Strom auch Wärme bereitgestellt, die einer externen Nutzung zugeführt werden kann. Die Berücksichtigung dieser Wärme, erfolgt durch eine exergetische Allokation. Mit Hilfe eines Allokationsfaktors werden die THG-Emissionen (die entlang der Prozesskette bis zum Punkt der Produktion des Nebenproduktes entstehen) zwischen dem Hauptprodukt Strom und dem Nebenprodukt (extern genutzte) Wärme aufgeteilt. Wie erwähnt wird in der vorliegenden Untersuchung die Wärme aus KWK Anlagen mittels exergetischer Allokation berücksichtigt. Exergie ist ein thermodynamisches Konzept, das die maximale nutzbare Arbeit beschreibt, welche die verfügbare Energie leisten kann. Somit wird der unterschiedliche Wert von Wärme und Strom berücksichtigt. Für Wärme kann der Exergiewert leicht mit einer physikalischen Formel namens Carnot-Effizienz berechnet werden (die thermodynamische Qualität der Wärme).

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

Wobei, T_h die Temperatur der Wärme (K) und T_0 die auf 273 Kelvin festgelegte Umgebungstemperatur oder Umgebungstemperatur (gleich 0 °C) ist (Thrän et al. 2013). Dies bedeutet, dass die Wärmeenergie von der Temperatur der Wärme abhängig ist. Hohe Temperaturen führen zu hohen Exergiewerten. Strom wird immer mit einem Exergiewert C_{el} von 1 angenommen. Im Prinzip bedeutet dies, dass Wärme aufgrund ihres niedrigeren Exergiewerts niedriger als Strom gewichtet wird. Die Allokationsfaktoren für Strom und Wärme werden entsprechend der folgenden Formeln berechnet:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \times \left(\frac{C_{el} \times \eta_{el}}{C_{el} \times \eta_{el} + C_h \times \eta_h} \right)$$

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \times \left(\frac{C_h \times \eta_h}{C_{el} \times \eta_{el} + C_h \times \eta_h} \right)$$

Wobei, EC_{el} die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Strombereitstellung (je MJ) beschreibt, EC_h die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Wärmebereitstellung (pro MJ), E die THG-Emissionen des Biomassebrennstoffs (pro MJ) darstellt, η_{el} den elektrischen Wirkungsgrad, C_{el} den Exergiewert und η_h die Wärmeeffizienz. Für Wärmetemperaturen unter 150 °C wurde ein konstanter Carnot-Wirkungsgrad von 0,3546 unterstellt.

Sachbilanzdaten. Die Sachbilanz dient dazu, alle relevanten Daten zu sammeln. Diese enthalten Energie- und Rohstoffinputs, den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen, Produkte und Nebenprodukte, Abfälle, Emissionen in die Luft, in Wasser und in den Boden und können auf Messungen, Berechnungen oder auch Schätzungen basieren. Anhand der gesammelten Daten können die Input- und Outputflüsse des betrachteten Produktsystems quantifiziert werden. Die Eingangs- und Inventardaten wurden in diesem Fall folgenden Datenbanken und Tools entnommen: (i) DBFZ-Datenbank, (ii) der international anerkannten Ökoinventardatenbank Ecoinvent Version 2.2 und 3.3 (Swiss centre for life cycle inventories 2010, 2016); (iii) probas (Umweltbundesamt 2019) und (iv) KTBL (KTBL 2018, 2019).

Wirkungsabschätzung. In der Phase der Wirkungsabschätzung werden die Sachbilanzdaten hinsichtlich der potentiellen Umweltwirkungen ausgewertet. Dazu werden die Daten spezifischen Wirkungskategorien zugeordnet, mit Hilfe von so genannten Charakterisierungsfaktoren aggregiert und bezüglich einer Referenzsubstanz beschrieben. Die Berechnung erfolgt nach der IPCC-Methode und wird mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (CO₂-Äq.) dargestellt. Entsprechend der IPCC Methode werden biogene CO₂ Emissionen nicht in die Berechnung mit einbezogen, da man davon ausgeht, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO₂ während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat (Solomon et al. 2007).

Energieträgerkosten bzw. Strom- und Wärmegestehungskosten

Bei der Berechnung der Energieträgerkosten bzw. Strom- und Wärmegestehungskosten wurden die gesamten Kosten für Errichtung und Betrieb den summierten Hauptproduktmengen innerhalb der betrachteten Nutzungsdauer der Konversionstechnologie gegenübergestellt. Für den Kraftstoff-Bereich wurden die Energieträgerkosten zur besseren Vergleichbarkeit ebenfalls in €/MWh (gasförmige Energieträger) berechnet. Wohingegen bei Strom-, Wärme- und KWK-Technologien die Strom- bzw. Wärmegestehungskosten in €/MWh ausgewiesen worden sind. Die Energieträgerkosten bzw. Strom- und Wärmegestehungskosten lassen sich durch die folgende Formel berechnen (verändert nach (Konstantin 2013; Kost et al. 2018; Thrän und Pfeiffer 2013):

$$ETK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t - E_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}}$$

ETK Energieträgerkosten bzw. Strom- und Wärmegestehungskosten in €/MWh

*I*₀ Investitionsausgaben in €

*A*_{*t*} Jährliche Betriebs- und Verbrauchskosten in € im Jahr *t*

*E*_{*t*} Jährliche Gutschriften in € im Jahr *t* (Wärme- bzw. Stromgutschrift bei KWK bzw. WKK-Anlagen)

*M*_{*t*} Produzierte Energiemenge in MWh im Jahr *t*

i realer kalkulatorischer Zinssatz

n Nutzungsdauer der Technologie

t Jahr der Nutzungsperiode (1,2,3,...,n)

Im Gegensatz zur Optimierung in BENSIM, wo sich die Kosten und Volllaststunden von bereits bestehenden Anlagen auch über den Betrachtungszeitraum ändern können, werden bei der Berechnung der Energieträgerkosten sowohl die jährlichen Betriebs- und Verbrauchskosten als auch die jährlich produzierten Energiemengen über die Nutzungsperiode als konstant angenommen. Alle im Vorhaben berechneten Energieträgerkosten sind als reale Werte von 2015 angegeben.

Die Energieträger- bzw. Endenergiekosten wurden für jede ausgewählten Bereitstellungsketten für die Stützjahre (als Zeitpunkt der Inbetriebnahme) 2020, 2030 und 2050 erstellt. Da sich sowohl die Art, die Mengen als auch die Preise der eingesetzten Biomassen in den Stützjahren in Abhängigkeit des gewählten Anbauflächen-Szenarios unterscheiden können, wurden die Energieträgerkosten als Spanne angegeben. Zudem erlösen die KWK-Technologien durch die Auskopplung von Nah-, Fern- oder Prozesswärme zusätzliche Wärmeerlöse, die bei der Berechnung der Energieträgerkosten auch Berücksichtigung finden. Es werden jeweils Strom- und Wärmegestehungskosten mit und ohne Wärme- bzw. Stromgutschriften dargestellt.

Alle Inputparameter sind in Tabelle 2 dargestellt. In Abhängigkeit der Anlagenkapazität unterscheiden sich die Strombezugskosten der Anlagen. Daher erfolgte eine Zuordnung der Anlagen nach Strombezugsart (Haushalte, GHD oder Industrie). Die berücksichtigten Kosten finden sich in Tabelle 3. Für die Berechnung der Gestehungskosten wird eine Volleinspeisung der Anlagen berücksichtigt, d.h. produzierte Endenergie (Strom und Wärme) wird vollständig in das Strom- und Wärmenetz eingespeist. Benötigte Hilfsenergie zum Betrieb der Konversionstechnologien in Form von Strom und Wärme muss zugekauft werden. Mit diesem Ansatz werden die Verbrauchskosten aller Konversionstechnologien (Strom, Wärme und Kraftstoffe) besser miteinander vergleichbar.

Tabelle 2: Darstellung der Input-Daten der ausgewählten Konversionstechnologien/Stoffströme zur Berechnung der Energieträger- bzw. Gestehungskosten.

Ausgewählte Technologien (gerundete Werte)	Investitionsausgaben [TSD €]			Jährliche Betriebskosten [TSD €/a]			Jährliche Verbrauchskosten [TSD €/a] (ohne Edukte)		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Biomethan-BHKW	1.200	1.200	1.200	39	39	39	87	93	100
Holz hackschnitzelkessel (GHD)	180	200	240	21	24	27	2,7	3,1	3,5
Scheitholzvergaserkessel	25	28	34	2,5	2,6	2,5	0,3	0,3	0,4
Pelletkessel (GBD)	26	30	35	1,7	2,2	3,0	0,3	0,4	0,4
Mikro-Holzgas-BHKW	200	190	180	6,3	8,7	12	0,9	1,0	1,1
Zucker-Ethanol	84.000	84.000	84.000	5.600	5.600	5.600	17.000	21.000	27.000
Lignocellulose-Ethanol	140.000	140.000	130.000	5.200	5.100	4.900	5.400	6.000	6.900
Biomethaneinspeiseanlage	12.000	12.000	12.000	690	690	690	1.200	1.400	1.600
Pflanzenölmesterungsanlage	62.000	62.000	62.000	4.800	4.800	4.800	19.000	24.000	31.000
Biomass-to-Liquid (Kerosin)	470.000	460.000	440.000	20.000	20.000	19.000	19.000	23.000	27.000
Synthetic-Natural-Gas-Anlage (SNG)	50.000	48.000	46.000	2.100	2.000	1.900	2.300	2.600	3.000
Biogasanlage + BHKW	6.300	5.700	5.900	250	220	230	100	110	130
Biomethan GuD-Kraftwerk	550.000	550.000	550.000	17.000	17.000	17.000	5.400	6.100	7.000
Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine	27.000	29.000	32.000	2.700	2.800	3.000	450	480	530

Ausgewählte Technologien (gerundete Werte)	Jährliche Gutschriften [TSD €/a]			Produzierte Energiemenge pro Jahr (Hauptprodukt)			Nutzungs- dauer	Strombe- zugsart	
	2020	2030	2050	2020	2030	2050			
Biomethan-BHKW	350	350	360	MWh	4.800	4.800	4.800	25	GHD
Holz hackschnitzelkessel (GHD)	-	-	-	MWh	380	380	380	25	GHD
Scheitholzvergaserkessel	-	-	-	MWh	33	34	36	25	Haushalte
Pelletkessel (GBD)	-	-	-	MWh	29	31	33	30	Haushalte
Mikro-Holzgas-BHKW	1,1	1,2	1,4	MWh	31	31	30	25	Haushalte
Zucker-Ethanol	-	-	-	Mio. l.	240	240	240	25	Industrie
Lignocellulose-Ethanol	-	-	-	Mio. l.	68	68	68	25	Industrie
Biomethaneinspeiseanlage	-	-	-	Tsd. Nm ³	5.600	5.600	5.600	25	GHD
Pflanzenölmesterungsanlage	-	-	-	Mio. l.	210	210	210	25	Industrie
Biomass-to-Liquid (Kerosin)	-	-	-	Mio. l.	160	160	160	25	Industrie
Synthetic-Natural-Gas-Anlage (SNG)	-	-	-	Tsd. Nm ³	19.000	19.000	19.000	25	Industrie
Biogasanlage + BHKW	110	100	92	MWh	3.700	3.300	2.900	25	Gewerbe
Biomethan GuD-Kraftwerk	22.000	22.000	23.000	MWh	1.600.000	1.400.000	1.200.000	30	Industrie
Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine	1.200	1.300	1.600	MWh	29.000	29.000	29.000	25	GHD

Die Strombezugskosten des Jahres 2015 für die berücksichtigten Sektoren basieren auf dem historischen Jahresdurchschnitt (BDEW 2018). Für das Jahr 2050 wurden im Industriesektor die Daten des Vorhabens „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ im Basisszenario übernommen. Die Preissteigerung von 2015 bis 2050 des Industriesektors wurde auf die anderen Sektoren im Bereich der Strombezugskosten übertragen. Da das Basisjahr aus dem genannten Vorhaben 2010 darstellt, wurden mit einer durchschnittlichen Inflationsrate von 1,4 %² die Preise für den zukünftigen Industriestrom als auch für die Wärme (Preise für Fernwärme des Basisszenarios) angepasst. Die Kosten für die dazwischenliegenden Jahre sind linear interpoliert worden.

Der reale kalkulatorische Zinssatz für Kapital wurde in Höhe von 5 % für alle Technologien berücksichtigt. Bei Pelletkesseln sind zudem die Kosten für die Pelletierung der Biomassen in Höhe von 5 €/GJ angerechnet worden.

² Durchschnittliche Inflationsrate in Deutschland zwischen 2010 und 2015 (Destatis 2019).

Tabelle 3: Berücksichtigte Strom- und Wärmebezugskosten in [€₂₀₁₅/MWh]; eigene Berechnungen nach (BDEW 2018; Bernath et al. 2017c).

Bezugskosten in [€ ₂₀₁₅ /MWh]	2015	2050
Strom		
Haushalte	287,0	391,3
GHD	152,3	207,6
Industrie	97,6	133,1
Wärme	56,9	109,4

Bei KWK-Technologien (mit Strom als Hauptprodukt) wurden folgende externe Wärmenutzungsgrade für die Wärmegutschriften inkludiert:

- Biogasanlage + BHKW, 40 % externe Wärmenutzung (heutiger Wärmenutzungsgrad)
- Holzheizkraftwerk + Dampfturbine, 40 % externe Wärmenutzung (heutiger Wärmenutzungsgrad)
- Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, 50 % externe Wärmenutzung (heutiger Wärmenutzungsgrad)

KWK-Technologien, die vorwiegend zur Wärmeerzeugung genutzt wurden (Biomethan-BHKW), erhalten eine Stromgutschrift (da Strom hier als Nebenprodukt deklariert wird), die auf 100 % der Stromerzeugung bezogen wird. Für die Gutschrift wird die Strommenge mit dem Spotmarkt-Preis multipliziert. Dazu wurde vereinfachend die Preissteigerungsrate des Industriestrompreises aus den *Langfristszenarien* für den Zeitraum 2015 bis 2050 auf den Börsenstrompreis übertragen.

THG-Vermeidungskosten

Die THG-Vermeidungskosten geben die Kosten für die Vermeidung von THG-Emissionen gegenüber einer Referenztechnologie an. Die Berechnung der THG-Vermeidungskosten baut auf den vorher ermittelten Kosten und THG-Emissionen der betrachteten Energieträger auf. Nach (Thrän und Pfeiffer 2013) wurden die THG-Vermeidungskosten nach der folgenden Formel berechnet:

$$\text{THG-Vermeidungskosten} = \frac{[(\text{Kosten Bioenergie}) - (\text{Kosten fossile Referenz})]}{[(\text{THG fossile Referenz}) - \text{THG Bioenergie}]}$$

Als fossile Referenz für biomassebasierte Konversionstechnologien/Energieträger wurden folgenden Technologien/Energieträger in Anlehnung an (IINAS 2018) und (Thrän und Pfeiffer 2013) definiert:

- Konversionstechnologien mit dem Hauptprodukt Wärme: Erdgas-Brennwert- und Öl-Heizungen im Verhältnis von 70:30
- Konversionstechnologien mit dem Hauptprodukt Strom: GuD-Kraftwerk (erdgasbetrieben)
- Kraftstoffe im Verkehrssektor:
 - Biomethan (aus Biogas und SNG): Erdgas
 - Bioethanol sowie FT-Kerosin (BtL): Ottokraftstoff
 - FAME (Biodiesel): Dieselkraftstoff

Die fossilen Referenztechnologien zeichnen sich durch die in Tabelle 4 beschriebenen THG-Emissionen und Gestehungskosten aus.

Tabelle 4: THG-Emissionen und Gestehungskosten der Referenztechnologien zur Berechnung der THG-Vermeidungskosten.

THG-Emissionen	2020	2030	2050	Einheit	Daten
Wärme					
Mix 70:30 (Erdgas- Brennwert- : Öl- Heizung)	82,0	80,0	67,4	g CO ₂ -Äq./ MJ Wärme	(IINAS 2018)
Kraftstoffe					
Benzin	85,5	84,7	79,4	g CO ₂ -Äq./ MJ Kraftstoff	(IINAS 2018)
Diesel/Kerosin	86,9	86,1	84,9		(Ramesohl et al. 2003)
Erdgas	73				
Strom					
GuD-Kraftwerk	384,2	386,8		g CO ₂ -Äq./ MJ Strom	(IINAS 2018)
Gestehungskosten					
Wärme					
Mix 70:30 (Erdgas- Brennwert- : Öl- Heizung)	4,3	4,5	4,8	€-ct ₂₀₁₅ /MJ _{th}	(Thrän und Pfeiffer 2013)
Kraftstoffe					
Benzin	2,0	2,3	2,7	€-ct ₂₀₁₅ /MJ	(Thrän und Pfeiffer 2013)
Diesel/Kerosin	1,9	2,2	2,6		
Erdgas	1,3	1,4	1,4		
Strom					
GuD-Kraftwerk	9,5	10,0	10,6	€-ct ₂₀₁₅ /kWh _{el}	(Thrän und Pfeiffer 2013)

Da in (Thrän und Pfeiffer 2013) keine Gestehungskosten bis zum Jahr 2050 angegeben worden sind, wurden die Daten aus den vorherigen Stützjahren mit Hilfe einer Trendfunktion extrapoliert. Die THG-Vermeidungskosten wurden ebenfalls für die Inbetriebnahmejahre 2020, 2030 und 2050 der ausgewählten Konversionstechnologien berechnet. Bei den biomassebasierten Konversionstechnologien wurden jeweils die minimalen als auch maximalen THG-Emissionen und Gestehungskosten bei der Berechnung der THG-Vermeidungskosten mitberücksichtigt. Die Spannen ergaben sich durch unterschiedliche Kosten der Biomassen in den Anbauflächenszenarien als auch verschiedenen Einsatzstoffen in den Technologien. Dazu wurden zur Berechnung der Bandbreiten der THG-Vermeidungskosten jeweils der Quotient aus minimalen bzw. maximalen THG-Einsparungen und den minimalen und maximalen Zusatzkosten der biomassebasierten Konversionstechnologien gebildet. Diese Bandbreiten wurden dann für die THG-Vermeidungskosten angegeben.

3.3 Transformationspfade

3.3.1 Optimale Biomasseallokation

3.3.1.1 Modell

Das BENSIM-Optimierungsmodell optimiert den Ausbau und Einsatz verschiedener Bioenergieoptionen unter gegebenen Randbedingungen (Millinger 2018). In diesem Projekt sind die zu erfüllenden energetischen Nachfragen in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe exogen vorgegeben. Die Erfüllung dieser Nachfragen erfolgt kostenoptimiert über den betrachteten Zeitraum von 2017 – 2050.

Das Modell greift dabei auf eine Technologiematrix zu, in der Daten zu Kosten, Input/Output-Parameter, Ausgangslage und Zugehörigkeit der Optionen zu den verschiedenen Sektoren, bzw. Zugehörigkeit der verschiedenen Biomasseoptionen zu den Technologien gelistet sind (vgl. Abbildung 3).

3.3.1.2 Daten und Annahmen

In jedem untersuchten Transformationspfad und Anbauflächenszenario sind sowohl eine maximale Menge an Abfall- und Reststoffen sowie Anbaubiomassen in Abhängigkeit der gewählten Flächenkulisse verfügbar. Die Anbaufläche kann durch das Modell frei belegt werden. Jedoch darf sich die Anbaufläche bestehender Anbaukulturen jährlich maximal verdoppeln. Anbaukulturen, die in einem bestimmten Jahr noch keine Anbaufläche beansprucht haben, dürfen im ersten Jahr maximal 10k ha neu belegen.

Ähnlich verhält es sich mit der Zubau-Dynamik der Konversionstechnologien. Die Kapazität der verschiedenen Bioenergieoptionen darf jährlich maximal verdoppelt werden. Die Obergrenze liegt bei einem maximalen jährlichen Zubau von 100 PJ. Optionen, die zu Beginn keine Anlagenkapazitäten aufweisen, dürfen im zweiten Jahr maximal 1 PJ zubauen. Die Kapazitäten für das Anfangsjahr 2017 sind exogen vorgegeben und stellen den aktuellen Anlagenbestand dar.

Falls die sektorale Biomassenachfrage mit einheimischen Kapazitäten nicht gedeckt werden kann, besteht im Modell die Möglichkeit, die restliche Nachfrage im Verkehrs- und im Strombereich mittels Kraftstoff- bzw. Stromimporten zu decken. Diese Option wurde als „letzte Möglichkeit“ implementiert, um das Optimierungsproblem in einzelnen Jahren lösbar zu machen. Grundsätzlich versucht das Modell die Energienachfrage prioritär mit inländischen Erzeugungskapazitäten zu decken. Dabei darf es im begrenzten Umfang auf Biomasseimporte zurückgreifen.

Gasförmige Kraftstoffe sind durch vergleichsweise geringe Gestehungskosten ein wichtiges Element im Verkehrssektor zur Erhöhung des Wettbewerbs. Daher wurden die aus den „Langfristszenarien“ verwendeten separaten Nachfragen von Biodiesel, –methan und –LNG (für angepasste / umgerüstete Dieselmotoren) sowie von Bioethanol und –methan (für angepasste / umgerüstete Ottomotoren) in zwei Subsektoren zusammengefasst. Biomethan stellt eine Besonderheit dar, da dieser Energieträger in beiden Subsektoren zur Bedarfserfüllung eingesetzt werden kann. In der Ergebnisdarstellung wird eine aggregierte Abbildung für den gesamten Verkehrssektor gewählt.

3.3.2 Bewertung der Transformationspfade

Bei der Bewertung der Transformationspfade werden zum einen (i) die Auswirkungen auf den ländlichen Raum und zum anderen (ii) die Hemmnisse zur Umsetzung der optimalen Biomasseallokation bis zum Jahr 2050 beschrieben sowie Lösungsansätze zur Überwindung möglicher Zielkonflikte vorgeschlagen.

Hemmnisse zur Umsetzung der optimalen Biomasseallokation

Die Hemmnisse zur Umsetzung der optimalen Biomasseallokation wurden anhand von Expertenschätzungen der Unterauftragnehmer und des DBFZ qualitativ bewertet. Zudem sind mögliche Lösungsansätze zur Zielerreichung erarbeitet worden. Die Bewertung wurde mit Zwischenergebnissen im Oktober/November 2018 durchgeführt, damit die Experten-Anmerkungen in der Modellierung mitberücksichtigt werden konnten (z.B. Begrenzung der Importmengen von bestimmten Biomassen). In Folge der Berücksichtigung der Anmerkungen und der Weiterentwicklung des Modells, unterscheiden sich die Zwischen- von den Endergebnissen teilweise signifikant. Aus diesem Grund konnten nicht alle Punkte der finalen Modellergebnisse von den Unterauftragnehmern abschließend bewertet werden.

Auswirkungen auf den ländlichen Raum

Die Bewertung der Auswirkungen der Transformationspfade auf den ländlichen Raum erfolgen durch Indikatoren, die sich an dem entwickelten Indikatortool von (Bohnet et al. 2015) orientieren. Dazu wurden die Auswirkungen auf den ländlichen Raum bzgl. der eingesetzten Biomassen und verwendeten Konversionstechnologien unterschieden.

Biomassen: Anbaubiomassen und Reststoffe haben tendenziell einen größeren Einfluss auf die Wertschöpfung im ländlichen Raum als Abfallstoffe, die in städtischen Gebieten konzentrierter anfallen und sich dementsprechend zu geringeren Kosten mobilisieren lassen.

Konversionstechnologien: Technologien, die sich entweder aufgrund von verwendeten Biomassen mit einer geringen volumetrischen Energiedichte (z.B. Stroh oder Gülle/Mist) und hohem Transportaufwand oder aufgrund der Lage ihrer Energieabnehmer eher im ländlichen Raum befinden, verbessern die dortige regionale Wertschöpfung (z.B. NawaRo-Biogasanlagen). Für die nachfolgende Bewertung wurden die untersuchten Technologien hinsichtlich ihrer dezentralen Wirksamkeit auf die regionale Wertschöpfung indiziert (1/0), um anschließend die verschiedenen Trajektorien der Bestandsentwicklung für die jeweiligen Technologien in Effekte auf die regionale Wertschöpfung übersetzen zu können.

Zur Bewertung wurden für jedes Anbauflächenszenario und für jeden Transformationspfad sowohl die eingesetzte Biomasse als auch die produzierte Energiemenge aus dezentral wirksamen Konversionstechnologien (Strom, Wärme und Kraftstoffe) in PJ berechnet, die sich durch einen positiven Einfluss auf den ländlichen Raum auszeichnet (Tabelle 5). Dazu wurde für jedes Szenario in den Transformationspfaden das Jahr 2017 dem Zieljahr 2050 gegenübergestellt. Aus der Gegenüberstellung geht hervor, ob die eingesetzte Biomasse bzw. die produzierte Energiemenge der Konversionstechnologien mit einem zunehmenden/gleichbleibenden/abnehmenden Effekt auf den ländlichen Raum im Jahr 2050 gegenüber dem Status quo im Jahr 2017 verbunden ist.

Tabelle 5: Auswahl von Biomassen und Konversionstechnologien, die sich durch einen vorwiegend dezentralen Effekt auf die Wertschöpfung im ländlichen Raum ausüben (grau hinterlegt).

Biomassen	Konversionstechnologien
Anbaubiomassen	Wärme
Raps	Biomethan-BHKW
Mais	Holz hackschnitzelkessel Industrie
Getreide	Pelletkessel GHD
Ackergras	Holz hackschnitzelkessel GHD
Grünland	Scheitholzvergaserkessel
KUP	Pelletkessel Gebäude
Miscanthus	Mikro-Holzgas-BHKW
Zuckerrübe	Kraftstoffe
Blümmischungen	Ethanol aus Zucker
Algen	Ethanol aus Lignocellulose
Scheitholz	Ethanol aus Stärke
Scheitholz	Biomethan aus Biogas
Abfall- und Reststoffe	Biomethan (Bio-Power-to-Gas)
Stroh	FAME
Gülle/Mist	HVO
Waldrestholz	FT-Biodiesel (BtL)
Industrierestholz	FT-Biokerosin (BtL)
Used cooking oils	Power-to-Hydrogen-plus-BtL (Biokerosin)
Bioabfall	Biomethan (SNG)
Ind. Reststoffe	Bio-LNG (aus Biomethan)
Schwarzlauge	Bio-LNG (SNG)
Altholz	Strom
Klärschlamm	Biogasanlage + BHKW
	Biomethan GuD-Kraftwerk
	Biomethan Gasturbine
	Klärschlammfäulung + BHKW
	Holzvergaser + BHKW
	Papier-Zellstoff-KWK
	Pflanzenöl-BHKW
	Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine

Darüber hinaus sind die jährlichen Umsätze, die mit dem Anbau der Anbaubiomassen einhergehen, in €/a berechnet worden.

4 Ergebnisse

Grundsätzliche Einordnung der Modellierungsergebnisse

Das Ziel des Vorhabens war die Ermittlung der kostenoptimalen Biomasseallokation bis zum Zieljahr 2050 in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Bewusst sollten die bestehenden Rahmenbedingungen, die sich durch Märkte oder Gesetze/Verordnungen ergeben, ausgeblendet werden, um möglichst viele Freiheitsgrade zur Zielerreichung zu bekommen (d.h. z.B. keine Einrechnung von EEG-Vergütungen, keine Anforderungen gemäß RED II etc.). Der Ansatz der Biomasseallokation erlaubt die Abbildung von extremen und sehr dynamischen Entwicklungen. Mit bestehenden Rahmenbedingungen können diese Entwicklungen nicht erreicht werden, aber sie können als Richtschnur für weitere Politikmaßnahmen im Sinne einer kostenoptimierten Energiewende dienen.

In Folge dessen ergibt sich eine sehr hohe Dynamik in der Modellierung wie bspw. ein sehr zeitnaher Marktaustritt von Biogasanlagen, die derzeit durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden. Daher ist in der Realität –abweichend zu den Modellierungsergebnissen– nicht zu erwarten, dass die bestehenden Anlagen innerhalb des EEG vor Ablauf ihres Vergütungsanspruches (bis 2030) zu einem großen Teil vorzeitig außer Betrieb gehen werden. Somit sind auch die Biomassen (wie z.B. Gülle/Mist oder Mais) in den bestehenden Anlagen gebunden. Für den Landwirt entsteht somit kein Anlass andere (mehrjährige) Anbaubiomassen zu kultivieren, da diese nicht in der bestehenden (eigenen) Anlage benötigt werden. Darüber hinaus sind besonders die Freiheiten des Modells in den Anfangsjahren 2017-2020 hervorzuheben. Da die bestehenden Rahmenbedingungen außer Acht gelassen wurden, sind auch die bestehenden Stoffströme nicht vordefiniert worden. Gleich zu Beginn der Modellierung stand es dem Modell frei die Biomassen (und die damit verbundene Flächenbelegung) kostenoptimal zu gestalten. Somit kommt es in den ersten Modellierungsjahren zu deutlichen Abweichungen gegenüber dem heutigen Status quo.

Grundsätzlich ist die in der Modellierung unterstellte hohe Dynamik bzgl. der Flächenbelegung von Anbaubiomassen als auch der Umlenkung der Stoffströme im Bereich der Abfall- und Reststoffe in der Praxis als deutlich gedämpfter zu erwarten:

- i) Die Zubau-Dynamik bei Anbaubiomassen fällt wahrscheinlich mit steigender Fläche geringer aus, da zunehmend auch Standorte erschlossen werden müssen, die mit geringeren Erträgen einhergehen.
- ii) Das Modell bildet im Startjahr nicht die tatsächliche energetische Nutzung der berücksichtigten Biomassen ab. Daher wird dem Modell eine hohe Optimierungsdynamik eingeräumt. Dies ist unrealistisch, weil z.B. entsprechende Verwertungswege von Abfallstoffen etabliert sind und die Umlenkung der Stoffströme nur mit zeitlichem Abstand erfolgen kann. Beispielsweise liegt die derzeitige energetische Nutzung von Getreidestroh bei ca. 100.000 t TM pro Jahr. Im Startjahr der Modellierung wird Getreidestroh allerdings aus Kostengründen nicht berücksichtigt, sodass keine Nutzung stattfindet.
- iii) Wenn es im Modellierungszeitraum zu plötzlichen Abnahmen der energetischen Nutzung (z.B. bei Industriestroh) kommt, dann bildet das Modell nicht ab, was mit dem Rohstoff alternativ passiert. Eine plötzliche Zunahme der stofflichen Nutzung ist jedoch unrealistisch und die Deponierung gesetzlich verboten. Auch wenn das Modell an dieser Stelle Unschärfen aufweist ist auf Grund der hohen Energiedichte davon auszugehen, dass der Rohstoff anderweitig genutzt wird (ggf. im Rahmen der Müllverbrennung).

4.1 Biomasse- und Flächenpotentiale

4.1.1 Status quo des Biomasse- und Flächenpotentials in Deutschland

4.1.1.1 Biogene Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz

Die nachfolgende Tabelle 6 fasst die Potentialinformationen zusammen, die an das Optimierungsmodell BENSIM übergeben werden.

Nach dem in Kapitel 3.1 beschriebenen Vorgehen stehen für die ausgewählten **Rest- und Abfallstoffe** 51,9 bis 84,9 Mio. t TM für energetische Nutzungen zur Verfügung. Dies entspricht etwa 662 bis 1.337 PJ Primärenergie. Da einige Biomassegruppen große Bandbreiten aufweisen, enthält die Spalte „Annahmen“ zudem Empfehlungen zu verfügbaren Rohstoff- bzw. Energiemengen (60,4 Mio. t TM bzw. 876 PJ). Die Annahmen basieren auf (Brosowski et al. 2015), eigenen Abschätzungen sowie Zuarbeiten der in Kapitel 2.2, Punkt ii) genannten Unterauftragnehmer.

Auf Grundlage der in Kapitel 3.1 genannten Studien von (Döring et al. 2016) und (RWI und forsa 2015) kann davon ausgegangen werden, dass derzeit etwa 8,2 bis 12,1 Mio. t TM bzw. ca. 150 bis 223 PJ an **Scheitholz** für die Wärmeversorgung im Gebäudesektor eingesetzt werden. Da die verfügbaren Daten zum Einsatz von Scheitholz im Zuge von Verbraucherbefragungen erhoben wurden, sind die Unsicherheiten vergleichsweise hoch. Im Folgenden wird daher der untere Wert der genannten Spannweite (8,2 Mio. t TM bzw. 150 PJ) angenommen.

Insgesamt wird das energetisch nutzbare technische Biomassepotenzial der ausgewählten biogenen Reststoffe, Abfälle und Nebenprodukte sowie Scheitholz mit 68,6 Mio. t TM bzw. 1.026 PJ Primärenergie ausgewiesen.

Bei der Interpretation der Zahlen ist zu beachten, dass nicht alle in Deutschland existierenden Einzelbiomassen berücksichtigt wurden (vgl. Kapitel 3.1). Mit den gewählten Biomassen sind ca. 85 % des technischen und über 95 % des bisher ungenutzten Biomassepotentials abgedeckt (Brosowski et al. 2016). Die angegebene Energiemenge (PJ) hängt von den gewählten Umrechnungsfaktoren und den betrachteten Nutzungspfaden ab (z.B. Vergärung oder Verbrennung). Da biogene Rest- und Abfallstoffe selten definierte Produktqualitäten aufweisen, wurde – soweit entsprechende Datengrundlagen verfügbar waren – mit Bandbreiten gerechnet. Das Verhältnis der Min/Max-Werte kann daher zwischen Rohstoff- und Energiemenge variieren. In Bezug auf die Nutzungsmöglichkeiten biogener Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz sollte außerdem beachtet werden, dass die aufgeführten Zahlen Gesamt mengen für Deutschland darstellen. Für eine ökonomisch und ökologisch nachhaltige Verwertung kommt es jedoch stark darauf an, wie die anfallenden Reststoffe regional verteilt sind (z.B. notwendige Mindestmenge für die Auslegung einer Anlage, Vermeidung langer Transportwege etc.). Hierzu gibt es aktuell noch keine belastbaren Daten.

Tabelle 6: Minimale und maximale Werte sowie Annahmen zum energetisch nutzbaren technischen Biomassepotential in Mio. t TM bzw. PJ Primärenergie der ausgewählten biogenen Reststoffe, Abfälle und Nebenprodukte sowie Scheitholz.

Kategorie	Potential für energetische Nutzung*					
	[Mio. t TM]			[PJ]		
	Min	Max	Annahme	Min	Max	Annahme
Rest- und Abfallstoffe**	51,9	84,9	60,4	662	1.337	876
<i>Bioabfall (braune Tonne)</i>	1,6	1,6	1,6	9	13	10
<i>Waldrestholz</i>	13,2	35,7	16,9	243	656	311
<i>Industrierestholz</i>	8,6	9,5	9,0	158	175	166
<i>Schwarzlauge</i>	1,8	1,8	1,8	32	32	32
<i>UCO</i>	0,0	0,4	0,4	1	14	14
<i>Getreidestroh</i>	6,9	11,4	8,5	36	194	140
<i>Industrielle Reststoffe</i>	0,1	3,8	2,4	1	44	17
<i>Klärschlamm</i>	0,5	0,7	0,6	8	11	9
<i>Gülle/Mist</i>	13,7	13,7	13,7	86	96	90
<i>Altholz</i>	5,5	6,4	5,5	88	102	88
Scheitholz	8,2	12,1	8,2	150	223	150
Gesamt	60,1	97,0	68,6	812	1.560	1.026

* bereits energetisch genutztes technisches Biomassepotential plus ungenutztes/mobilisierbares Potential

** die berücksichtigten Einzelbiomassen sind aus Anhang A 1 ersichtlich

4.1.1.2 Anbaubiomasse

Aus der in Kapitel 3.1 genannten Studien von (Becker und Haarhoff 2016) geht hervor, dass im Jahr 2014 auf etwa 2,6 Mio. ha nachwachsende Rohstoffe angebaut wurden. Der Anbau von Pflanzen für stoffliche Nutzungen (Industriestärke, -zucker, technische Pflanzenöle, Arznei-, Farb- & Faserpflanzen) erfolgte auf 0,2 Mio. ha. Wie aus Tabelle 7 ersichtlich, wurden für energetische Nutzungen (Rapsöl für Biodiesel/Pflanzenöl, Pflanzen für Bioethanol, Pflanzen für Biogas, Pflanzen für Festbrennstoffe) 2,35 Mio. ha eingesetzt. Tabelle 7 zeigt zudem den Energiegehalt der jeweiligen Kulturen unter Berücksichtigung eines mittleren Flächenertrages.

Tabelle 7: Status Quo des Energiepflanzenanbaus in Deutschland, Stand 2014, Quelle: (Becker und Haarhoff 2016). Sowie die im Optimierungsmodell BENSIM berücksichtigten mittleren Flächenerträge der Kulturen und der daraus folgende Primärenergiegehalt der 2014 geernteten Mengen.

Kultur (aggregiert)	Status Quo (2014)		Annahme Flächenertrag BENSIM	Primärenergiegehalt
	[1.000 ha]	[Mio. t TM]	[GJ/ha]	[PJ/a]
Mais	891,3	14,7	297,5	265,2
Raps	798,3	3,1	84,4	67,4
Getreide	404,5	3,0	115,6	46,8
Grünland	198,8	2,6	170,2	33,8
Zuckerrübe	46,4	0,9	238,0	11,0
Miscanthus	4,5	0,03	316,8	1,4
Kurzumtriebs- plantagen (KUP)	6,0	0,02	176,0	1,1
Sonstige	0,4	0,0	-	-
Ackergras	0,0	0,0	243,4	-
Blühmischung	0,0	0,0	187,0	-
Gesamt	2.350,2	24,4	-	426,7

4.1.2 Projektion des Biomasse- und Flächenpotentials bis 2050

4.1.2.1 Biogene Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz

Das technische Biomassepotential biogener Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz sowie deren Nutzung werden durch eine Vielzahl von Faktoren aus den folgenden Bereichen beeinflusst:

- Lebens- und Ernährungsgewohnheiten
- Demographische Entwicklung
- Politische und rechtliche Vorgaben
- Technischer/Wissenschaftlicher Fortschritt
- Betriebswirtschaftliche-/Marktbedingungen
- Struktur der Landwirtschaft
- Klimawandel

Auch wenn sich künftig Verschiebungen in der Bedeutung und Gewichtung einzelner Faktoren ergeben können, wird davon ausgegangen, dass sich das technische Biomassepotential der betrachteten Rest- und Abfallstoffe bis 2050 innerhalb der genannten Bandbreite von ca. 660 bis 1.340 PJ bewegt (siehe Kapitel 3.1).

Um Nutzungskonkurrenzen mit stofflichen Verwertungswegen zu minimieren und die etablierte Nutzung von Scheitholz in Haushalten zu berücksichtigen, wird für diese Biomasse ein konstantes Potential von 150 PJ im Betrachtungszeitraum angenommen.

4.1.2.2 Anbaubiomasse

Das Flächenpotential für den Energiepflanzenanbau hängt wesentlich von folgenden Parametern ab:

- Ernährungsgewohnheiten
- Bevölkerungsentwicklung
- Gesellschaftliche Akzeptanz von Energiepflanzen
- Import von Biomasse und biobasierten Produkten (virtuelle Flächenimporte)
- Nachfrage nach energetisch nutzbarer Biomasse
- Schutz natürlicher Ressourcen
- Nutzung von Grenzstandorten und Gewerbe-, Industrie-, Siedlungs-, Infrastrukturbrachen
- Ertragsentwicklung
- Flächenkonkurrenz (z.B. für Siedlung und Verkehr)
- Politische Rahmenbedingungen und gesetzliche Grundlagen

Unter diesen Überbegriffen ist eine ganze Reihe einzelner Indikatoren zusammengefasst, die sich gegenseitig beeinflussen und untereinander oft sensitiv sind. Eine detaillierte Zusammenstellung der Einflussfaktoren findet sich in Anhang A 1.2. Es ist wichtig zu berücksichtigen, dass jede Änderung eines Einflussfaktors einen Einfluss auf weitere Einflussgrößen hat. Alle Zusammenhänge und deren Dynamik darzustellen wäre sehr komplex und würde eine dynamische Modellierung, basierend auf Befragungen und Prognosen, sowie einem umfassenden Datenbestand voraussetzen. In dem Projekt werden daher keine Entwicklungsszenarien erarbeitet, die das Zusammenspiel verschiedener Einflussfaktoren auf die Flächennutzung darstellen, sondern Zielszenarien konstruiert. Bei diesen wird anhand der politische Zielsetzung vorgegeben, ob und wie viel Anbaufläche künftig gewünscht ist. Ausgangspunkt für die Zielszenarien ist der Status quo im Jahr 2015. Das „Szenario 2,6 Mio. ha bis 2050“ ist an die Entwicklung der Flächenpotentiale aus den Langfristszenarien (Modul 1) angelehnt (Bernath et al. 2017b).

Im Folgenden werden die drei untersuchten Zielszenarien mit ihren jeweiligen Einflussfaktoren beschrieben. Sie wurden in enger Zusammenarbeit mit der *Privates Institut für Nachhaltige Landwirtschaft GmbH (INL)* entwickelt.

- **Szenario 2,6 Mio. ha bis 2050**

In diesem Szenario bleibt die Anbauflächen für Energiepflanzen zwischen 2015 und 2050 weitgehend konstant. Es basiert auf dem Flächenpotential für den Anbau nachwachsender Rohstoffe, dass in den Langfristszenarien (Modul 1) angesetzt wurde. Bestehende Trends werden weitgehend fortgeschrieben, es gibt keine „unerwarteten“ Entwicklungen oder politischen Druck hinsichtlich einer bestimmten Flächenentwicklung. Es wird eine leichte Erhöhung der Anbaufläche für Energiepflanzen erwartet.

Flächeneinsparungen, die durch Ertragssteigerungen (Züchtungsfortschritt) und eine Bevölkerung mit leicht veränderten Ernährungsgewohnheiten (mehr pflanzliche, weniger tierische Produkte) entstehen, werden durch die konstante Zunahme der Anbauflächen für Industriepflanzen auf 1 Mio. ha in 2050, die Reduktion des Stickstoffdünger-Inputs und die moderate Ausweitung von Schutzflächen (Natur-, Boden-, Gewässerschutz) und ökologischer Landwirtschaft weitgehend kompensiert.

- **Szenario 1 Mio. ha bis 2050**

Der Anbau von Energiepflanzen wird schrittweise auf Flächen begrenzt, die für den Anbau von Nahrungs- und Futtermitteln ungeeignet sind, bzw. nicht benötigt werden. In diesem Szenario wird von einer stärkeren Fokussierung auf Umwelt- und Naturschutzbelange sowie die globale Ernährungssicherung (möglichst geringe virtuelle Flächenimporte) ausgegangen. Flächen, die nicht für den Anbau von Nahrungs- und Futtermitteln benötigt werden oder ungeeignet sind, stehen für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung.

Es wird angenommen, dass die Reduktion des Stickstoffdünger-Inputs aus Gründen des Gewässer- und Klimaschutzes gesetzlich festgelegt wird und Restriktionen bei der Anwendung von Pflanzenschutzmitteln in Kraft treten bzw. bestehende Zulassungen auslaufen. Es wird weiter angenommen, dass ökologische bzw. nachhaltige Bewirtschaftungsweisen zunehmen. Diese Extensivierung führt zu einem Stopp bzw. zu einem Rückgang bei den Ertragssteigerungen und erhöht somit den Flächenbedarf für den Anbau von Nahrungsmitteln. Diese Erhöhung kann teilweise durch eine leichte Änderung der Ernährungsgewohnheiten hin zu mehr pflanzlichen und weniger tierischen Produkten ausgeglichen werden. Zudem werden Brachflächen, soweit möglich, landwirtschaftlich genutzt. Die Anbaufläche für Industriepflanzen nimmt bis 2050 moderat zu.

- **Szenario 4 Mio. ha bis 2050**

Dieses Szenario basiert auf der Annahme, dass die Anbaufläche für den Energiepflanzenanbau 2015-2050 etwa verdoppelt werden soll. Importe von Biomasse bzw. biobasierten Produkten zur energetischen Nutzung sind an strenge Nachhaltigkeitsanforderungen geknüpft. Zudem setzt Deutschland auf eine steigende Unabhängigkeit von Importen.

Es kommt zu einem Umstieg in den Ernährungsgewohnheiten: der Konsum tierischer Nahrungsmittel nimmt zugunsten pflanzlicher Nahrungsmittel ab. Da die Produktion pflanzlicher Produkte eine wesentlich höhere Flächeneffizienz aufweist als die Fleisch- und Milchproduktion, werden zusätzliche Flächen für den Anbau von Energiepflanzen frei. Gleichzeitig werden bisher nicht bewirtschaftete Grenzstandorte für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Wo möglich werden Energiepflanzen (z. B. KUP) auch auf Gewerbe-, Industrie-, Siedlungs-, Infrastrukturbrachen angebaut. Vor dem Hintergrund der Fortschreibung der bisherigen (steigenden) Ertragstrends und der damit höheren Flächeneffizienz steht mehr Anbaufläche für Energiepflanzen zur Verfügung. Durch Effizienzsteigerungen können Flächen für Energie-, Nahrungs- und Futterpflanzen zudem verstärkt nachhaltig und dennoch bedarfsdeckend bewirtschaftet werden.

2015 existierende Schutzflächen mit Nutzungsrestriktionen (Natur-, Boden-, Gewässerschutz) sowie ökologisch bewirtschaftete Flächen bleiben bestehen, werden jedoch nicht ausgeweitet.

Wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben, wird ein sukzessives Eintreten der beschriebenen Entwicklungen angenommen. Die Entwicklung vom Status quo zum Eintreten des Zielszenarios wird daher als lineare Entwicklung dargestellt (vgl. Abbildung 4). Unter Annahme, dass die gesamte zur Verfügung stehende Fläche mit nur einer Kultur belegt wird, ergibt sich die theoretisch maximale Erntemenge gemäß Tabelle 8. Dies stellt das jeweilig maximale Potenzial dar.

Tabelle 8: Flächenerträge der betrachteten Kulturen und maximale theoretische Erntemenge, wenn die verfügbare Anbaufläche gänzlich für die jeweilige Kultur genutzt würde.

Kultur (aggregiert)	Annahme Flächenertrag [GJ/ha]	Theoretische maximale Erntemenge im Jahr 2050 [PJ/a]		
		1,0 Mio. ha	2,6 Mio. ha	4,0 Mio. ha
Mais	297,5	297,5	773,5	1190,0
Raps	84,4	84,4	219,5	337,6
Getreide	115,6	115,6	300,6	462,4
Grünland	170,2	170,2	442,4	680,7
Zuckerrübe	238,0	238,0	618,8	952,0
Miscanthus	316,8	316,8	823,7	1267,2
Kurzumtriebsplantagen (KUP)	176,0	176,0	457,6	704,0
Sonstige	-	-	-	-
Ackergras	243,4	243,4	632,7	973,4
Algen	2040,0	2040,0	5304,0	8160,0
Blühmischung	187,0	187,0	486,2	748,0

4.1.2.3 Einfluss der stofflichen Nutzung

Der Einfluss der stofflichen Nutzung auf die für energetische Nutzungen verfügbaren Rohstoffmengen sowie die einsetzbaren Konversionstechnologien ist komplex und bedingt im Wesentlichen zwei Effekte. Erstens kann eine zusätzliche Nachfrage nach Biomassen für stoffliche Nutzungen das Angebot verknappen und höhere Preise nach sich ziehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine gesteigerte stoffliche Nutzung biogener Ressourcen auch mit einem verstärkten Anfall an Reststoffen und Nebenprodukten verbunden sein kann, so dass es in diesen Segmenten zu einer Angebotsausweitung kommen kann (z.B. erhöhter Einsatz von Holz im Bausektor führt zu höherem Aufkommen an Sägenebenprodukten). Chemikalien, Materialien und Werkstoffe können zudem in so genannten Bioraffinerien erzeugt werden, welche unterschiedliche Wertschöpfungsketten miteinander verbinden und verschiedenen Produkte parallel erzeugen. Bei der Herstellung von Produkten für stoffliche Nutzungen können z.B. Bioenergieträger sowie Nahrungs- und Futtermittel als Koppelprodukte erzeugt werden (Klepper und Thrän 2019). Zweitens werden Produkte auf Basis biogener Rohstoffe im Laufe ihres Produktlebenszyklus in modifizierter Form an anderer Stelle im Wirtschaftskreislauf wieder auftauchen (als Nebenprodukt, Abfall oder Reststoff). Damit würde in Abhängigkeit der Produktlebensdauer nach einer gewissen Verweilzeit im Wirtschaftskreislauf die gebundene Biomasse wieder für energetische Zwecke nutzbar sein (Kaskadennutzung).

4.1.3 Kosten der Biomassebereitstellung/Preisinformationen

In Tabelle 9 und Tabelle 10 werden die Informationen zu Kosten der Biomassebereitstellung bzw. Preisinformationen aufgeführt, die an BENSIM übergeben wurden. Bei der Betrachtung von Bereitstellungskosten bzw. Marktpreisen ist zu beachten, dass die aufgeführten Zahlen keine exakten Preis- bzw. Kosteninformationen für einzelne Anlagen beschreiben. Diese hängen – gerade bei räumlich unterschiedlich verteilten Rohstoffen - stark vom Rohstoffbedarf (benötigte Menge pro Jahr) und den damit verbundenen Transportdistanzen bzw. Lagerkosten ab. Diese Informationen stehen derzeit nicht zur Verfügung und sind damit in den aufgeführten Zahlen nicht abgebildet.

4.1.3.1 Biogene Rest- und Abfallstoffe sowie Scheitholz, Status quo

Bei den angegebenen Preis- und Kostenspannen ist zu beachten, dass zwischen einzelnen Jahren große Abweichungen auftreten können. Gerade bei land- und forstwirtschaftlichen Produkten kommt es witterungsbedingt zu Preisschwankungen. Als Eingangsgrößen für die nachfolgende Optimierung in BENSIM werden die Preisinformationen in der Spalte „Annahme“ verwendet.

Tabelle 9: Preisinformationen biogener Rest- und Abfallstoffe und Scheitholz.

Rohstoffgruppe	Min [€/t TM]	Max [€/t TM]	Quelle	Annahme	Kommentar zu Annahme
Bioabfall (braune Tonne)	-224	0	(Richter 2018; N.N. 2016; Scheftelowitz et al. 2013)	0 €/t TM	Entsorgung steht im Vordergrund
Waldrestholz	78	135	(CARMEN e.V. 2017)	vereinfachte Cost-Supply-Curves	Bandbreite wird in Modellierung abgebildet
Industrierestholz	56	62	(FNR)	vereinfachte Cost-Supply-Curves	Bandbreite wird in Modellierung abgebildet
Schwarzlauge	k.A.	k.A.	-	0 €/t TM	betriebsinterne Verwendung
UCO	k.A.	k.A.	-	182 €/t TM	50% des Rapsölpreises (nach wie vor hoher Energiegehalt des Produkts)
Getreidestroh	86	113	(KTBL 2018)	vereinfachte Cost-Supply-Curves	Bandbreite wird in Modellierung abgebildet
Industrielle Reststoffe	-30	144	(Scheftelowitz et al. 2013), Bremer Futtermittel- und Getreidebörse 2018	0 €/t TM	Energiereiche Reststoffe mit hohem Marktpreis = Futtermittel
Klärschlamm	k.A.	k.A.	-	0 €/t TM	Entsorgung steht im Vordergrund
Gülle/Mist	0	5	(KTBL 2018; Scheftelowitz et al. 2013)	vereinfachte Cost-Supply-Curves	Bandbreite wird in Modellierung abgebildet
Altholz	-10	43	(EUWID 2015; Scheftelowitz et al. 2013)	vereinfachte Cost-Supply-Curves	Bandbreite wird in Modellierung abgebildet
Scheitholz	203	309	(TFZ; RWI und forsa 2015)	vereinfachte Cost-Supply-Curves	Bandbreite wird in Modellierung abgebildet

Erläuterung zu Tabelle 9:

- Abfallstoffe, bei denen die Entsorgung im Vordergrund steht, werden mit null Euro bewertet. Hierunter fallen Biogut aus der braunen Tonne und Klärschlamm.
- Industrielle Reststoffe (Nahrungsmittelindustrie) werden ebenfalls mit null Euro bewertet. Preisinformationen sind überwiegend für diejenigen Fraktionen verfügbar, die aufgrund des hohen Anteils an Proteinen, Kohlenhydraten oder Fetten als Futtermittel in der Tierproduktion eingesetzt werden. Preise der energetisch nutzbaren Fraktionen (vgl. Abschnitt 4.1.1.1) sind nur für wenige Einzelbiomassen bekannt und bewegen sich im unteren oder sogar negativen Bereich der in Tabelle 9 genannten Bandbreite.
- Für Schwarzlauge sind keine Preisinformationen bekannt, da diese für gewöhnlich betriebsintern genutzt wird. Dieser Rohstoff wird daher mit null Euro bewertet.
- Waldrestholz und Getreidestroh fallen bei der Ernte von Hauptprodukten (Stammholz/Industrieholz, Getreidekörner) an. Ihre Bergung erfolgt für gewöhnlich nur, wenn damit ein Gewinn erwirtschaftet werden kann. Die Preise sind stark abhängig von der Rohstoffqualität und zudem saisonalen und regionalen Schwankungen unterworfen. Es wird daher empfohlen, die in Tabelle 9 angegebenen Spannbreiten in der Modellierung abzubilden.
- Industrierestholz: aufgrund der hohen Nachfrage und den guten Möglichkeiten zur Weiterverarbeitung (z.B. Rohstoff für Industriehackschnitzel oder Pellets) wird empfohlen, die in Tabelle 9 genannten Bandbreiten in den Simulationen abzubilden.
- Used cooking oils (UCO)/Altspeiseöle: die aktuellen Marktpreise von UCO entsprechen in etwa denen von Rapsöl. Der Energiegehalt dieses Produktes ist nach wie vor hoch, jedoch ist zu beachten, dass die Preise für UCO abhängig von Qualität, Anfallort und Jahreszeit sind. Zudem werden diese zurzeit wesentlich durch das in der European Renewable Energy Directive (RED) festgelegte „double counting“ beeinflusst. Diese Regelung sieht vor, dass Biokraftstoffe doppelt auf die Erfüllung der Biokraftstoffquote angerechnet werden können, wenn sie aus Abfällen oder Reststoffen hergestellt werden. Das heißt, dass Biodieselproduzenten unter Vernachlässigung sonstiger Mehrkosten (für Reinigung und Konditionierung) in etwa die doppelte Zahlungsbereitschaft für UCO aufbringen. Um die preissteigernde Wirkung des „double counting“ auf die Marktpreise von UCO heraus zurechnen, wurde die Annahme getroffen, dass der Wert von UCO ohne „double counting“ nur 50 % des Rapsölpreises beträgt.
- Die Preise für Gülle und Mist bewegen sich innerhalb von Bandbreiten und sind wesentlich abhängig von Jahreszeit und Viehbestand pro ha landwirtschaftlicher Nutzfläche. Negative Preise werden nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass diese die Entsorgung der Exkremate durch den Anlagenbetreiber decken sollen.

Für Scheitholz, Altholz, Gülle und Mist, Wald- und Industrierestholz sowie Getreidestroh werden vereinfachte gestufte Cost-Supply-Curves berücksichtigt. Dazu wird das vorhandene Potential gedrittelt und mit aufsteigenden Preisen versehen. Somit kostet die Erschließung des ersten Drittels der Biomasse weniger als das zweite und dritte Drittel (vgl. Abbildung 8).

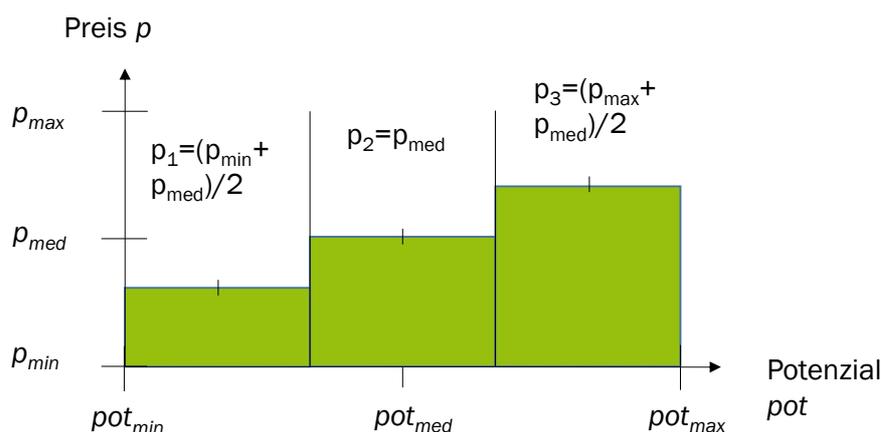


Abbildung 8: Vereinfachte Cost-Supply-Curves für ausgewählte biogene Rest- und Abfallstoffe, Scheitholz und Energiepflanzen.

4.1.3.2 Anbaubiomasse / Energiepflanzen

In Anlehnung an Scheitholz sowie ausgewählte biogene Abfall- und Reststoffe werden die Preise für Anbaubiomassen ebenfalls in Abhängigkeit des Potentials in drei Preisbereiche aufgeteilt (vgl. Abbildung 8). Im Gegensatz zu biogenen Rest- und Abfallstoffen ist das Potential für Anbaubiomassen durch den Ertrag und die berücksichtigte maximale Anbaufläche des ausgewählten Szenarios bestimmt.

Tabelle 10: Bereitstellungskosten von Anbaubiomasse

Rohstoff	Min [€/t TM]	Max [€/t TM]	Quelle	Annahme	Kommentar
Ackergras	83	129	(KTBL 2018)	Bandbreite wird in Modellierung abgebildet	
Algen	480	100000	(Sun et al. 2011; Norsker et al. 2011; Benemann 2013; Skarka 2015)(KTBL 2018)		Angaben unsicher und mit großen Bandbreiten. Erträge und Kosten hängen von Art, System, usw. ab (vgl. (Skarka 2015))
Blümmischung*	78	100	(Danner und Kilian o.J.)		Angaben unsicher
Getreide	130	163	(KTBL 2018)		Korn (Bioethanolproduktion)
Grünland	67	121	(KTBL 2018)		
KUP Pappel	58	87	(KTBL 2018)		
KUP Weide	58	87	(KTBL 2018)		
Mais	67	89	(KTBL 2018)		Silomais
Miscanthus	36	63	(KTBL 2018)		
Raps	286	343	(KTBL 2018)		Rapssaat (Öl)
Zuckerrübe	104	122	(KTBL 2018)		

* Anbau zur Biogaserzeugung findet bisher nur in kleinem Maßstab statt. Angaben zu den Bereitstellungskosten beruhen daher weitgehend auf Annahmen.

4.1.3.3 Preissteigerungsraten

Wie bereits erwähnt, werden Rohstoffpreise wesentlich durch das Verhältnis von Angebot und Nachfrage beeinflusst. Da auf beiden Seiten erhebliche strukturelle Prognoseunsicherheiten bestehen, ist eine verlässliche Abbildung der Preisentwicklung bis 2050 somit nicht möglich. Ausgehend von den in Tabelle 9 und Tabelle 10 beschriebenen Annahmen, wird daher vereinfacht eine jährliche Preissteigerung von 2 % (im 4,0 Mio. ha Szenario), 3 % (im 2,6 Mio. ha Szenario) bzw. 4 % (im 1,0 Mio. ha Szenario) angenommen.

4.2 Techno-ökonomische Analyse

Die Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse der 14 ausgewählten Stoffströme werden in den folgenden Abschnitten beschrieben. Dazu werden zuerst aggregierte Ergebnisse für die Gesteungskosten, die THG-Emissionen sowie die resultierenden THG-Vermeidungskosten dargestellt und anschließend Gesamtenergiebilanzen beschrieben.

4.2.1 Gesteungskosten, THG-Emissionen und THG-Vermeidungskosten

Die Gesteungskosten, THG-Emissionen und THG-Vermeidungskosten werden zur besseren Vergleichbarkeit in einer gemeinsamen Tabelle (Tabelle 11) dargestellt. Für alle ausgewählten 14 Technologien wurden unabhängig von deren Einsatzumfang in den verschiedenen Szenarien noch einmal die Wirkungsgrade in Bezug auf das Hauptprodukt und die absoluten Investitionskosten aufgeführt; weiterhin die Nummer des entsprechenden Technologiesteckbriefes, dem bei Bedarf weitere Kennzahlen zu entnehmen sind.

Für Gesteungskosten, THG-Emissionen und Vermeidungskosten sind jeweils Bandbreiten angegeben, die die oberen und unteren Extremwerte aus den sechs untersuchten Szenarien widerspiegeln. Wenn Einträge leer bleiben (k.A.), ist in dem betrachteten Stützjahr die Technologie in keinem der sechs Szenarien im Modell zum Einsatz gebracht worden. In Folge dessen wurde kein Biomasse-Input für die Konversionstechnologien optimiert, wodurch eine Berechnung der Kennzahlen nicht möglich ist.

Bei den Gesteungskosten zeigte sich im Wärmesektor der Holzhackschnitzelkessel als günstigste Option. Die Aufbereitungskosten des Pelletkessels für die eingesetzte Biomasse erhöhen dessen Wärmegesteungskosten. Im Verkehrssektor gehört FAME (Biodiesel) basierend auf UCO zu den günstigsten Energieträgern, jedoch ist das einheimische UCO-Potential für die Herstellung stark begrenzt. Bei den gasförmigen Kraftstoffen konkurrieren Biomethan aus Biogas bzw. aus thermochemischer Konversion (SNG) mit ähnlichen Gesteungskosten. Im Stromsektor zeigen größere zentrale Strukturen Kostenvorteile gegenüber kleineren Anlagen. So liegen die Stromgesteungskosten bei GuD-Kraftwerken auf Biomethan basierend unterhalb denen von (flexiblen) Biogasanlagen. Die Bandbreiten der Gesteungskosten resultieren aus den unterschiedlichen Kosten der Biomassen in den Anbauflächenszenarien (Preissteigerungsraten) sowie aus dem Einsatzstoff-Mix in den Konversionstechnologien. Beispielsweise variieren die Kosten für den jährlichen Biomasse-Einsatz bei FT-Kerosin (BtL) pro Anlage zwischen 74,0 Mio. €/a (beim Einsatz von Waldrestholz) im Jahr 2020 und 696,5 Mio. €/a (beim Einsatz von Stroh) im Jahr 2050 im 80 %-Transformationspfad.

Negative Werte für die THG-Emissionen (Tabelle 11) resultieren u.a. aus der Herstellung von Biomethan und der Nutzung von Gülle/Mist aus den Gutschriften für die vermiedenen Methan- und Lachgasemissionen aus der offenen Lagerung tierischer Exkremente. Diese überkompensieren die sonstigen Emissionen der Anlage und führen zu einer Netto-THG-Einsparung in Bezug auf das Hauptprodukt. Aus diesem Grund zeigen sich auch sehr große Bandbreiten bei den berechneten THG-Emissionen. Grundsätzlich sind Konversionstechnologien in denen Anbaubiomasse eingesetzt wird, mit vergleichsweise hohen THG-Emissionen verbunden. Im Gegensatz dazu verringert der Einsatz von Abfall- und Reststoffen die THG-Emissionen. Beispielsweise liegen bei der FAME-Herstellung (Biodiesel) die THG-Emissionen im Jahr 2020 bei dem ausschließlichen Einsatz von Raps bei rund 30 gCO₂-Äq./MJ und durch den späteren Einsatz von UCO im Jahr 2030 bei etwa 11 gCO₂-Äq./MJ.

Die negativen Werte für die THG-Vermeidungskosten ergeben sich in den Fällen, in denen die Gestehungskosten der fossilen Referenz oberhalb der Bioenergietechnologie liegen – beispielsweise bei Holzhackschnitzelkesseln. Daher haben Holzhackschnitzelkessel im Wärmesektor sowie FAME (Biodiesel) im Verkehrssektor die geringsten THG-Vermeidungskosten. Wie bei den THG-Emissionen zeichnen sich im Vergleich Konversionstechnologien mit dem vorwiegenden Einsatz von Rest- und Abfallstoffen durch geringe THG-Vermeidungskosten aus.

Tabelle 11 Zusammenfassung der technoökonomischen Eigenschaften ausgewählter untersuchter Technologien. Die abgebildeten Bandbreiten repräsentieren die Modellierungsergebnisse aus den beiden THG-Minderungszielen (80 % / 95 %) sowie den drei untersuchten Szenarien zur verfügbaren Anbaufläche für energetisch genutzte nachwachsende Rohstoffe. Technologie die im jeweiligen Stützjahr vom Modell nicht genutzt wurde enthalten keine Angaben (k.A.).

Auswahl lfd. Nr.	Konversionstechnologie	Steckbrief- nummer	Jahr	Wirkungsgrad Hauptprodukt [%]	Investitions- kosten [T€]	Gestehungs- kosten HP [€/MWh]	THG-Emissionen [gCO ₂ -Äq/kWh]	Vermeidungs- kosten [€/t CO ₂ -Äq]
1	Biomethan aus Biogas	1	2020	58%	11.667	81 - 95	137 - 137	262 - 370
			2030	63%	11.667	55 - 99	-311 - 0	20 - 86
			2050	70%	11.667	59 - 59	-297 - -293	18 - 18
2	Ethanol aus Zucker	2	2020	54%	84.375	83 - 96	144 - 144	71 - 152
			2030	59%	84.375	k.A.	k.A.	k.A.
			2050	66%	84.375	k.A.	k.A.	k.A.
3	Biodiesel durch Umestherung	4	2020	60%	61.666	82 - 107	109 - 111	72 - 193
			2030	61%	61.666	53 - 65	40 - 40	-92 - -44
			2050	62%	61.666	74 - 74	40 - 40	-71 - -71
4	Biomethan aus SNG	5	2020	60%	49.850	67 - 135	40 - 56	93 - 391
			2030	65%	48.160	73 - 127	36 - 52	110 - 342
			2050	73%	45.625	115 - 274	46 - 63	346 - 1036
5	Ethanol aus Lignocellulose	6	2020	38%	139.453	k.A.	k.A.	k.A.
			2030	40%	137.109	k.A.	k.A.	k.A.
			2050	44%	133.594	k.A.	k.A.	k.A.
6	Fischer-Tropsch-Kerosin	8	2020	37%	471.460	77 - 133	69 - 72	39 - 268
			2030	40%	459.524	99 - 186	41 - 67	89 - 405
			2050	45%	441.620	152 - 619	61 - 64	245 - 2165
7	Biogasanlage + Blockheizkraftwerk	12	2020	40%	5.567	211 - 227	-11 - 73	334 - 373
			2030	44%	5.700	k.A.	k.A.	k.A.
			2050	50%	5.900	k.A.	k.A.	k.A.
8	Biomethan-Blockheizkraftwerk	14	2020	41%	1.175	k.A.	k.A.	k.A.
			2030	45%	1.175	k.A.	k.A.	k.A.
			2050	51%	1.175	145 - 145	-262 - -187	-67 - -57
9	Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine	16	2020	34%	26.833	124 - 167	11 - 11	78 - 192
			2030	36%	28.900	124 - 186	10 - 10	18 - 62
			2050	38%	32.000	117 - 255	10 - 10	8 - 108
10	Biomethan Gas- und Dampfkombikraftwerk	19	2020	61%	568.333	154 - 176	185 - 185	294 - 405
			2030	62%	550.000	142 - 200	-94 - 137	34 - 67
			2050	64%	550.000	122 - 207	-488 - -122	11 - 54
11	Mikro-Holzgas-Blockheizkraftwerk	21	2020	50%	205	299 - 326	23 - 23	533 - 632
			2030	50%	190	372 - 377	22 - 22	796 - 812
			2050	50%	180	624 - 736	20 - 20	2023 - 2525
12	Pelletkessel Gebäude	22	2020	80%	26	k.A.	k.A.	k.A.
			2030	84%	29	k.A.	k.A.	k.A.
			2050	90%	34	k.A.	k.A.	k.A.
13	Scheitholzvergaserkessel	23	2020	81%	25	188 - 225	14 - 14	122 - 253
			2030	85%	29	201 - 267	14 - 14	101 - 388
			2050	90%	34	231 - 411	13 - 13	251 - 1034
14	Holzhackschnitzelkessel Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	25	2020	77%	182	116 - 134	16 - 24	-141 - -71
			2030	80%	205	121 - 165	10 - 23	-148 - 15
			2050	85%	240	k.A.	k.A.	k.A.

4.2.2 Gesamtenergiebilanz

Die Gesamtenergiebilanz wird im Folgenden in Form der aggregierten Tabelle 12 dargestellt, und im Anhang A 1.3 auch noch einmal mit Hilfe von Sankey-Diagrammen für ausgewählte Szenarien und Stützjahre visualisiert. Zur Illustration ist in Abbildung 9 der Energieumsatz dargestellt, der sich von den links stehenden Biomassen speist in den mittig angeordneten Konversionstechnologien umgesetzt wird und die rechts stehenden (Sub-)Sektoren mit den entsprechenden Energieträgern bedient.

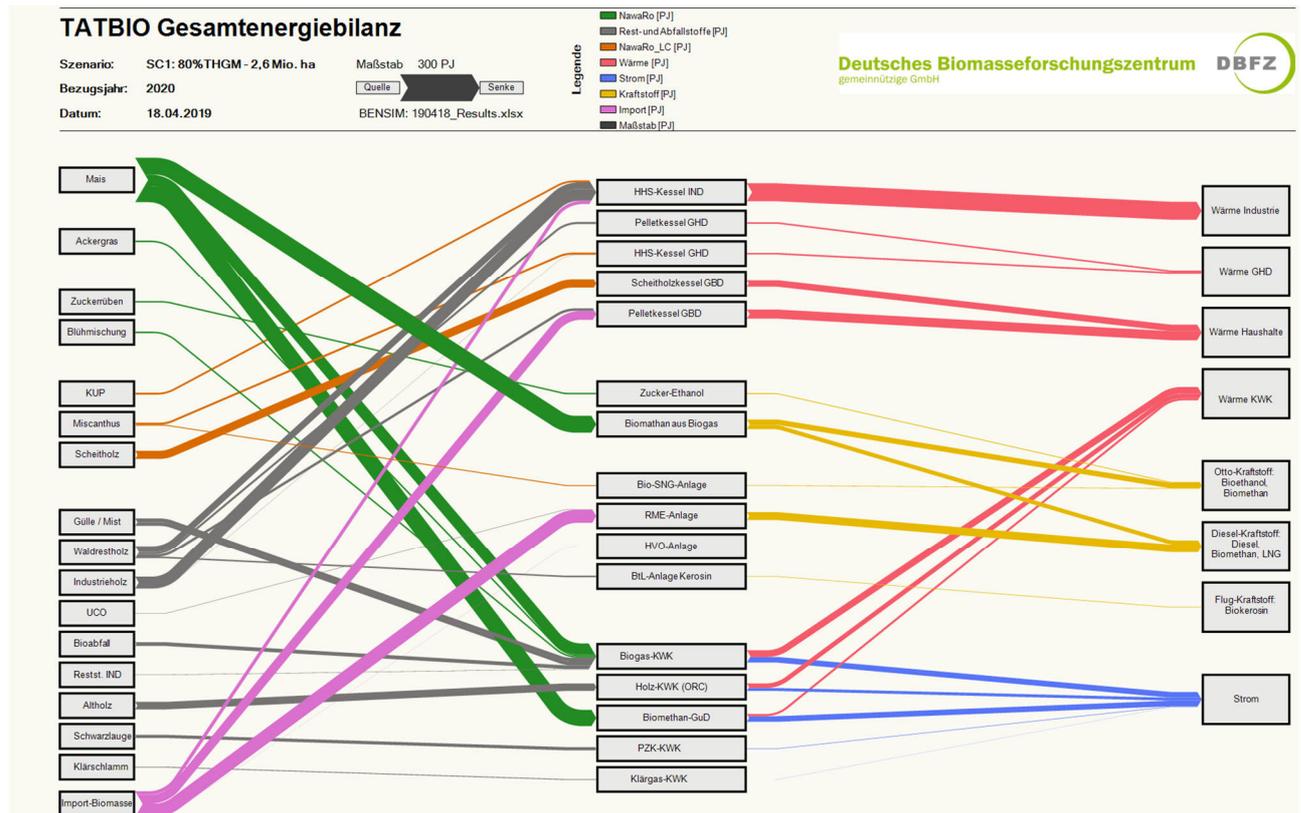


Abbildung 9 Sankey-Diagramm für die Gesamtenergiebilanz (Input, Konversionstechnologien, Output) für das Szenario 1 (80 % THG-Minderung & 2,6 Mio. ha Energiepflanzenanbau) und das Stützjahr 2020 abgebildet

Tabelle 12 Aggregierte Gesamtenergiebilanz (Input aufgeschlüsselt nach Biomassekategorien, Output aufgeschlüsselt nach Sektoren) für das Szenario 80% THG-Reduktion und 2,6 Mio. ha NawaRo-Anbaufläche.

SC1: 80% THGM - 2,6 Mio. ha	NawaRo	NawaRo LC	Rest- & Abfall	Import	Summe
Input-Wärme [PJ]	0	135	259	138	532
Output-Wärme (inkl. KWK) [PJ]	-	-	-	-	563
Input-Kraftstoff [PJ]	204	11	32	148	395
Output-Kraftstoff [PJ]	-	-	-	-	225
Input-Strom [PJ]	412	0	178	15	606
Output-Strom [PJ]	-	-	-	-	167
Input-Summe [PJ]	617	146	470	301	1.533
Output-Summe [PJ]	-	-	-	-	955

4.3 Transformationspfade

Das Optimierungsmodell BENSIM deckt die in den Langfristszenarien ermittelte Stromerzeugung aus Biomasse so kostengünstig wie möglich. Dabei darf die Kapazität von einer beliebigen Technologieoption bzw. die durch eine beliebige Anbaukultur belegte Fläche jährlich maximal verdoppelt werden. Aus diesem Grund haben am Anfang bestehende Technologieoptionen bzw. Anbaukulturen einen skalenmäßigen Vorteil, der unter Umständen mit der Zeit ausgeglichen wird, falls am Anfang nicht in großem Umfang vorhandene Optionen sich als kostengünstiger erweisen. Im Modell werden die Kosten minimiert, ohne die Inklusion von derzeit vorhandenen Förderungen (z.B. EEG-Förderung). Es wird jedoch angenommen, dass Anlagen ihre gesamte Lebenszeit am Markt bleiben und eingesetzt werden könnten.

4.3.1 Ergebnisse der 80 % und 95 % THG-Minderungspfade

4.3.1.1 Umwandlungssektor (Strom)

Im Umwandlungssektor sind am Anfang Biogasanlagen, bedingt durch die EEG-Förderung, in großem Maße vorhanden. Ab 2020 werden jedoch Biogasanlagen durch Biomethan-GuD-Kraftwerke und Holzheizkraftwerke substituiert. Dies ist auf die vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten von großen zentralen Kraftwerken zurückzuführen. Weiterhin werden Papier-Zellstoff-KWK-Anlagen sowie BHKW, die mit Klärgas betrieben werden, in geringerem Umfang eingesetzt. Beide Technologien nutzen jeweils ausschließlich Schwarzlaugelauge bzw. Klärschlamm, die nicht in anderen Konversionstechnologien eingesetzt werden können. Die Potentiale sind jedoch stark limitiert, wodurch eine starke Durchdringung nicht stattfindet. Das gleiche gilt für die Holzheizkraftwerke, die die einzige Option zur Nutzung von Altholz darstellen. Obwohl auch andere holzartige Biomassearten in Holzheizkraftwerken eingesetzt werden könnten, wird die Erzeugung durch Altholzpotalential limitiert, da andere Holzsortimente in anderen Sektoren kostengünstiger eingesetzt werden kann.

Im 80 % Transformationspfad bleiben die Verhältnisse auch anbauflächenübergreifend ab 2025 weitgehend konstant. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Optionen auch im großen Kontext bei gleichbleibender Nachfrage robust ist. Um das Jahr 2040 herum werden bei konstanter und steigender Anbaufläche die noch vorhandenen Biogasanlagen zeitweise im Stromsektor eingesetzt. Da die Kapazitäten kurz danach ihre Lebenszeit erreicht haben, neue Anlagen jedoch nicht wettbewerbsfähig sind, kommt es zu einem erneuten Verschwinden dieser Option.

Im 95 % Transformationspfad sinkt die Stromnachfrage (aus Biomasse) deutlich, wodurch weniger Kapazitäten an GuD-Kraftwerken benötigt werden. Zudem nehmen kostengünstigere Holzheizkraftwerke mit Dampfturbine eine wichtigere Rolle bei der Bedarfserfüllung ein. Biomethan-BHKWs werden in den 2,6 und 1 Mio. ha-Szenarien ab ca. 2040 zur Wärmeerfüllung in der Industrie genutzt und erzeugen gleichzeitig auch Strom. Bei 4 Mio. ha Anbaufläche muss diese relativ teure Option nicht eingesetzt werden, da mehr Biomasse vorhanden ist.

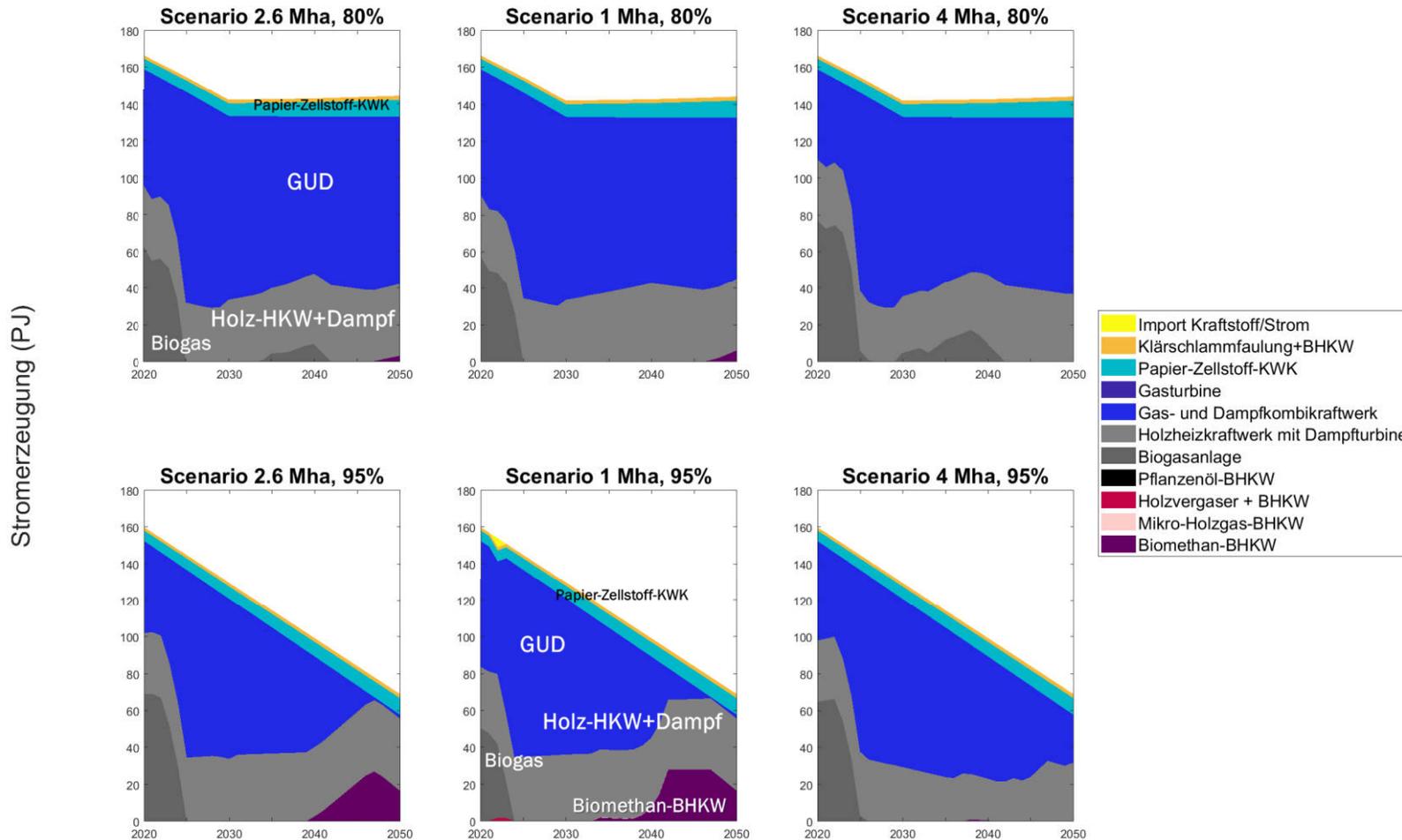


Abbildung 10: Modellierungsergebnisse für den Umwandlungssektor (Strom) in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.

4.3.1.2 Wärmeerzeugung

Die Ergebnisse der Wärmeerzeugung sind aggregiert, d.h. für die Sektoren Industrie, Haushalte und GHD, in Abbildung 11 aufgezeigt.

Im Industriesektor wird die Wärmenachfrage in allen Szenarien fast ausschließlich durch Holzhackschnitzelkessel gedeckt. Die alternative Technologieoption Biomethan-BHKW ist im Vergleich nur im 95% Transformationspfad wirtschaftlich, und dann auch erst ab 2040, um GUD-Kraftwerke zur Stromerzeugung zu verdrängen. Diese Option ist auch auf diese Verdrängung aus Kostengründen limitiert.

Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen besitzen zu Beginn des Betrachtungszeitraumes Holzhackschnitzel- und Pelletkessel ähnliche Marktanteile. Die Deckung der Nachfrage wird im Laufe der Zeit sukzessive durch Pelletkessel in allen Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien übernommen.

Im Haushaltssektor stellen Scheitholzvergaser- und Pelletkessel die wettbewerbsfähigsten Optionen zur Erzeugung von Wärme aus Biomasse dar. Bei einer Knappheit der Anbaufläche übernehmen Scheitholzvergaserkessel zunehmend größere Marktanteile, da die Anbaubiomassen in anderen Sektoren zur Bedarfsdeckung benötigt werden, während diese Option die einzige vorhandene Nutzung von Scheitholz darstellt.

Die gekoppelte KWK-Erzeugung im Sektor Umwandlung Wärme (Nah bzw. Fernwärme) widerspiegelt die Erzeugung im Stromsektor. Zu Beginn erreichen Biogasanlagen erhebliche Marktanteile, um danach wieder nicht mehr zu erzeugen. Holzheizkraftwerke verbrennen das vorhandene Altholz und GUD-Kombikraftwerke werden zur Verstromung von Biomethan eingesetzt, und erzeugen dabei auch Wärme. In den 95%-Szenarien sinkt die Strom- und Wärmeerzeugung durch GUD-Kombikraftwerke, um am Ende komplett verdrängt zu werden.

In allen Szenarien ist auch erkennbar, dass Mikro-Holzgas-BHKWs, Holzvergaser und Pflanzenöl-BHKWs unter den gegebenen Bedingungen nicht wettbewerbsfähig sind.

Insgesamt sind nur geringe Unterschiede zwischen den Szenarien zu erkennen, so dass die Ergebnisse unter den Szenarien als robust angesehen werden können.

Wärmeerzeugung (PJ)

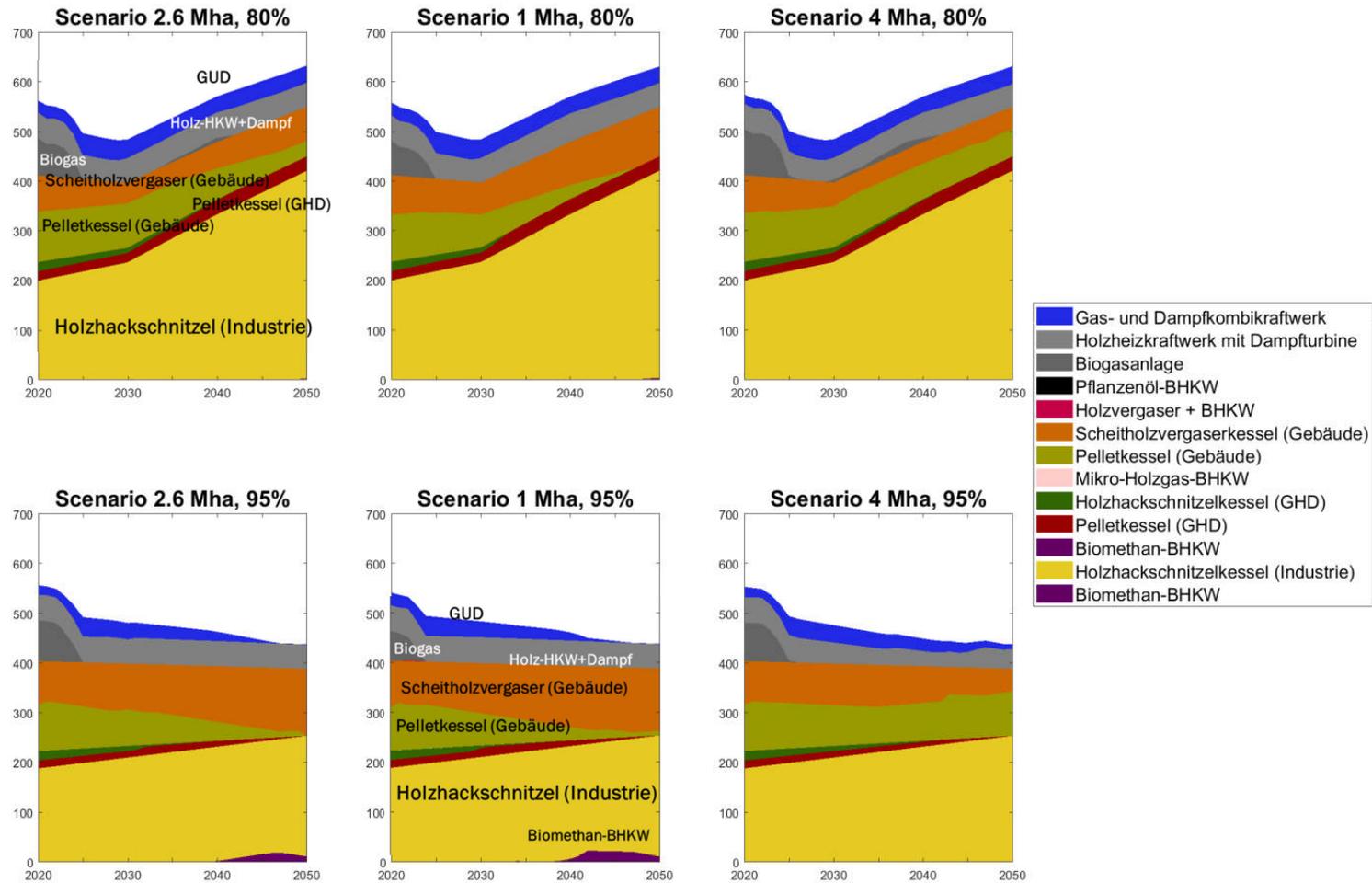


Abbildung 11: Modellierungsergebnisse für den Umwandlungssektor (Wärme) in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.

4.3.1.3 Verkehrssektoren

Im Straßenverkehr werden in allen Szenarien die aktuell eingesetzten Energieträger Biodiesel durch Umesterung und Bioethanol aus Stärke und Zucker bis Mitte der 2020er Jahre durch gasförmiges Biomethan (Vergärung) und vor allem Biomethan (Vergasung) ersetzt (Abbildung 12), da diese Optionen sowohl kostengünstiger sind als auch höhere Wirkungsgrade aufweisen, und zusätzlich auch auf mehr Biomassereststoffoptionen zurückgreifen können im Vergleich zu den flüssigen Kraftstoffoptionen. Um dieses Ergebnis zu ermöglichen, müsste der Marktanteil von gasbetriebenen Fahrzeugen im Vergleich zu heute deutlich erhöht werden. In den 1 Mio. ha Szenarien wird ganz zum Ende des Betrachtungszeitraumes Bio-Power-to-Gas wettbewerbsfähig. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der dafür eingesetzte Stromzuschuss im Vergleich zu Biomasse eine deutlich geringere Kostenerhöhung aufweist.

Im Flugverkehr müssen zu Beginn des Betrachtungszeitraums vor allem Importkraftstoffe eingesetzt werden, da die nationalen Kapazitäten nicht ausreichend sind, um die vorgegebene Nachfrage zu decken. FT-Kerosin (BtL) stellt die dominierende Option dar, wird aber in den Knappheitsszenarien (Anbaufläche für Biomasse von 1 Mio. ha) langfristig durch Power-to-Hydrogen-plus-BtL vollständig verdrängt. Darüber hinaus wird auch die HVO/HEFA-Option verwendet, um Kraftstoffe zu erzeugen, wobei dort vor allem UCO eingesetzt wird. Im Modell wird dadurch kein FAME im Straßen-, Güter- und Schiffsverkehr genutzt, da die Alternativkosten im Flugverkehr deutlich höher sind und im BENSIM die HVO-Anlage so angelegt ist, dass diese nur eine Kraftstoffqualität liefert, wenngleich in der Praxis solche Anlagen auch verschiedene Produkte (z.B. Diesel und Kerosin) produzieren können. Im 95 % Transformationspfad bei einer verfügbaren Anbaufläche von 1 Mio. ha. wird teilweise sogar Raps teuer importiert, um HVO herzustellen. Die erzeugten Biokerosin-Mengen durch die HVO-Option bleiben aber in den meisten Szenarien in beiden Transformationspfaden gering, da das dafür eingesetzte UCO stark durch das nationale Potential begrenzt ist.

Bio-LNG, verflüssigtes Biomethan erscheint nicht in den Szenarien, da diese Optionen im Vergleich zu der direkten Nutzung von Biomethan leicht höhere Kosten und leicht geringere Wirkungsgrade aufweisen. In manchen Verkehrssektoren (Güter und Schiffsverkehr) ist Bio-LNG jedoch geeigneter im Vergleich zu gasförmigen Kraftstoffen, was aber nicht in den Szenarien extra ausgewiesen wurde, weil die weitere Differenzierung der Verkehrsbereiche hier nicht erfolgte.

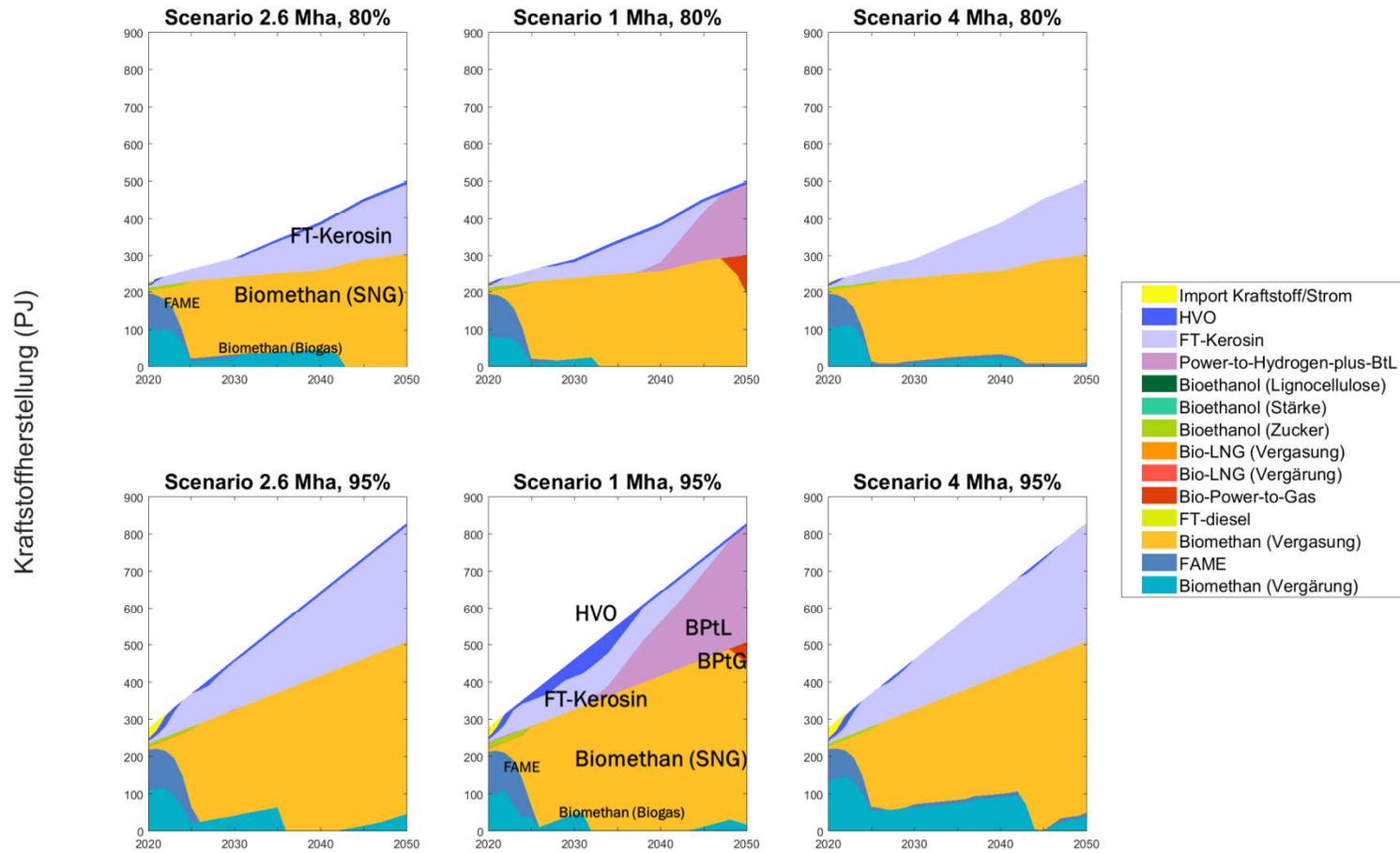


Abbildung 12: Modellierungsergebnisse für den Kraftstoffsektor in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.

4.3.1.4 Installierte Leistungen und Anzahl der Anlagen in den Transformationspfaden

Die installierten Leistungen in MW und die Anzahl der Anlagen, die durch die Optimierung ermittelt worden sind, sind beispielhaft für den 80 % Transformationspfad und das 2,6 Mio. ha Anbauflächenszenario in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 13: Kapazitäten und Anzahl der Anlagen der Konversionstechnologien für den 80 % Transformationspfad und das 2,6 Mio. ha Anbauflächenszenario. Die Auswahl beschränkt sich auf 21 von 28 Technologien die mindestens einmal in den 6 Szenarien vom BENSIM eingesetzt wurden, dabei werden nicht in jedem Szenario alle Technologien eingesetzt (hier. z.B. das Mikroholzgas-BHKW)

Sektor	80%THGM - 2,6 Mio. ha	Kapazität [MW]			Anzahl der Anlagen		
	Konversionstechnologie	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Wärme	Biomethan-Blockheizkraftwerk	0	0	302	0	0	302
	Holz hackschnitzkessel Industrie	11.140	13.180	23.279	2.228	2.636	4.656
	Pelletkessel GHD	1.024	1.044	1.600	6.400	6.525	10.000
	Holz hackschnitzkessel GHD	1.056	576	0	13.200	7.200	0
	Scheitholzvergaserkessel	9.975	5.511	8.689	588.689	325.266	512.802
	Pelletkessel Gebäude	17.276	14.662	4.769	909.259	771.698	250.988
Kraftstoff	Ethanol aus Zucker	299	0	0	3	0	0
	Biomethan aus Biogas	3.738	928	0	513	127	0
	Biomethan + Power-to-Gas	0	0	0	0	0	0
	Biodiesel durch Umesterung	3.116	293	0	12	1	0
	Biodiesel durch Hydrierung	222	0	292	1	0	1
	Fischer-Tropsch-Kerosin	222	1.750	6.583	1	9	34
	Power-to-Hydrogen-plus-BtL	0	0	0	0	0	0
	Biomethan aus SNG	222	7.154	10.500	9	282	414
Strom	Bio-LNG aus Biomethan	0	0	0	0	0	0
	Biogasanlage + Blockheizkraftwerk	4.565	0	0	4.169	0	0
	Biomethan Gas- und Dampfkombikraftwerk	5.241	9.230	10.077	10	18	20
	Klärschlammfäulung + Blockheizkraftwerk	59	65	75	441	478	552
	Papier-Zellstoff-KWK	354	421	556	12	14	19
	Holzvergaser + Blockheizkraftwerk	1.847	1.874	2.174	308	312	362
Mikro-Holzgas-Blockheizkraftwerk	0	0	0	0	0	0	

4.3.1.5 Biomassenutzung

Anbaubiomasse

In sämtlichen Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien findet eine große und zeitnahe Transformation der nationalen Landnutzung für Anbaubiomasse statt (Abbildung 13). Raps, Getreide, Zuckerrübe und Grünland werden vor allem durch die mehrjährigen Kulturen Miscanthus und (zum Teil) KUP verdrängt, da diese Optionen vergleichsweise höhere Erträge aufweisen und somit teurere Importe verhindern. Miscanthus dominiert zunehmend in allen Szenarien, während Mais zu Beginn des Betrachtungszeitraums einen starken Flächenzuwachs erfährt und sich später dem heutigen Niveau wieder angleicht bzw. im 95 % Transformationspfad gänzlich ersetzt wird. Der Einsatz von KUP ist im 80 % Transformationspfad bei einer Anbaufläche von 4 Mio. ha. am größten. In allen Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien wird im letzten Jahr der Optimierung die komplette verfügbare Anbaufläche für Biomasse genutzt.

Reststoffnutzung

Im Bereich der Rest- und Abfallstoffe werden bis auf die industriellen Reststoffe, Stroh und Scheitholz alle Potentiale in vollem Umfang in beiden Transformationspfaden ausgeschöpft (Abbildung 13). Im 95 % Transformationspfad wird zudem das volle Scheitholzpotalential genutzt. Die energetische Nutzung des gesamten Getreidestrohs findet kostenoptimiert in beiden Transformationspfaden statt, wenn die Anbaufläche für Biomassen auf 1 Mio. ha reduziert wird. Bei einer Ausweitung der Anbauflächen auf 4 Mio. ha. wird das Waldrestholz-Potential nicht gänzlich ausgeschöpft.

Biomasseimporte

Ähnlich wie bei den Anbaubiomassen, findet zu Beginn des Betrachtungszeitraums ein verstärkter Import von KUP und Raps statt, der später durch Miscanthus-Pellets substituiert wird (Abbildung 14). Eine Ausnahme bildet im 95 % Transformationspfad die Reduktion der Anbaufläche auf 1 Mio. ha. In diesem Fall wird in großem Umfang bis Mitte der 2040er Jahre Raps importiert, um Biokerosin (HVO) für den Flugverkehr zu produzieren. In allen untersuchten Szenarien (in beiden Transformationspfaden) wird Waldrestholz und (mit leichten Variationen) Altholz bis zur Potentialgrenze importiert, um die nationale Nachfrage möglichst kostengünstig zu decken.

Umfang der Biomassenutzung

Der Umfang der Biomassenutzung variiert stark zwischen den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien (Tabelle 14, vgl. Abbildung 13). Einen Einfluss auf die zur Verfügung stehende Anbaubiomasse hat sowohl die verfügbare Fläche in den Anbauflächenszenarien als auch die Flächeneffizienz der angebauten Biomassen. Demzufolge wird das maximal erreichbare energetische Biomassepotential im 95 % Transformationspfad erreicht, indem bis zum Jahr 2050 ausschließlich Miscanthus im Inland angebaut wird. Im 95 % Transformationspfad wird bei einer Reduktion der Anbaufläche auf 1 Mio. ha (nahezu) das gesamte Rest- und Abfallstoffpotential mit Ausnahme der industriellen Reststoffe vollständig ausgeschöpft. Das maximal verfügbare Biomassepotential, bestehend aus den inländischen Biomassen und den Importen, variiert zwischen 1.596 PJ und 2.546 PJ bei einer verfügbaren Anbaufläche von 1 bzw. 4 Mio. ha. Eine Reduktion der Anbaufläche auf 1 Mio. ha führt zu einer fast vollständigen Nutzung des gesamt verfügbaren Biomassepotentials. Dementsprechend werden die Modellierungsergebnisse entscheidend von den Anbauflächenszenarien beeinflusst. Ohne das Zurückgreifen auf Power-to-X-Technologien, die mit Hilfe von Wasserstoff aus der Elektrolyse den Brennstoffnutzungsgrad der Konversionstechnologien erhöhen, wären die Ziele in den 1 Mio. ha Anbauflächenszenarien nicht lösbar. Daher müsste v.a. für den Flugverkehr Strom (bzw. regenerativer Wasserstoff) genutzt werden, um mit der Option Power-to-Hydrogen-plus-BtL die nationale Nachfrage zu decken.

Tabelle 14: Umfang der Biomassenutzung in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien im Jahr 2050 [PJ/a].

Transformationspfad	80 %			95 %		
Anbaufläche [Mio. ha]	2,6	1	4	2,6	1	4
Anbaubiomasse [PJ]	817	306	1122	824	317	1267
Mais	96	174	103	0	0	0
KUP	0	0	178	0	0	0
Miscanthus	721	132	841	824	317	1267
Sonstige	0	0	0	0	0	0
Rest- und Abfallstoffe, inkl. Scheitholz [PJ]	817	851	631	891	881	688
Scheitholz	76	110	50	150	140	50
Stroh	0	0	0	0	0	0
Gülle/Mist	90	90	90	90	90	90
Waldrestholz	311	311	151	311	311	212
Industrierestholz	166	166	166	166	166	166
Used cooking oils	14	14	14	14	14	14
Bioabfall	10	10	10	10	10	10
Industr. Reststoffe	17	17	17	17	17	17
Schwarzlauge	36	36	36	36	36	36
Altholz	88	88	88	88	88	84
Klärschlamm	9	9	9	9	9	9
Importbiomasse [PJ]	214	331	103	331	331	100
Σ Biomassenutzung [PJ]	1849	1488	1856	2046	1529	2055
Maximal im Modell nutzbares Biomassepotential [PJ] ³	2103	1596	2546	2103	1596	2546
Nicht genutztes Potential	254	108	691	57	67	491
Scheitholz	74	40	100	0	10	100
Stroh	57	57	57	57	57	57
Waldrestholz	0	0	160	0	0	99
Altholz	0	0	0	0	0	4
Import	117	0	228	0	0	231
Anbau	6	11	145	0	0	0

³ Die Summe aus maximalem Potential von Biomassen auf den verfügbaren Anbauflächen mit der höchsten Flächeneffizienz (Miscanthus), von Rest- und Abfallstoffen sowie Scheitholz und dem maximalen Import von Biomasse.

Biomassenutzung gesamt (PJ)

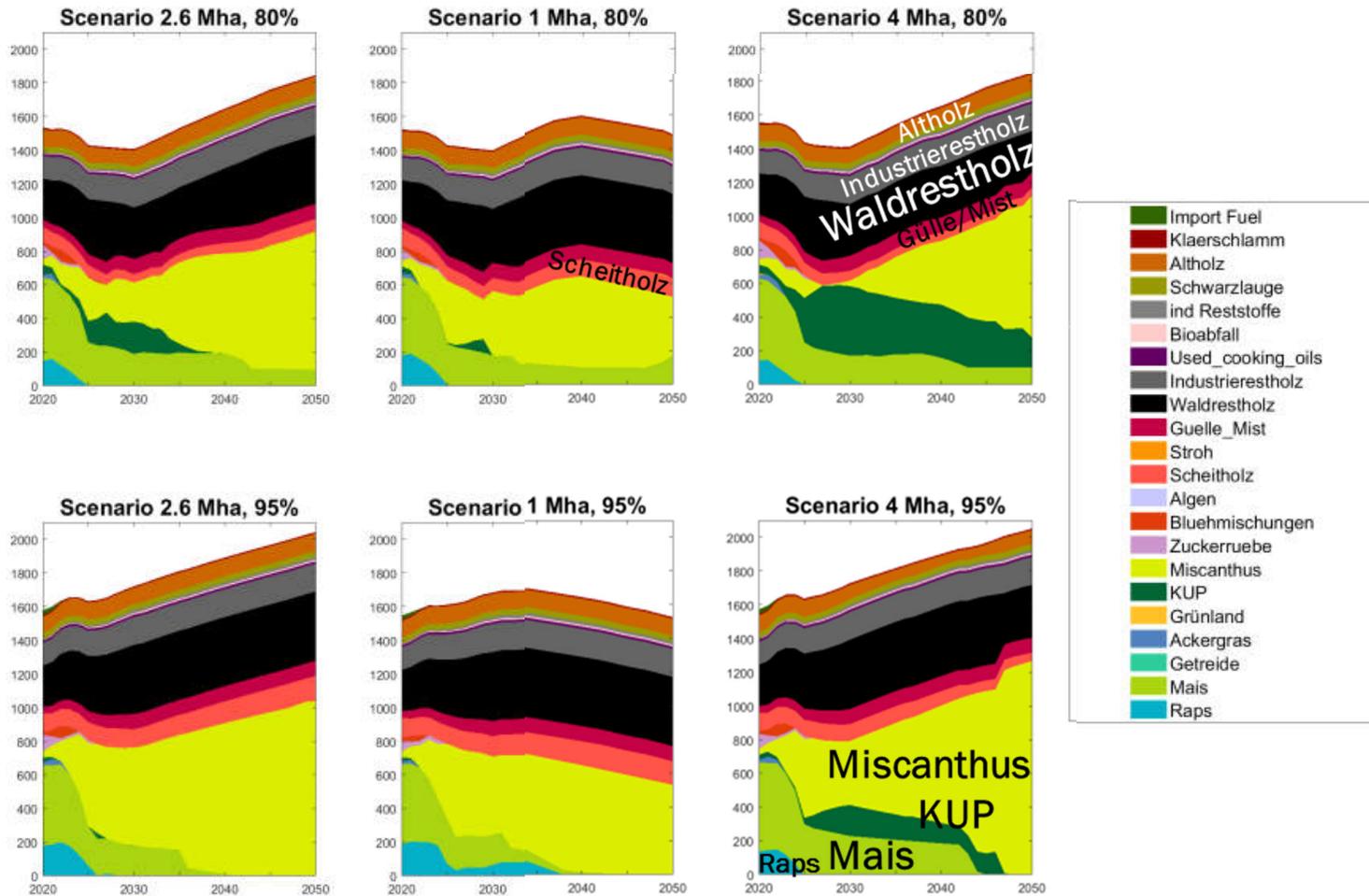


Abbildung 13: Energetische Biomassenutzung der Abfall- und Reststoffe, Scheitholz und Anbaubiomassen in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.

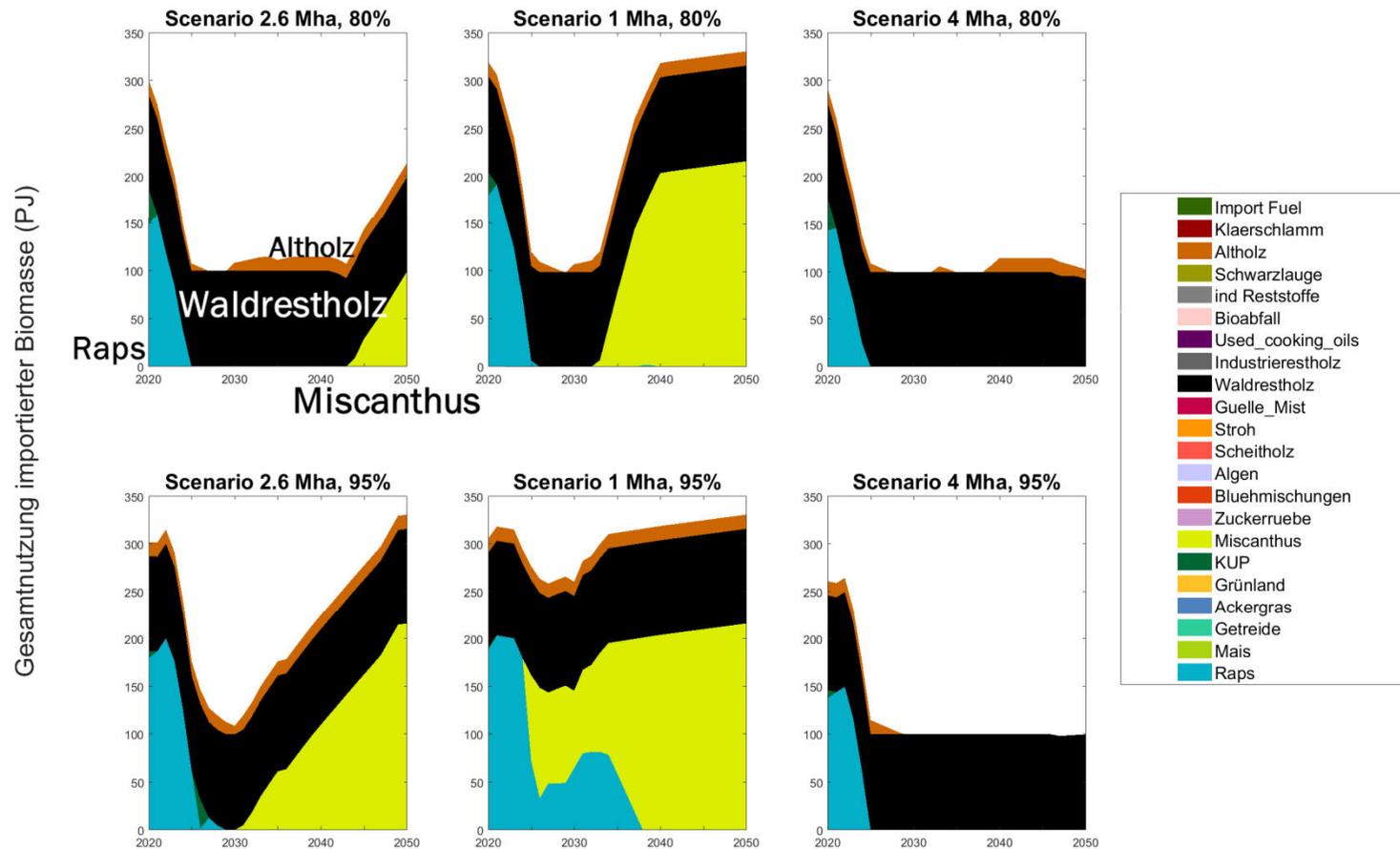


Abbildung 14: Import von Biomasse in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.

4.3.1.6 Gesamtkosten in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien

Die jährlichen Gesamtkosten (diskontiert) in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien sind in Tabelle 15 zusammengefasst. In allen Szenarien liegen die Gesamtkosten in 2020 zwischen 33 und 36 Mrd. €. Bedingt durch sowohl unterschiedliche Preisentwicklungen in den verschiedenen Anbauflächenszenarien als auch durch die Nutzung von unterschiedlich teuren Biomassearten und Konversionstechnologien ergeben sich in den Szenarien stark unterschiedliche Entwicklungen der Gesamtkosten. Insbesondere die Nutzung von strombasierten Kraftstoffen in den Szenarien mit 1 Mio. ha Anbaufläche in Kombination mit einer höheren Preisentwicklung resultiert in über 170 % höheren Gesamtkosten im Vergleich zu dem 80 %-4 Mio. ha-Szenario. Selbst im Vergleich zwischen den 80 %- und 95 %-1 Mio. ha Szenarien, mit den gleichen Preisentwicklungen, ergeben sich über 20 % höhere Kosten, was alleine auf die Nutzung von teureren Biomassen und Technologien zurückzuführen ist.

Tabelle 15: Gesamtkosten sowie Durchschnittskosten für die Bioenergieherstellung in den Stützjahren 2020, 2030, 2040 und 2050 (diskontiert) in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien.

Transformations- pfad	Anbauflächen- szenario	Gesamtkosten (Mrd. €)				Durchschnittskosten (€/GJ)			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
80 %	2,6 Mio. ha	33	30	35	46	41	36	35	38
	1,0 Mio. ha	34	31	44	84	42	37	43	57
	4,0 Mio. ha	33	28	32	38	41	34	31	32
95 %	2,6 Mio. ha	36	36	43	54	41	37	38	42
	1,0 Mio. ha	37	40	60	103	42	40	49	61
	4,0 Mio. ha	36	34	37	42	41	35	33	33

Vergleicht man die durchschnittlichen Bereitstellungskosten für Bioenergie (Tabelle 15), kann man sehen, dass diese bei zunehmender Anbaufläche um ca. 20 % sinken, während sie bei abnehmender Anbaufläche um >60-90 % steigen. Am Anfang sind die durchschnittlichen Kosten um 41 €/GJ (oder ca. 15 ct/kWh), um im 80 %-4 Mio. ha Szenario auf 32 €/GJ (12 ct/kWh) zu sinken bzw. im 95 %-1 Mio. ha Szenario auf 61 €/GJ (22 ct/kWh) zu steigen.

4.3.1.7 Sensitivitätsanalysen und Extremszenarien

Zur Analyse der Robustheit der Ergebnisse sind Sensitivitätsanalysen und Extremszenarien durchgeführt bzw. modelliert worden. Dabei sind die Kapitalkosten von Biogasanlagen, die Erträge von Miscanthus sowie eine gehemmte Durchdringung von gasförmigen Kraftstoffen im Verkehrssektor als wichtige Parameter identifiziert worden. Die Untersuchung der gasförmigen Kraftstoffe ist insbesondere von Bedeutung, da diese zwar häufig wettbewerbsfähiger als flüssige sind, aber die heutige Infrastruktur nicht darauf ausgelegt ist. Im Extremszenario ist untersucht worden, welche Kraftstoffmengen maximal erzeugt werden könnten, wenn die Biomasse ausschließlich im Verkehrssektor eingesetzt werden würde.

Kapitalkosten Biogasanlagen

In allen Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien werden Biogasanlagen zu Beginn zugebaut, um wenige Jahre später nicht mehr eingesetzt zu werden. Selbst bei stark reduzierten Kapitalkosten können Biogasanlagen mittel- und langfristig nicht mit kostengünstigeren zentralen GuD-Kraftwerken, die mit Biomethan betrieben werden, konkurrieren. Das zeigt auch, dass bestehende Biogasanlagen, deren Investitionen bereits in der Vergangenheit lagen, nach dem Ende der EEG-Förderung sehr wahrscheinlich außer Betrieb genommen werden.

Niedrigere Erträge für Miscanthus

Miscanthus dominiert in beiden Transformationspfaden die Anbauflächen, um möglichst kostenoptimal die zukünftige Biomassenachfrage zu decken. Dies liegt u.a. an dem hohen Flächenertrag von Miscanthus, der sich aus Literaturdaten ergibt. Wenn die Miscanthus-Erträge im Mittelwert um 20 % reduziert werden, dann verringert sich der Einsatz von Miscanthus deutlich (Abbildung 15). In Folge dessen dominieren Mais und KUP die Anbauflächen. Lediglich im 80 % Transformationspfad bei einer verfügbaren Anbaufläche von 2,6 Mio. ha entfallen noch größere Flächenanteile auf Miscanthus.

Die Folge ist, dass maisbasierte Konversionspfade wirtschaftlicher werden, was vor allem in der Kraftstoffherstellung deutlich wird, wo Biomethan durch Vergärung statt durch Vergasung hergestellt wird. Eine weitere Folge ist, dass sich Biomethan-BHKWs in den 95 %-Transformationspfaden stärker durchsetzen (Abbildung 16).

Nur flüssige Kraftstoffe im Verkehr

Sind im Kraftstoffsektor als Sensitivität keine gasförmigen Kraftstoffe mehr zugelassen, erhöht sich die Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen entsprechend. Unter den gegebenen Randbedingungen lässt sich die Nachfrage im 80 % Transformationspfad im Falle einer Reduktion der Anbaufläche auf 1 Mio. ha nicht mehr decken. Dann könnte die Nachfrage nur über erhöhte Biomasseimporte gedeckt werden. Bei einer Ausweitung der Anbaufläche auf über 2,6 Mio. ha wird Ethanol (Zucker), FAME (Biodiesel) und FT-Diesel (BtL) im Straßenverkehrssektor erzeugt. Bei 2,6 Mio. ha ist weiterhin die Technologieoption Power-to-Hydrogen-plus-BtL notwendig, um den Brennstoffnutzungsgrad zu erhöhen und die Nachfrage nach Flüssigkraftstoffen zu erfüllen. Dies erklärt auch die vorherigen Ergebnisse im Verkehrssektor. Wird dem Modell eingeräumt, dass es frei einen Kraftstoff wählen kann, wird wegen der höheren Flächeneffizienz unter Berücksichtigung der Kosten vorwiegend auf gasförmige Kraftstoffe gesetzt.

Da gleichzeitig die Biomasseallokation über alle Sektoren optimiert wird, führt der Einsatz von flüssigen Kraftstoffen im Verkehr zu Wechselwirkungen mit dem Wärme- und Stromsektor. Die Haushaltswärme wird dann überwiegend von Scheitholzvergaser- anstelle von Pelletkesseln bereitgestellt; einsetzbare holzartige Reststoffe und Anbaubiomasseearten die in pelletierter Form für Pelletkessel eingesetzt werden können sind im Verkehrssektor gebunden und werden durch Scheitholzpotehtiale kompensiert. Gleichzeitig führt die höhere Nachfrage nach Biomasse zu einem schnelleren Markaustritt von Biogasanlagen im Stromsektor.

Biomassenutzung gesamt (PJ)

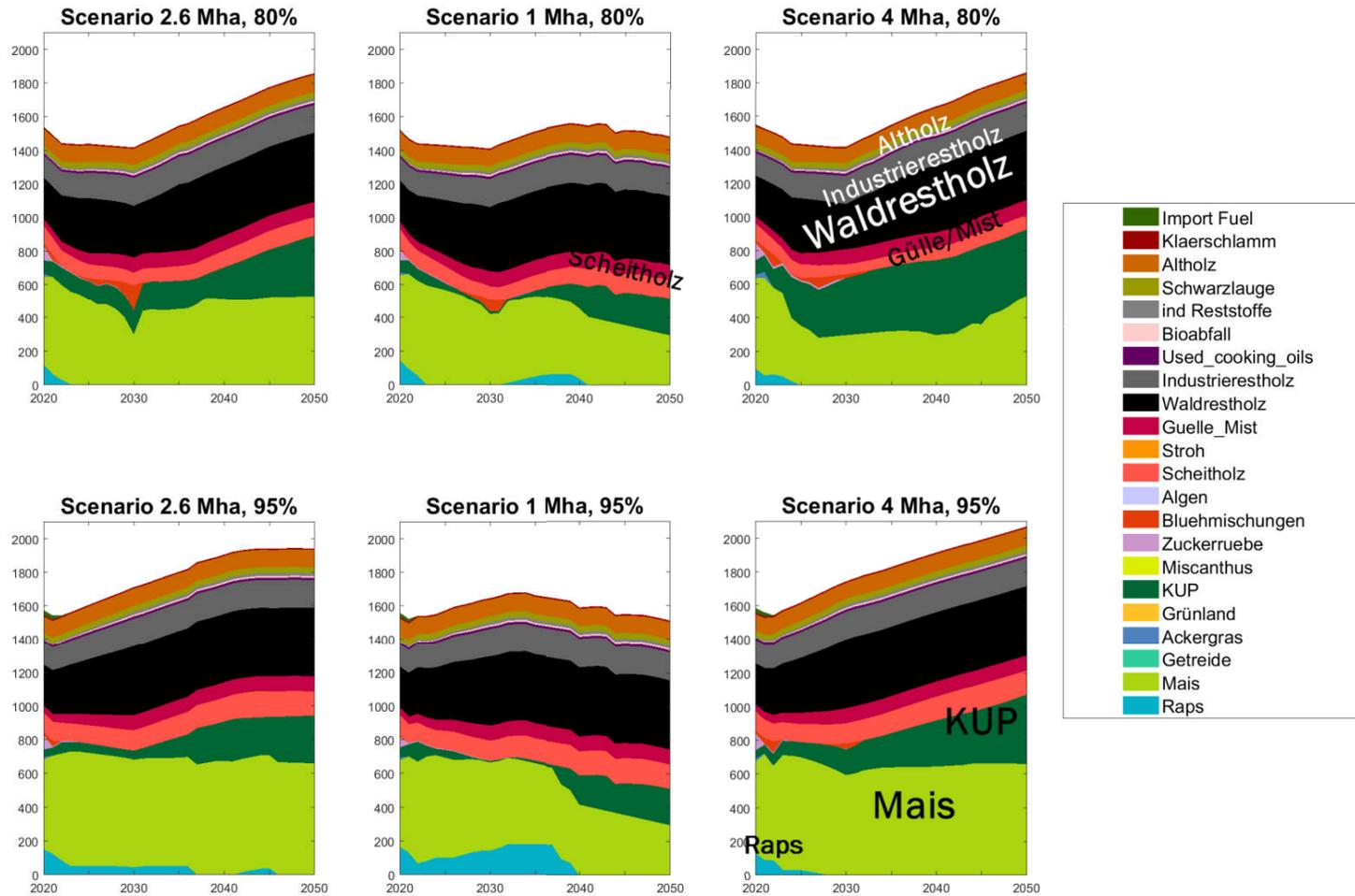


Abbildung 15: Biomassenutzung in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien, wenn der angenommene Flächenenertrag von Miscanthus um 20 % reduziert wird.

Gesamterzeugung Strom, Wärme und Kraftstoffe (PJ)

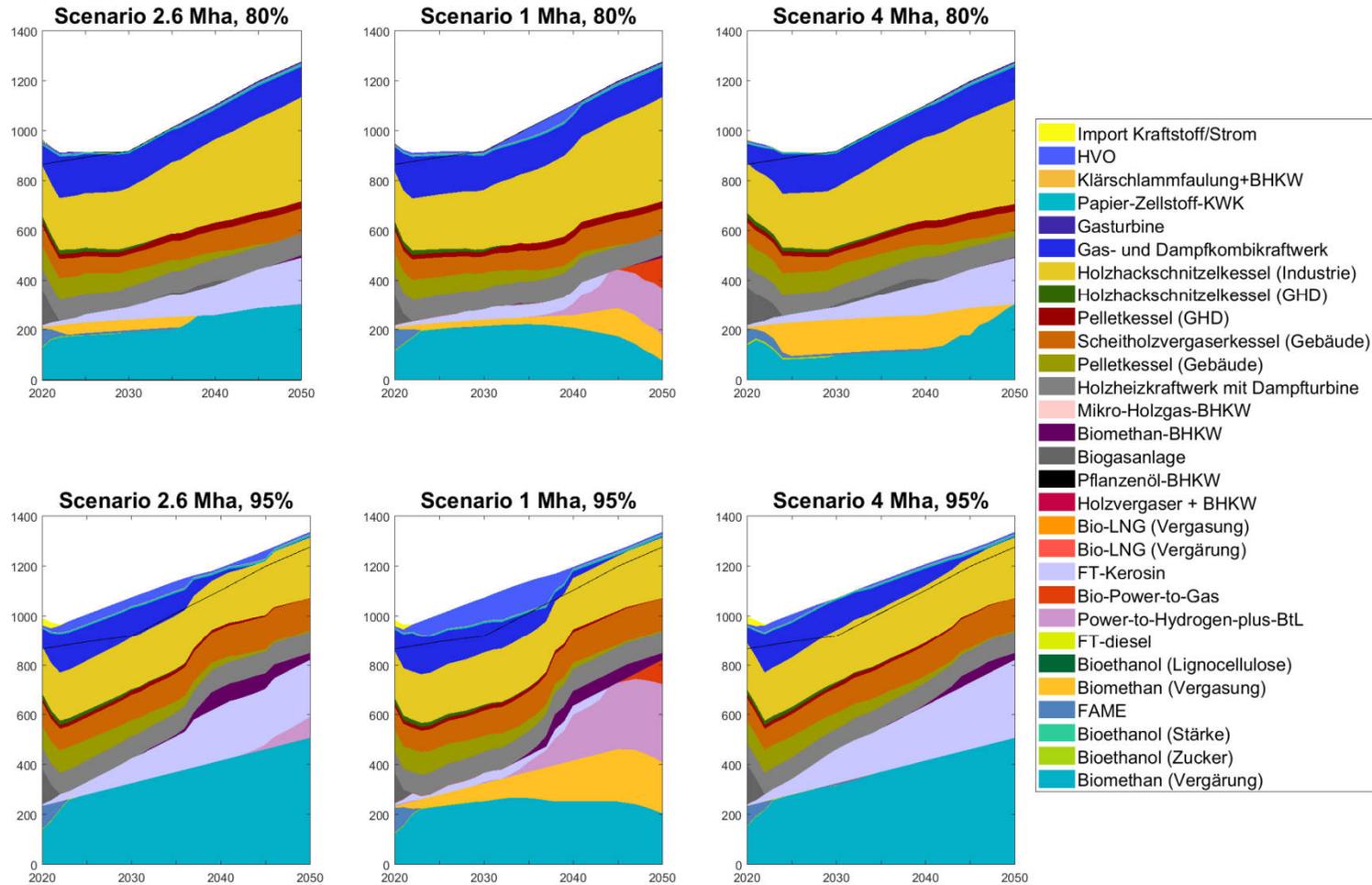


Abbildung 16: Gesamterzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoff, wenn der angenommene Flächenenertrag von Miscanthus um 20 % reduziert wird.

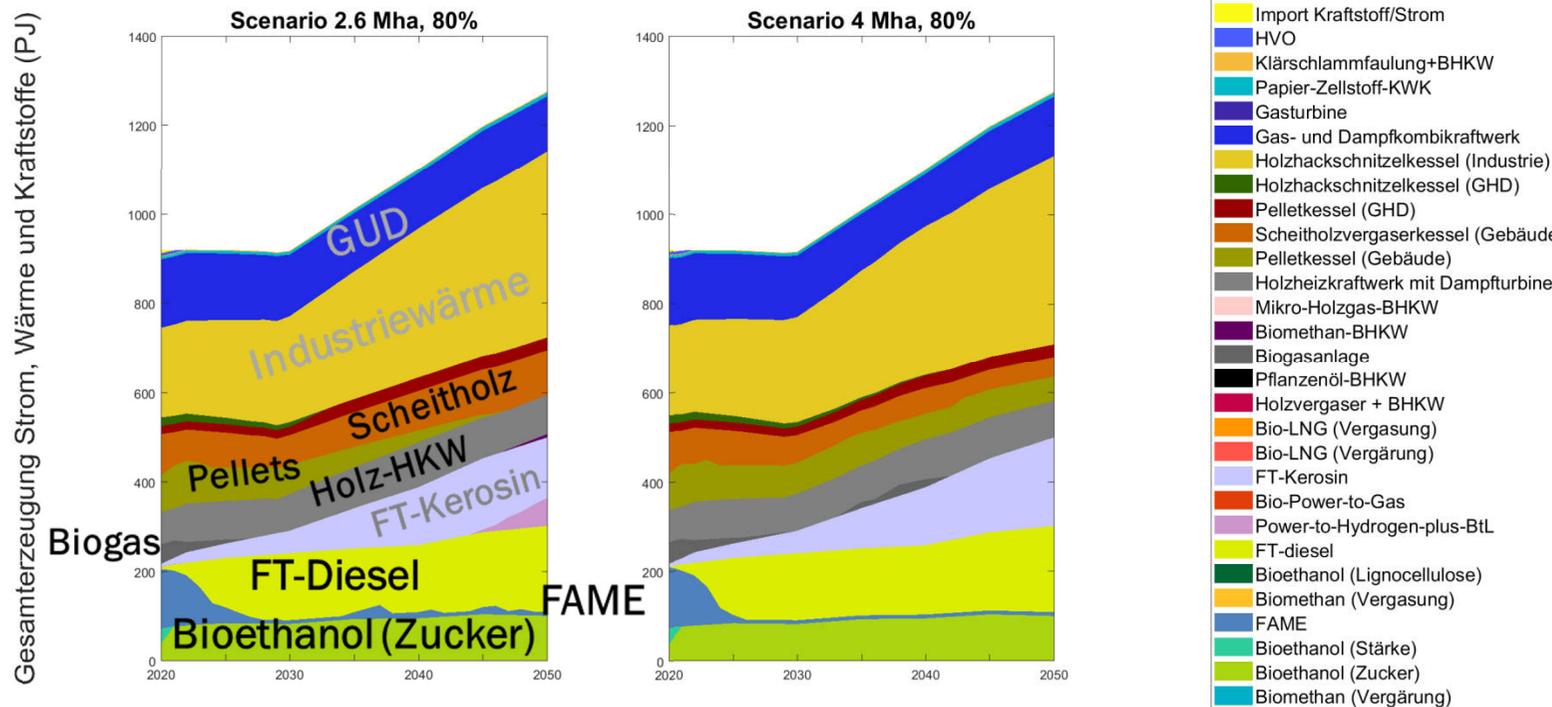


Abbildung 17: Modellierungsergebnisse, wenn im Verkehrssektor nur flüssige Kraftstoffe betrachtet werden. Dargestellt ist die Gesamterzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffe.

Extremszenario *Kraftstoff*

In einem Fallbeispiel wurde die energetische Kraftstoffmenge mit den vorgegebenen Biomassen und Konversionstechnologien maximiert, ohne Kostenminimierung. Dabei wurde die Produktion in allen anderen Sektoren auf null gesetzt, die Rohstoffbezüge für die Kraftstoffherstellung aber belassen. Deshalb wurden Schwarzlaube, Altholz und Klärschlamm ausgeschlossen. Zudem wurden Importe sowie Algen nicht zugelassen. Die Entwicklungen der zur Verfügung stehenden Anbaufläche und der Biomassekosten wurden wie in den 2,6 Mio. ha Szenarien angenommen. Fünf Fälle wurden betrachtet: mit allen Kraftstoffoptionen zugelassen, mit nur flüssigen Kraftstoffoptionen (jeweils mit und ohne Stromzuschuss), und ein Fall wo nur flüssige Kraftstoffoptionen einschließlich verflüssigtes Methan zugelassen waren.

In diesem Fall sind im Wesentlichen zwei Effekte zu beobachten (Abbildung 20):

- i) Gasförmige Kraftstoffe sind am ertragsreichsten. Der maximale Kraftstofftertrag von 2.128 PJ wird erzielt, wenn auch gasförmige Kraftstoffe produziert werden dürfen, dann stellen Biomethan (Bio-Power-to-Gas) mit 164 PJ und Biokerosin (Power-to-Hydrogen-plus-BtL) mit 1.955 PJ die Technologieoptionen dar, die den höchsten Kraftstofftertrag liefern. Dürfen ausschließlich flüssige Kraftstoffe erzeugt werden, sinkt die produzierte Kraftstoffmenge um 164 PJ, da nicht alle Biomasseoptionen genutzt werden können.
- ii) Power-to-X-Technologien erhöhen durch den zusätzlichen Einsatz von regenerativem Wasserstoff den Brennstoffnutzungsgrad. Im Vergleich zum Ausschluss von Power-to-X-Technologien kann die Kraftstoffmenge von 1.076 PJ auf 2.128 PJ in etwa verdoppelt werden.

Die Spanne der maximal produzierten Kraftstoffmenge im Extremszenario *Kraftstoff* reicht von 632 bis 2.128 PJ. Der geringste Kraftstofftertrag wird beim Ausschluss von Power-to-X-Technologien sowie der Fokussierung auf flüssige Kraftstoffe erzielt. Werden auch gasförmige Kraftstoffe zugelassen, erhöht sich der maximale Kraftstofftertrag auf 1.076 PJ im Jahr 2050. Für die maximale Menge sind jedoch Power-to-X-Technologien unabdingbar. Für den um rund 1050 PJ höheren Kraftstofftertrag werden aufgrund der Umwandlungsverluste in Elektrolyseuren und Methanisierung jedoch 2.549 PJ (708 TWh) Stromzuschuss benötigt. Dies entspricht in etwa der heutigen Größenordnung im kompletten deutschen Stromsektor.

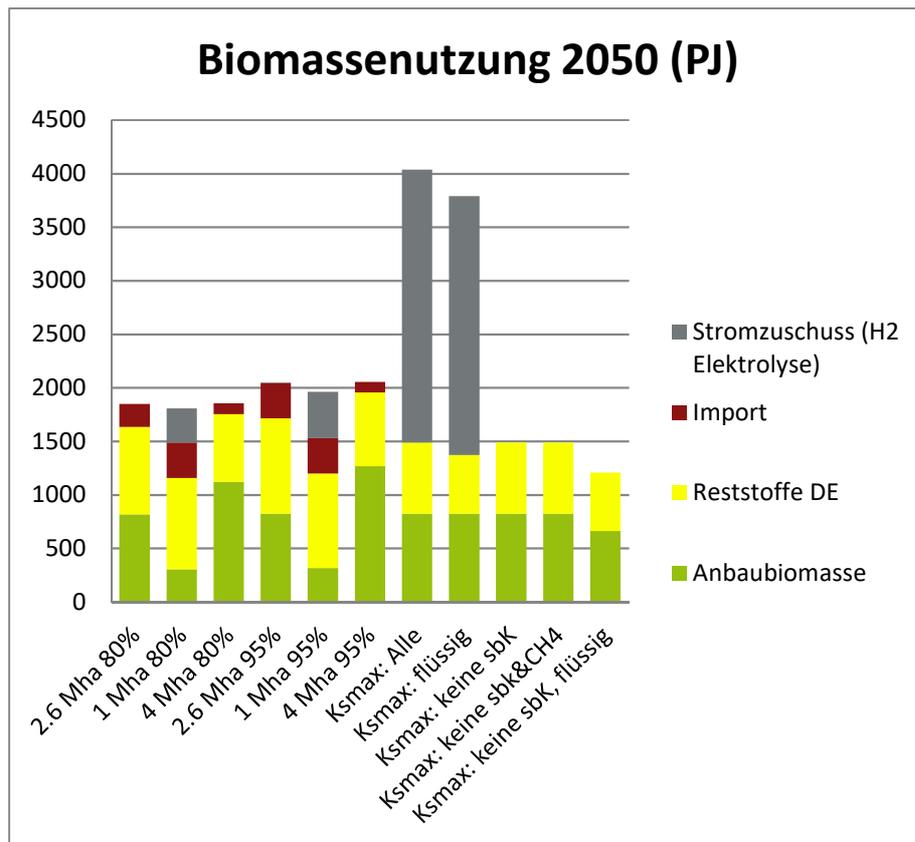


Abbildung 18: Biomassenutzung in den Haupt- und Extremszenarien im Jahr 2050, verteilt auf Anbaubiomasse, inländische Reststoffe, Importe und Stromzuschuss. Ksmax = Kraftstoffmaximierung, sbK = strombasierte Kraftstoffe (biogene Kraftstoffe mit Stromzuschuss), CH4 = Methan, H2 = Wasserstoff, Mha = Megahektar (Millionen Hektar), DE = Deutschland.

Ein Kostenvergleich für das Stützjahr 2050 zeigt, dass die Extremszenarien mit PtX-Optionen auch deutlich höhere Kosten aufweisen (Abbildung 19). Während die Durchschnittskosten für die Energieerzeugung aus Biomasse in den 2,6 Mio. ha-Szenarien 38-42 €/GJ (14-15 ct/kWh) betragen, liegen sie in den Extremszenarien mit Stromzuschuss bei 87-88 €/GJ (31 ct/kWh). Der Unterschied zwischen den Extremszenarien mit bzw. ohne gasförmiger Kraftstoffe ist ebenso bemerkenswert: werden alle Kraftstoffe zugelassen, können durch die gasförmigen Optionen mehr Biomasseoptionen genutzt und höhere Wirkungsgrade bei der Konversion erreicht werden, so dass 70 % mehr Kraftstoffe hergestellt werden können, während die relativen Kosten um 37 % niedriger ausfallen (35 bzw. 55 €/GJ).

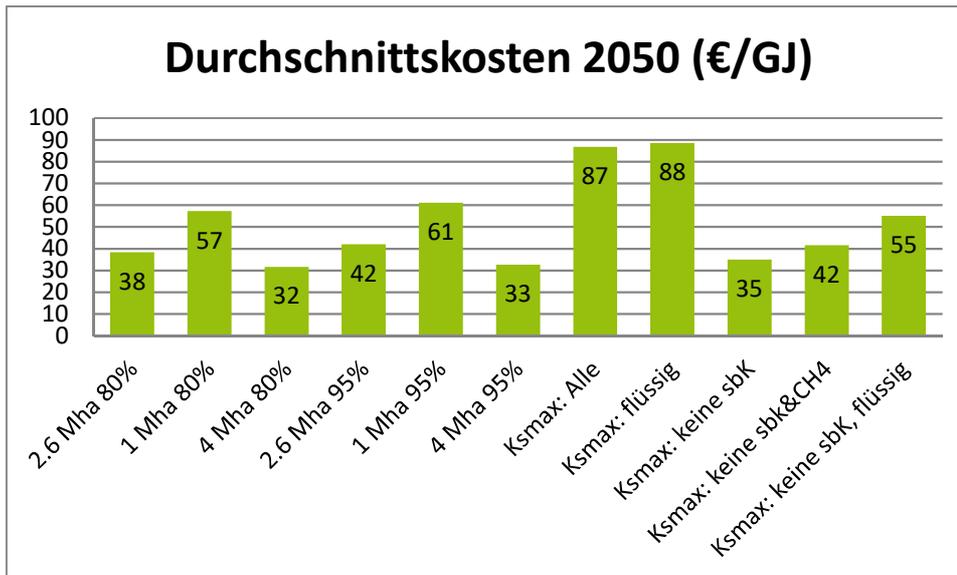


Abbildung 19: Durchschnittskosten in den Haupt- und Extremszenarien für die gesamte biogene Energieerzeugung im Jahr 2050. Ksmax = Kraftstoffmaximierung, sbK = strombasierte Kraftstoffe (biogene Kraftstoffe mit Stromzuschuss), CH4 = Methan, Mha = Megahektar (Millionen Hektar), DE = Deutschland.

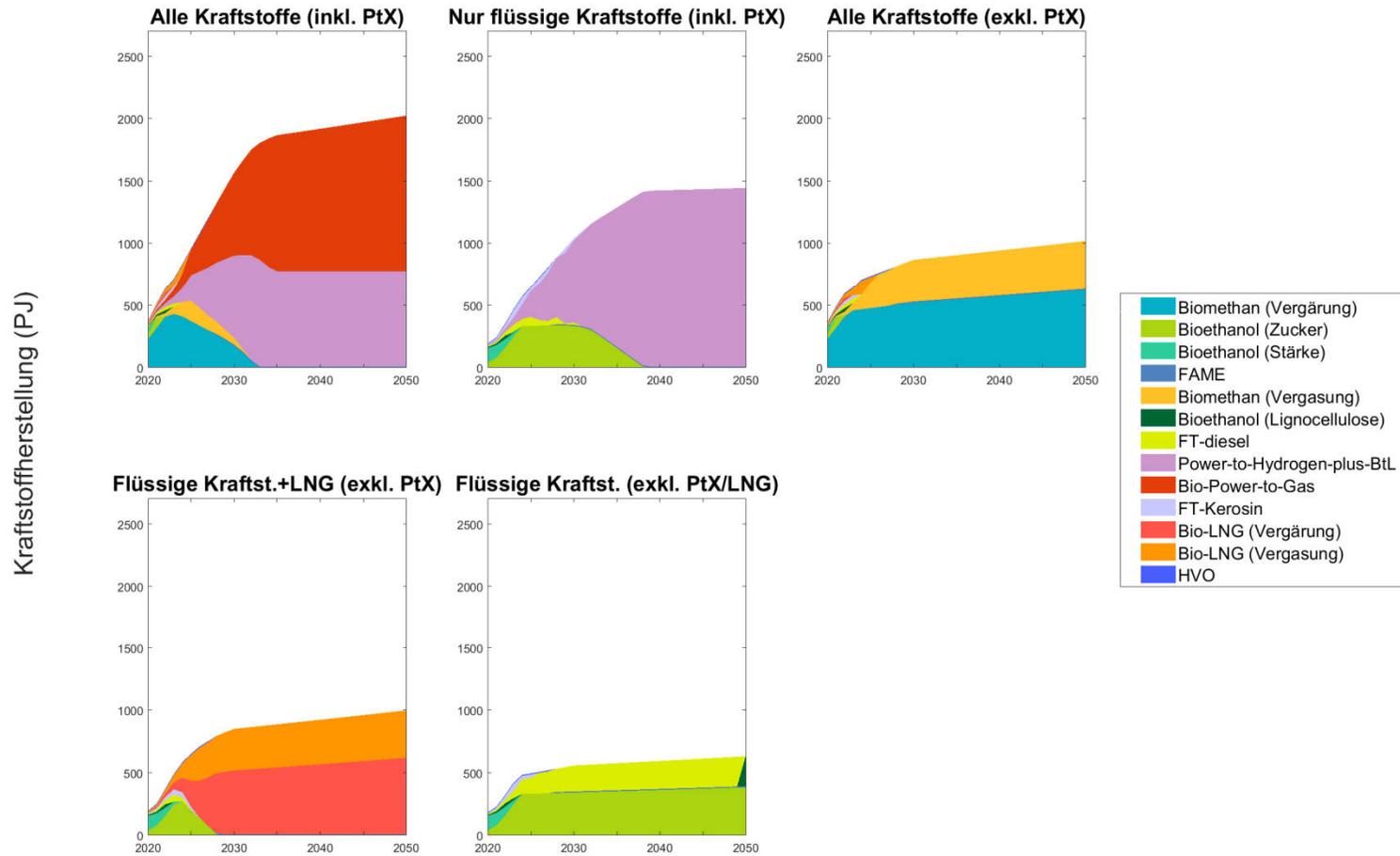


Abbildung 20: Ergebnisse des Extremszenarios *Kraftstoff*.

4.3.2 Evaluierung

Die reine Kostenoptimierung der Transformationspfade und Anbauflächenszenarien führt zu teilweise signifikanten Änderungsraten beim nationalen Anbau der Biomassen als auch der Kapazitäten der genutzten Konversionstechnologien. Daher werden die Hemmnisse zur Umsetzung der kostenoptimierten Biomasseallokation getrennt nach Biomassegruppen und Konversionstechnologien dargestellt.

4.3.2.1 Biomassen

Die Evaluierungen der Biomassen wurden von den Unterauftragnehmern nach der in Kapitel beschriebenen Aufgabenverteilung 2.2 durchgeführt.

Anbaubiomassen (INL)

Die starken Veränderungen der bis zum Jahr 2050 eingesetzten Biomassen und Konversionstechnologien verändern die Flächenbelegung der **landwirtschaftlichen Anbaubiomassen** in großem Umfang. Besonders hervorzuheben ist der starke Anstieg von Miscanthus ab dem Jahr 2030, der zu einer signifikanten Reduktion der Maisanbaufläche führt. Obwohl aus rein technischer Sicht eine schnelle Ausweitung des Miscanthus-Anbaus, durch die gleiche Maschinenausstattung und ähnliche Bodenansprüche wie beim Maisanbau, durchaus theoretisch denkbar wäre, sprechen folgende Hemmnisse gegen einen schnellen Anstieg der **Miscanthus**-Anbauflächen:

- Wenig Anbauerfahrung und hohe Kosten für die Etablierung (Pflanzung) und Rückwandlung der Ackerfläche von Dauerkulturen (KUP, Miscanthus); daneben keine Erlöse in den Anfangsjahren bzw. unregelmäßige Produktionserlöse während des Anbaus.
- Landwirte können ggf. mit anderen Kulturpflanzen eine höhere Wertschöpfung erzielen.
- Langjährige Flächenbindung (bis 30 Jahre) bei KUP und Miscanthus stehen einer schnellen Reaktion auf Änderungen der EU-Agrarpolitik und der Marktsituation entgegen.
- Zusätzlich hemmen Eigentums- bzw. Pachtverhältnisse die Entscheidung für Dauerkulturen.
- Ein stark wachsender Flächenanteil von Miscanthus würde ähnliche Nachteile wie der großflächige Anbau von Mais mit sich bringen: monotones Landschaftsbild, einseitige Nährstoffverarmung des Bodens etc.
- Miscanthus ist aufgrund seiner geringen Schüttdichte (130 kg/m^3) nur in Form von Pellets oder Briketts für den Transport über längere Strecken geeignet. Dadurch können sowohl hohe Transport- als auch Lagerkosten entstehen.
- Miscanthus kann für die energetische Nutzung nur in einem engen Zeitfenster (April) geerntet werden. Auch wenn das Zeitfenster gegensätzlich zur Getreide- und Maisernte ist, entsteht hierdurch ein hoher Maschinen- und Lagerbedarf.

Im Vergleich zum Maisanbau sind mit dem Miscanthusanbau mehrere Vorteile verbunden:

- Miscanthus-Bestände sind beliebter Lebensraum und Rückzugsort für Säugetiere, Vögel, Arthropoden und tragen so als Habitat zur Erhöhung der Biodiversität bei.
- Geringerer Einsatz von Düngemitteln (ca. -50 %) Stickstoffbedarf zw. 60 und 100 kg/ha.
- Es sind bisher keine ertragswirksamen Schädlinge oder Krankheiten bekannt.

In den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien kommt es weiterhin zu einem temporären starken Anstieg der Flächen für **Blümmischungen**, die nach dem Jahr 2023 wieder gänzlich verschwinden. Durch die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Blümmischungen, z.B. als Zwischenfrucht oder Untersaat, könnten theoretisch große Flächen erschlossen werden. Aber aufgrund des geringen Flächenertrags bzw. geringer Biogas-Ausbeuten, ackerbaulichen Schwierigkeiten sowie ggf. fehlender Anerkennung als Greening-Fläche/zur Agrarumweltmaßnahmen-Förderung (bundeslandabhängig) usw. bieten Blümmischungen derzeit keinen ausreichenden Anreiz für Landwirte. Daher wurde die Fläche mit Wildpflanzenmischungen in Dtl. auf lediglich 500 ha bis 1.000 ha im Jahr 2017 geschätzt. Zusammenfassend sind solche temporären Schwankungen der Anbauflächen für Blümmischungen nicht wahrscheinlich.

Raps, Getreide und Mais werden in allen Optimierungsläufen in großem Umfang durch Miscanthus verdrängt. Da bei Mais verschiedene Nutzungsformen (Energie, Futter) möglich sind, wird dieser nicht zugunsten von Miscanthus weichen, der nur einseitig verwertet werden kann. Dies gilt auch für Getreide, das durch den Selbstversorgungsgrad bedingt weiterhin in ähnlichem Umfang angebaut werden wird. Zudem sind aufgrund der o.g. Anbauschwierigkeiten und dem Umstand, dass der Landwirt mit anderen Kulturpflanzen ggf. eine höhere Wertschöpfung erzielt, keine derartigen Zunahmen der Miscanthus-Anbauflächen bzw. ein starker Rückgang im Anbau von Raps, Getreide und Mais realistisch.

Industrielle Reststoffe werden in keinem der betrachteten Szenarien energetisch genutzt. Auch heute ist die quantitative Bedeutung der energetischen Nutzung von Reststoffen aus der Lebensmittelindustrie gering. Der in fast allen Fällen bevorzugte Nutzungsweg für Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie ist die stoffliche Nutzung, insbesondere als Futtermittel (Mischfutter, Heimtierfutter etc.). Allerdings werden aktuell Reststoffe der Lebensmittel und Biotechnikindustrie im Umfang von etwa 1,1 Mio. t_{TM} auch energetisch –primär in Biogasanlagen– genutzt. Bei den energetisch genutzten Reststoffmengen handelt es sich im Wesentlichen um Stoffe mit tierschädlichen Komponenten (z.B. Kakaoschalen, Tierfette und -mehl) und um Stoffe, für die lokal kostengünstig kein anderer Verwertungsweg zur Verfügung steht (z.B. lokale Disparitäten zwischen Anfall- und Abnahmemengen von Futtermittel-gereinigten Reststoffen) oder um Stoffe, die die Energieversorgung im eigentlichen Produktionsprozess kostensparend unterstützen können (z.B. Kaffeegrund). Diese in kleinem Umfang stattfindende energetische Verwertung wird sich auf Grund der genannten Umstände absehbar auch bis 2050 nicht ändern. Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass kleine Mengen der bisher primär für eine stoffliche Nutzung ausgewiesenen Reststoffmengen im Bedarfsfall alternativ oder zusätzlich (Kaskadennutzung) auch für eine energetische Verwertung zur Verfügung stehen. Die bereits in kleinem Umfang stattfindende energetische Nutzung von Reststoffen der Lebensmittel- und Biotechnikindustrie muss unter der Voraussetzung, dass sich keine höherwertige/-preisige stoffliche Nutzungsmöglichkeit ergibt, als Entsorgungspfad erhalten bleiben. Da biogene Reststoffe auf Grund des hohen Anteils an organischem Kohlenstoff nicht deponiert werden dürfen, ist die energetische bzw. thermische Verwertung ein wichtiger und gesetzlich vorgeschriebener Baustein der Reststoffentsorgung/-verwertung. Ein völliger Verzicht auf die energetische Nutzung von industriellen Reststoffen aus der Nahrungsmittelverarbeitung scheint unter Berücksichtigung der oben genannten Punkte unrealistisch.

Im Bereich der **landwirtschaftlichen Reststoffe** wurde das vorgegebene maximale Gülle-/Mist-Potential von 90 PJ vollständig in allen Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien genutzt. Dabei findet die energetische Gülle-/Mist-Nutzung am Anfang des Betrachtungszeitraumes vor allem in Biogas- und später in Biomethananlagen statt. Zudem kommt es zu einem völligen Verzicht auf die energetische Nutzung von Getreidestroh. Diese Entwicklung wird insbesondere unter Berücksichtigung der aktuell gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen und dem Vorhandensein bestehender Nutzungspfade als wenig realistisch bewertet. Die Begründung wird im Folgenden genauer ausgeführt:

Hemmnisse rechtliche Rahmenbedingungen:

- Durch das EEG 2017 und des begrenzten Ausschreibungsvolumens für bestehende Anlagen werden nach der 1. Förderperiode Wirtschaftsdüngeanteile freigesetzt.
- Seit dem EEG 2014 findet kaum noch der Bau von Biogas-Neuanlagen (bzw. Biomethan-BHKW) statt.
- Die wirtschaftliche Eigennutzung bei Güllekleinanlagen (bis 75 kW Bemessungsleistung⁴) wird durch die EEG-Umlage bei Eigenstromnutzung erschwert.
- Höhere Anforderungen an die Gärproduktlagerung auf Grundlage des Besorgnisgrundsatzes (Fachbetriebspflicht, Umwallung, Sperrung Folienerdbecken) im Vergleich zu Güllelagerung (bestmöglicher Schutz).

Sonstige Hemmnisse:

- Die verstärkte energetische Nutzung von Gülle/Mist in (großen) Biomethananlagen würde zu weiteren Transportwegen im Vergleich zu kleineren Biogasanlagen führen. Daher wäre eine dezentrale Nutzung des Wirtschaftsdüngers in kleinen Vor-Ort-Verstromungsanlagen vorzuziehen, um bei einer geringen Energiedichte von Gülle/Mist die Transportwege und die damit verbundenen Lärm- und Treibhausgasemissionen gering zu halten.
- Bei der Erschließung von Wirtschaftsdünger sind auch verfahrenstechnische Faktoren zu beachten:
 - Erschließung der TS-armen Schweinegüllepotentialen sollte durch gemeinsamen Einsatz mit TS-reichen Substraten wie Stallmist und Stroh erfolgen.
 - Zusätzlich ist bei der verfahrenstechnischen Optimierung das Verhältnis von Verweilzeit zu Belastung durch die Nutzung verfügbarer Reststoffe, Minderqualitäten und im begrenzten Umfang nachwachsender Rohstoffe zu berücksichtigen.
- Getreidestroh wird, wenn auch in geringem Umfang, in Deutschland derzeit bereits energetisch genutzt. Schätzungen belaufen sich auf ca. 100.000 t/a. Wenn auch die energetische Strohnutzung zur Strom- und Wärmeproduktion sowie die Produktion von Biogas, Bioethanol oder Bio-Syncrude derzeit noch eine Nische darstellt, ist – unter geänderten Rahmenbedingungen - eine stärkere energetische Strohnutzung in den nächsten Jahrzehnten aufgrund des Ausbaus einer bzw. mehrerer dieser Technologien möglich.

⁴ Im sog. „Energiesammelgesetz“ vom 17. Dezember 2018 wurde die maximale Größe von Güllekleinanlagen von 75 kW installierte Leistung auf Bemessungsleistung geändert.

Siedlungsabfälle

Die Nutzung von Klärschlamm aus öffentlichen Kläranlagen liegt im Modell leicht unterhalb der aktuellen Nutzung. Die Rohstoffströme von Biogut aus der braunen Tonne hingegen werden innerhalb eines vergleichsweise kurzen Zeitraumes vollständig von der Kompostierung hin zu einer integrierten stofflich-energetischer Nutzung umgelenkt.

Bis zum Jahr 2029 scheint die modellierte energetische Nutzung von Klärschlamm möglich, da bis dahin der Klärschlamm jeder Kläranlage, unabhängig von ihrer Ausbaugröße, entweder thermisch in einer Klärschlammverbrennungsanlage behandelt oder bodenbezogen verwertet werden kann. Mit dem Inkrafttreten des Artikels 5 der AbfKlärV vom 27.09.2017 ab 2029 ergibt sich für den Klärschlamm aus Kläranlagen mit einer Ausbaugröße von mehr als 100.000 Einwohnerwerten das zwingende Gebot einer thermischen Klärschlammbehandlung. Mit dem Inkrafttreten des Artikels 6 der AbfKlärV ab 2032 gilt dieses Gebot auch für den Klärschlamm aus Kläranlagen mit einer Ausbaugröße von mehr als 50.000 Einwohnerwerten. Im Jahr 2010 entfielen 47,3 % der in Deutschland behandelten Jahresabwassermenge auf Kläranlagen mit einer Ausbaugröße von mehr als 100.000 Einwohnerwerten; weitere 13,8 % auf eine Ausbaugröße von mehr als 50.000 Einwohnerwerten. Unter der Annahme, dass diese Verteilung weiterhin besteht und auch auf die Verteilung der erzeugten Klärschlammengen übertragen werden kann, muss ab 2029 rund die Hälfte und ab 2032 ca. 61 % des in Deutschland erzeugten Klärschlammes thermisch behandelt werden. In 2016 wurde die Quote bereits durch die thermische Behandlung von rund 64 % des Klärschlammes übererfüllt.

Da aus Sicht des Klimaschutzes die integrierte stofflich-energetische Nutzung im Vergleich zur Kompostierung die höherwertige Form der Verwertung darstellt und nach dem KrWG immer der höherwertigen Form der Verwertung der Vorzug zu geben ist, erscheint unter Voraussetzung begünstigender Rahmenbedingungen (z.B. EEG, etc.) in den kommenden Jahren eine generelle Umlenkung des Stoffstroms Biogut als realistisch. Generelle Hindernisse bei der Umlenkung des Stoffstroms Biogut von der Kompostierung in die Vergärung werden im Folgenden beschrieben:

- Die Ausschreibungspflicht im EEG 2017 mit der notwendigen Vorlage von Genehmigungen sowie der unverzüglichen Projektumsetzung nach Bezuschlagung sind für die mehrheitlich kommunal geplante, errichtete und betriebene Biogutvergärungsanlagen ein großes Hindernis.
- Die im Vergleich zur Kompostierung höheren Anforderungen an den Anlagenbetrieb stellen für viele kommunale Betreiber ebenso ein Hindernis dar wie die höheren technischen Anforderungen (z.B. TA Luft).
- Die bei einigen Vergärungsverfahren entstehenden flüssigen Gärreste stellen bei der Vermarktung der Entsorgungsprodukte eine zusätzliche Belastung dar, vor allem in dicht besiedelten und/oder viehstarken Regionen in denen die Nährstoffbilanzen für landwirtschaftliche Flächen einen begrenzenden Einfluss ausüben können.

Forst- und holzwirtschaftliche Reststoffe

Wie bereits am Anfang dieses Kapitels beschrieben, unterscheidet sich die tatsächliche von der modellierten Nutzung im Startjahr deutlich. Für eine genauere Abbildung der holz- und forstwirtschaftlichen Reststoffe wäre die Erstellung von Szenarien notwendig, in denen u.a. die Entwicklungen und die getroffenen Annahmen in den 3 Anbauflächen-Szenarien (vgl. Kapitel 4.1.2) auch einen Einfluss auf Reststoffpotentiale haben, die hier nicht miteinander verschränkt wurden. Zum anderen können nachfolgend auf Basis sachlogischer Argumente Annahmen zur künftigen Entwicklung der Holznutzung (und der damit in Zusammenhang stehenden Reststoffe) getroffen werden (vgl. z.B. (Glaser et al. 2017)). Die folgende Evaluierung erfolgt für die einzelnen Reststoffgruppen: Schwarzlauge, Industrierestholz, Altholz und Waldrestholz.

Die konstant hohe energetische Nutzung von **Schwarzlauge** ist denkbar. Eine andere Option wäre es anzunehmen, dass die Zellstoffindustrie auch verstärkt erneuerbare Energie für die internen Prozesse nutzt, um aus der dann nicht mehr benötigten Schwarzlauge stoffliche Materialien zu gewinnen. Hierdurch würde der energetisch genutzte Anteil der Schwarzlauge ab etwa 2025 leicht absinken.

Der Startwert bei **Industrierestholz (inkl. Rinde)** entspricht in etwa der aktuellen energetischen Nutzung. Eine leicht steigende Zunahme des stofflichen Holzverbrauchs und damit von einem entsprechenden Zuwachs der Reststoffe und Rinde wäre denkbar. Für den im Vorhaben modellierten Anstieg der energetischen Industrierestholz-Nutzung müssten jedoch enorme Zuwächse bei der stofflichen Holznutzung realisiert werden.

Die aktuelle energetische Nutzung von **Altholz** liegt oberhalb der modellierten Verwendung. Unter Berücksichtigung der aktuellen bestehenden Rahmenbedingungen, wie dem EEG, wird die energetisch genutzte Altholzmenge in den nächsten Jahren sinken und erst im Zeitraum 2025 bis 2050 leicht steigen. Gründe für diese Entwicklung liegen im Auslaufen der Förderung für Altholzkraftwerke bei gleichzeitig starker Abnahme der Altholzpreise. In der Folge steigen die auf dem Altholzmarkt verfügbaren Mengen an und der Anreiz für konventionelle Kraftwerksbetreiber, Altholz als Sekundärbrennstoff zu nutzen, nimmt zu.

Generell gilt, dass die Nutzung von **Waldrestholz** sehr stark politisch beeinflusst ist. Entwicklungen bei dieser Biomasse sind nicht nur in Bezug auf die genutzten Mengen, sondern auch auf die Verwendung sehr schwer vorherzusagen. Als wichtiges Hemmnis wird die Unsicherheit über die Konsequenz der Nutzung beschrieben. Letztlich ist das Potential von Waldrestholz auch nur standörtlich zu bestimmen. Von Seiten der Forstbetriebe ist das Haupthemmnis für die Mobilisierung der geringe Preis. Es kostet sehr viel mehr, Waldrestholz aufzubereiten als Stammholz und der Preis der gewonnenen Brennstoffe steht dann in Konkurrenz zu allen anderen marktverfügbaren Festbrennstoffen. Nur technische Lösungen, die eine komplementäre Nutzung zum Stammholz bieten, sind wirtschaftlich. Somit ist unter Berücksichtigung der aktuellen Altholzpreise eher eine rückläufige Verwendung von Waldrestholz wahrscheinlich. Die in dieser Untersuchung verwendeten Waldrestholzpotentiale wurden im Wissen um diese Unsicherheiten erstellt und stellen in erster Linie die bestmöglichen Schätzungen zu den verfügbaren Potentialen. Bei der Möglichkeit Waldrestholzsortimente auch in pelletierter Form zu importieren ist vor allem in Regionen mit großem Waldbestand, wie Skandinavien und Osteuropa ein signifikantes Potential für Waldrestholz zu erwarten. Da diese Länder die eigenen Ressourcen zukünftig verstärkt für die Erfüllung ihrer eigenen Klimaziele nutzen werden ist nicht genau absehbar in welchem Umfang Importe aus diesen Ländern erfolgen werden. Auf Grund des Europäischen Binnenmarktes ist es möglich, bei entsprechenden Preisanreizen auch solche Biomasse zwischen den Mitgliedsstaaten zu handeln.

In allen Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien wird zu Beginn der Optimierung Raps und über den gesamten Betrachtungszeitraum Waldrestholz **importiert**. Miscanthus wird weiterhin bei verfügbaren inländischen Anbauflächen bis 2,6 Mio. ha vergleichsweise stark importiert (frühestens ab Mitte der 2020er). Neben der verstärkten Nutzung der Biomassen im exportierenden Land und damit verbundenen Unsicherheiten bzgl. der Exportmengen, sind insbesondere die genannten Unsicherheiten beim Waldrestholz zu nennen. Gegen den Import von Waldrestholz sprechen vor allem noch Fragen der Akzeptanz. Eine verstärkte energetische Nutzung von Waldrestholz erfolgt derzeit in Deutschland aus ökologischen Bedenken nicht. Daher werden Waldrestholz-Importe sowohl in Deutschland als auch im exportierenden Land mit einer geringen Akzeptanz einhergehen.

4.3.2.2 Konversionstechnologien

Die Konversionstechnologien unterliegen in den Modellierungsläufen derselben Dynamik wie die berücksichtigten Biomassen; auch hier kommt es zum Teil zu signifikanten Änderungen der Anlagenkapazitäten innerhalb kürzester Zeit. Bedingt wird dies ebenfalls durch den Optimierungscharakter des Modells, der es erlaubt, dass sich Anlagenkapazitäten innerhalb eines Jahres verdoppeln können. Dieser hohen Dynamik sind in der Realität aus den folgenden Gründen Grenzen gesetzt:

- **Bestehende und neue EEG-Anlagen:** Bestehende EEG-Anlagen werden –abgesehen von technischen und wirtschaftlichen Problemen– nicht in großem Umfang vor dem Ende ihres Vergütungsanspruches außer Betrieb gehen. Für einen Großteil der Anlagen ist eine Außerbetriebnahme nicht vor 2025 - 2030 zu erwarten. Für neue Anlagen gilt das EEG 2017, das durch das eingeführte Ausschreibungsdesign zu einer Mengenbegrenzung bei Neu- und Altanlagen führen wird. Der Gesetzgeber gibt eine maximale Kapazität (bzw. implizit auch die maximale Arbeit) vor, die möglichst kostengünstig bereitgestellt werden soll. Für Biomasse-Anlagen liegt der jährliche Ausschreibungskorridor bei 150 bzw. 200 MW bis 2022 (EEG 2017, § 4). Innerhalb dieser Ausschreibungskorridore sind bis 2020 keine großen Dynamiken bei EEG-Anlagen –sowohl für bestehende als auch für neue zu erwarten. Darüber hinaus sind Energieinfrastrukturen wie z.B. Wärmenetze in den vergangenen Jahren installiert worden, die ebenfalls schnellen Änderungen des Anlagenbestandes bremsen.
- **Wirtschaftlichkeit der Anlagen:** In BENSIM werden die Stoffströme über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2017 bis 2050 kostenoptimiert. Dadurch wird innerhalb des Modells unterstellt, dass Anlagen, die womöglich heute nicht wirtschaftlich sind, dennoch gebaut werden, da diese in Zukunft rentabel sein und die Gesamtsystemkosten senken könnten. Derartige Unsicherheiten führen bei geplanten Investitionen in der Realität zu einem Abwarten der Investoren bis die Rahmenbedingungen für den Betrieb der Anlage vielversprechender sind.
- **Neuere Konversionstechnologien mit geringerer TRL:** Insbesondere SNG- als auch Power-to-X-Technologien weisen derzeit noch eine vergleichsweise geringe TRL von 5 bis 6 auf und befinden sich in der Erprobungs- bzw. Demonstrationsphase. Dennoch spielen beide Technologien vor allem im Verkehrssektor bei den Modellierungsergebnissen eine Schlüsselrolle, um die Nachfragen nach biomassebasierten Energieträgern bei begrenztem Flächenpotential zu erfüllen. Da bei beiden Technologien noch weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht, ist es unwahrscheinlich, dass diese Technologien eine vergleichsweise hohe Dynamik wie weiterentwickelte Technologien mit einer TRL von 8 bis 9 aufweisen. Die Marktdurchdringung von SNG und Power-to-X-Technologien dürfte damit wesentlich langsamer als in der Modellierung von statten gehen.

- Dynamik der Einsatzstoffe in Konversionstechnologien: In BENSIM bekommen die Konversionstechnologien mögliche Biomassen zugeordnet, die sie im Laufe ihrer technologischen Lebensdauer ständig verändern können. Damit wird sichergestellt, dass sich in jedem Stützjahr immer kostenoptimale Stoffströme bilden. Biomethananlagen zum Beispiel verwenden im 80 % Transformationspfad und einer verfügbaren Anbaufläche von 2,6 Mio. ha im Jahr 2020 100 % Mais für die Biomethanproduktion und ändern diese innerhalb von 10 Jahren auf 82 % Gülle/Mist und 18 % Bioabfall. In der Realität wäre dies nur mit deutlichen Investitionen in die bestehende Anlage und Verfahrenstechnik notwendig, um dies zu gewährleisten. In der Modellierung werden jedoch nur die ursprünglichen Investitionen abgebildet; Zusatzinvestitionen innerhalb der Lebensdauer der Anlage finden nicht statt.
- Neue Einsatzstoffe: Innerhalb der Anbaubiomassen hat sich durch den hohen Flächenertrag in beiden Transformationspfaden Miscanthus durchgesetzt. Miscanthus wird jedoch (wie KUP) derzeit nur auf wenigen Tausend Hektar angebaut und wird dementsprechend nur in einem geringen Umfang energetisch genutzt. In Deutschland betrug 2017 die Anbaufläche von Miscanthus rund 4.500 ha (FNR 2019). Daher fehlen für den Anbau und die energetische Nutzung von Miscanthus noch Erfahrungen. Dadurch gibt es sowohl für den Anbau von Miscanthus, als auch bei dessen Einsatz in Konversionstechnologien wenig Knowhow. Als Voraussetzung für eine dynamische Etablierung und Nutzung von Miscanthus ist es also notwendig entlang der gesamten Bereitstellungskette technische Produktionskapazitäten (Anbau; Ernte, Pelletierung, Verbrennung) als auch entsprechend geschultes Personal schrittweise zu entwickeln, um die energetische Miscanthusnutzung erhöhen zu können. Weiterhin führt z.B. der Einsatz von Miscanthus bei der Verbrennung zu einem erhöhten Aufwand bei der Abgasreinigung (Hammer und Raupenstrauch 2011), so dass die zuvor genannten Aspekte auch auf die notwendigen Technologien zur Emissionsminderung anwendbar sind.

4.3.3 Auswirkungen auf den ländlichen Raum

Die Auswirkungen des Biomasseeinsatzes und der produzierten Energiemengen, die einen vorwiegend dezentralen Effekt auf die Wertschöpfung im ländlichen Raum haben, sind in Tabelle 16 dargestellt. In jeweils beiden Transformationspfaden und in allen drei Anbauflächenszenarien nimmt durch die vermehrte Nachfrage nach Abfall- und Reststoffen in Form von Gülle/Mist und Waldrestholz sowie dem verstärkten Anbau von Miscanthus im ländlichen Raum die Nutzung bzw. der Anbau der genannten Biomassen im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2015 deutlich zu. Die größten Zuwächse sind dabei in den Anbauflächenszenarien mit 2,6 und 4 Mio. ha erkennbar. Durch die verringerte Anbaufläche bei einer verfügbaren Anbaufläche von 1 Mio. ha sind die Auswirkungen auf den ländlichen Raum im Jahr 2050 im Vergleich zu den anderen Szenarien geringer, dennoch führt die höhere Flächeneffizienz (v.a. von Miscanthus) zu einer Zunahme von 370 PJ der angebauten Biomasse im Vergleich zum Basisjahr 2017.

Die Zielfunktion der Optimierung strebt die Minimierung der Kosten an. Die Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffe erfolgt aufgrund von Skaleneffekten überwiegend in größeren Anlagen. Demnach wird Strom beispielsweise verstärkt in großen GuD-Kraftwerken erzeugt, während die dezentrale Vor-Ort-Verstromung in Biogasanlagen abnimmt. Demzufolge verringert sich – bis auf den 95 % Transformationspfad bei einer Anbaufläche von 1 Mio. ha. – in allen Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien die produzierte Energiemenge in dezentralen Anlagen.

Es wird angenommen, dass diese überwiegend im ländlichen Raum zu finden sind, wodurch die dortige Wertschöpfung tendenziell abnimmt. Im 95 % Transformationspfad sind die Rückgänge vergleichsweise gering. Dies ist auf den vermehrten Einsatz von Biomethan (aus Biogas) im Kraftstoffsektor zurückzuführen. In den Flächenszenarien mit 2,6 und 1 Mio. ha. wird weiterhin ein vergleichsweise großer Anteil der Wärme durch Scheitholzvergaserkessel bereitgestellt.

Zusammengefasst zeigen die Transformationspfade einen gegenläufigen Effekt auf die Wertschöpfung im ländlichen Raum. Einerseits steigt die Produktion von Biomassen zur energetischen Verwendung, wodurch die Wertschöpfung tendenziell zunimmt. Andererseits erfolgt die Umwandlung der Primärbiomassen in Strom, Wärme und Kraftstoffe in größeren Anlagen, z.B. zur Biokraftstoffproduktion, wodurch die Wertschöpfung im ländlichen Raum tendenziell abnimmt. In Tabelle 28 ist dieser Zusammenhang auf Basis von Energiemengen dargestellt. Dort steigt die Biomasseproduktion im ländlichen Raum von heute rd. 500 PJ auf knapp 900 bis 1.600 PJ an. Gleichzeitig nimmt die Bereitstellung von Endenergie (Strom Wärme, Kraftstoffe) von heute 275 PJ auf bis zu 130 PJ tendenziell ab.

Tabelle 16: Summe der eingesetzten Biomassen und produzierten Energiemengen in den Transformationspfaden und Anbauflächenszenarien mit einem vorwiegend dezentralen Effekt auf die Wertschöpfung im ländlichen Raum.

Transformationspfad/ Flächenszenario	Σ Biomassen ländlicher Raum 2017 [PJ]	Σ Biomassen ländlicher Raum 2050 [PJ]	Σ Endenergie ländlicher Raum 2017 [PJ]	Σ Endenergie ländlicher Raum 2050 [PJ]
80 %, 2,6 Mio. ha	511	1295	275	156
80 %, 1 Mio. ha		881		190
80 %, 4 Mio. ha		1413		131
95 %, 2,6 Mio. ha		1376		269
95 %, 1 Mio. ha		921		285
95 %, 4 Mio. ha		1619		157

Zusätzlich wurde auf Basis der den unterstellten Flächenkulissen korrespondierenden Einsatzstoffpreisen von Anbaubiomasse die jährlichen Umsätze für den Einsatz der Biomassen gemäß Tabelle 5 berechnet. Die dazu in Tabelle 17 dargestellten Werte basieren auf den im BENSIM optimierten Einsatzmengen sowie den unterschiedlichen Preissteigerungsraten der drei Anbauflächenszenarien. Der Umsatz für den Anbau der Biomassen steigt in allen Szenarien über das Jahr 2030 bis 2050 schrittweise an. Die höchsten Umsätze werden in den Jahren 2030 und 2050 in dem 95 % THG-Minderungspfad in den Anbauflächenszenarien mit 1 und 2,6 Mio. ha generiert. Aufgrund der verringerten Flächenkulisse in den genannten Szenarien werden verstärkt Anbaubiomassen mit einer höheren Flächeneffizienz genutzt, die aber auch teurer im Anbau sind.

Tabelle 17: Umsatz für Biomassen mit regionalen Wertschöpfungseffekten für drei Stützjahre.

Regionalumsatz Biomasse [Mrd. € p.a.]	2020	2030	2050
Szenario 1 (80 %THGM / 2,6 Mio. ha)	6,3	8,0	23,3
Szenario 2 (80 %THGM / 1 Mio. ha)	6,6	10,5	19,9
Szenario 3 (80 %THGM / 4 Mio. ha)	6,3	6,4	17,2
Szenario 4 (95 %THGM / 2,6 Mio. ha)	6,7	12,8	26,9
Szenario 5 (95 %THGM / 1 Mio. ha)	6,8	12,5	23,4
Szenario 6 (95 %THGM / 4 Mio. ha)	6,5	10,3	21,3

Die angegebenen Zahlen dienen nur als grobe Orientierung, da für die Berechnung nur ein sehr stark vereinfachter Ansatz zur Anwendung gekommen ist und der reine Umsatz für sich genommen nur ein sehr unscharfer Indikator für die regionale Wertschöpfung darstellt. Dies gilt insbesondere, da im Einzelnen nicht ohne weiteres darstellbar ist, zu welchen Anteilen sich diese Umsätze auf Löhne, Pachten, Inputfaktoren oder Kapitalkosten verteilen.

5 Handlungsempfehlungen

Ziel des Vorhabens war die kostenoptimierte Allokation von Biomassen zur Deckung vorgegebener Bedarfe. Auch wenn Optimierungsmodelle zu extremen Ergebnissen neigen, sie für den Erkenntnisgewinn hier nicht an die derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen gebunden sind und zudem der lange Zeithorizont bis 2050 mit großen Unsicherheiten behaftet ist, lassen sich dennoch mehrere Handlungsempfehlungen ableiten. Zu diesen Handlungsempfehlungen zählen auch Lösungsansätze wie Hemmnisse adressiert werden können, die einer kostenoptimierten Biomasseallokation entgegenstehen.

Biomassebereitstellung/-nutzung

Im Bereich der Biomassebereitstellung/-nutzung hat sich in den Modellierungsergebnissen gezeigt, dass die hohe Nachfrage an Biomassen in den Langfristszenarien für die energetische Nutzung nur bedient werden kann, wenn ein Großteil des inländischen Biomassepotentials verwendet wird. Daher sollten, wenn die Biomassenutzung gemäß der Langfristszenarien erreicht werden soll, bei der Biomassebereitstellung/-nutzung im Wesentlichen zwei Ziele verfolgt werden:

1) Stärkere energetische Nutzung bestehender Rest- und Abfallstoffpotentiale

Das energetisch nutzbare Potential von Rest- und Abfallstoffen zuzüglich Scheitholz beträgt rund 1.000 PJ (vgl. Tabelle 6). Für eine stärkere Mobilisierung dieser Potentiale müssen die Rahmenbedingungen so angepasst werden, dass bestehende Hemmnisse abgebaut werden, die die energetische Nutzung derzeit erschweren. Im Fall von Bioabfällen sollte beispielsweise eine stärkere Förderung von Biogasanlagen auf Basis von Bio- und Grüngut erfolgen. Diese kann finanzieller Natur sein durch Bund, Länder oder Kommunen oder durch regulative Anforderungen bei der Entsorgung von Bioabfall.

Zudem sollten Verwaltungsvorschriften (z.B. TA Luft) und weitere gesetzliche Rahmenbedingungen (z.B. KrWG) so angepasst werden, dass die Vorteile der energetischen Nutzung von Bioabfällen stärker zum Tragen kommen.

2) Etablierung von mehrjährigen Anbaubiomassen mit hohen Flächenerträgen

Wesentliche Gründe für die bislang nur schwache Etablierung von mehrjährigen landwirtschaftlichen Kulturen für die energetische Nutzung liegen vor allem im relativ hohen Investitionsrisiko für Landwirte begründet, die durch die lange Flächenbindung von KUP oder Miscanthus entstehen. Entscheidet sich der Landwirt für mehrjährige Kulturen, dann werden zum einen in den Anfangsjahren des Kulturaufbaus nur geringe Erlöse erzielt und zum anderen kann der Landwirt über die gesamte Nutzungsdauer nicht kurzfristig auf ökonomische oder politische Änderungen der Rahmen- bzw. Marktbedingungen reagieren. Folglich wäre es für eine stärkere Etablierung von mehrjährigen Energiepflanzen notwendig, diese über langfristig planbare Instrumente auf der Seite der energetischen Nutzung anzureizen. Beispielsweise war die GAK-Förderung⁵ von KUP bis 31.12.2018 befristet. Daher könnten Folgeprogramme dazu dienen den Landwirten sichere Rahmenbedingungen zu bieten, und so den Anbau mehrjähriger Energiepflanzen besser kalkulierbar zu machen.

3) Import von Biomasse

Der Import von Biomasse spielt eine wichtige Rolle zur Erfüllung der nationalen Biomassenachfragen in den Modellierungsläufen dieses Vorhabens als auch in den dazu genutzten Annahmen der sog. Langfristszenarien. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass der Import von Biomassen in Zukunft durch weitere nationale und internationale THG-Minderungszielvorgaben auch in den exportierenden Ländern zu einem höheren Konkurrenzdruck um Biomassen führen wird. Folglich dürften Biomassen wie z.B. UCO wesentlich stärker in den Herkunftsländern genutzt werden und stehen dann zukünftig in geringerem Umfang für die nationale energetische Nutzung zur Verfügung.

Mengenmäßig wurden Raps, Waldrestholz und Miscanthus in den berücksichtigten Szenarien verstärkt importiert. Da Deutschland im Jahr 2016 bereits ca. 5,7 Mio. t Raps importiert hat, erscheinen Raps-Importe bis Mitte der 2020er Jahre in der modellierten Größenordnung als realistisch. Bei Waldrestholz ist die grundsätzliche Akzeptanz der energetischen Nutzung entscheidend. Im Inland gibt es aus ökologischen Gründen Bedenken gegen eine verstärkte energetische Nutzung von Waldrestholz, dass in Forstökosystemen zur Humusreproduktion und Nährstoffrückführung dient. Im Fall von Importen würden diese Bedenken noch verstärkt bestehen. Inwiefern der Import von Waldrestholz aus dem Ausland erfolgen kann, ist daher mit großen Unsicherheiten verbunden. Ähnliches gilt für den Import von Miscanthus. Wie in Deutschland müssten auch in den exportierenden Ländern verbesserte Rahmenbedingungen für den Anbau von Miscanthus geschaffen werden, damit für die dortigen Landwirte die Etablierung der Kultur wirtschaftlich wird.

⁵ Gemeinschaftsaufgabe "Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes" (GAK).

Weiterhin sind beim Import von Biomassen die Nachhaltigkeitsanforderungen dieser zu prüfen und zu berücksichtigen (vgl. Renewable Energy Directive II). Dadurch können auch technisch verfügbare Importmengen, unter Einhaltung der jeweiligen Nachhaltigkeitsanforderungen, sinken.

4) *Stoffliche Nutzung*

Die perspektivisch stärkere Nutzung biogener Rohstoffe im Zuge der Weiterentwicklung von Konzepten und Strategien zur Bioökonomie, sollte um eine möglichst effektive Nachnutzung von Nebenprodukten und Abfällen zu ermöglichen so ausgestaltet werden, dass eine energetische Verwertung in den Nutzungskaskaden ermöglicht wird. Das kann beispielsweise dadurch erfolgen, dass biobasiert Produkte möglichst wenig mit Stör- und Fremdstoffen vermischt werden, auch wenn das in der Regel den heute üblichen Ansprüchen an hoch funktionale Werkstoffe entgegensteht, da bestimmte Produkteigenschaften über Additive erzeugt werden und die Verwendung von Werkstoffverbänden heute sehr weit verbreitet ist. Als Instrument wäre hier aber im besten Fall eine EU-Richtlinie zu erarbeiten, die sich ähnlich darstellt wie die heute schon geltende Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG, bei der für bestimmte Produktgruppen Standards entlang ihres Lebensweges festgelegt werden. Die genannte Richtlinie zielt vor allem darauf ab, den Energie- und Ressourcenverbrauch über den gesamten Produktlebenszyklus zu reduzieren, enthält aber auch Ausführungen über Dokumentationspflichten, welche Stoffe in den Produkten eingesetzt werden, um bei der Entsorgung die Zusammensetzung der Produkte berücksichtigen zu können.

5) *Nutzungspfade*

In beiden Transformationspfaden wurden durch die Langfristszenarien eine verstärkte Nutzung von Biomasse im Verkehrs- und Wärmesektor berechnet. Für eine kosteneffiziente energetische Nutzung sollte die Biomasse prinzipiell in den Sektoren eingesetzt werden, in denen die Technologiealternativen am teuersten sind. Dies entspricht nach aktuellem Stand vor allem dem Verkehrs- und Wärmesektor (Hochtemperaturprozesse). Da jedoch bis zum Jahr 2050 die technologischen Entwicklungen noch nicht absehbar sind, werden regelmäßige Evaluierungen für den zukünftigen sektoralen Einsatz der Biomasse empfohlen.

Konversionstechnologien

Im Bereich der Konversionstechnologien zeigt sich eine hohe Dynamik über die betrachteten Zeitverläufe der verschiedenen Szenarien, die u.a. dadurch beeinflusst wird, dass Technologien mit einer aktuell geringen TRL bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der Nachfrage erfüllen. Daher können hier zwei Handlungsbereiche gesehen werden:

6) *Technologiespezifische Förderung von Schlüsselverfahren*

Zur Erreichung einer kostenoptimierten Biomasseallokation zieht das Optimierungsmodell Technologien, die heute noch nicht am Markt etabliert sind, aber zukünftig zu Kostensenkungen im Gesamtsystem führen können. Daher ist es entscheidend, dass die Entwicklung von noch nicht marktverfügbaren Konversionstechnologien gefördert wird und zudem nicht durch zusätzliche Markteintrittsbarrieren erschwert wird.

Ein probates Mittel hierfür ist bei Technologien mit einer sehr geringen TRL die Forschungsförderung. Anschließend können neue Technologien durch Mengeninstrumente (z.B. Kraftstoffquote) oder Preisinstrumente (z.B. CO₂-Steuer) in den Markt eingeführt werden.

7) Skaleneffekte und Wechselwirkungen zu Energieinfrastrukturen

Da sich in den untersuchten Modellläufen relativ häufig großskalige Technologien durchsetzen, die auf Grund ihrer Skaleneffekte Kostenvorteile gegenüber anderen Technologien im selben Anwendungsbereich aufweisen, soll diskutiert werden, welche Schlüsse hieraus abzuleiten sind. Zum einen vernachlässigt der verwendete Modellansatz (BENSIM) die Frage der räumlichen Biomasselogistik, die mit wachsender Anlagengröße entsprechend komplexer wird. Die Biomasselogistik erreicht bei vielen Biomassen ein Größenoptimum im mittleren Bereich, da bei sehr großen Anlagen das Einzugsgebiet für die verwendeten Rohstoffe, und mit ihm die mittleren Transportentfernungen, wachsen. Weiterhin ist die Einbindung der Energieträger, vor allem im Bereich der Kraftstoffe, davon abhängig, inwieweit zukünftig auch andere erneuerbare flüssige oder gasförmige Kraftstoffe genutzt werden. Der Erhalt oder die Weiterentwicklung der bestehenden Infrastruktur ist jedoch nicht allein von biogenen Kraftstoffen abhängig. Viel mehr wird zukünftig zu entscheiden sein, welche anderen nicht-biogenen erneuerbaren gasförmigen oder flüssigen Kraftstoffe vorhanden sein werden, die in gemeinsamen Infrastrukturen verteilt und genutzt werden. Auch im KWK-Bereich hat der Erhalt/Ausbau von Wärmenetzen für verschiedene Energieträger Auswirkungen auf die künftige Bioenergiebereitstellung.

In den Modellierungsergebnissen haben sich Fischer-Tropsch-Kerosin (Flugverkehr) und Biomethan (thermo-chemisch) als wichtigste Energieträger im Verkehrssektor herauskristallisiert. Die Markteinführung von neuen Kraftstoffen im Flugverkehr ist mit großen technischen und finanziellen Herausforderungen verbunden. Neben den hohen Kosten und dem langwierigen Aufwand für die Zulassung von neuen Flugkraftstoffen, sind vor allem auch technische Fragestellungen zu beantworten. Nach dem ASTM International ist derzeit beispielsweise eine maximale Beimischung von 50 Vol.-% an FT-Kerosin zu konventionellen Flugkraftstoffen zulässig (Chiaramonti 2019). Weitere Forschung und Entwicklung sowie verbesserte Rahmenbedingungen für klimafreundliche Kraftstoffe (z.B. CO₂-Steuer, Bepreisung im ETS) wären notwendig, um den Einsatz von Biokraftstoffen im Flugverkehr zu erhöhen.

Darüber hinaus stellt der Einsatz von Biomethan für straßengebundenen Transport einen vergleichsweise günstigen Energieträger dar. Da derzeit die Infrastruktur im Verkehrssektor weitestgehend für die Verteilung von flüssigen Kraftstoffen konzipiert ist, wäre für eine zunehmende Verwendung von Biomethan im Verkehrssektor, ein Ausbau der Gasinfrastruktur notwendig. In der techno-ökonomischen Analyse war die Herstellung von Biomethan über bio-chemische oder thermo-chemische Prozesse mit ähnlichen Gestehungskosten verbunden. Ob die thermo-chemische Konversion kosteneffizienter ist, liegt vor allem an den Kosten und der zukünftigen Etablierung von Miscanthus (Kapitel 4.3.1.7). Daher wird – nach aktuellem Kenntnisstand – empfohlen beide Technologien voranzutreiben. Da die thermo-chemische Konversion technisch vergleichsweise weniger ausgereift ist, sollte hier durch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten die Technologie weiterentwickelt werden. Für einen Ausbau der bio-chemischen Biomethan Kapazitäten, könnten anstatt der Neuerrichtung von Biomethananlagen mittelfristig auch bestehende Biogasanlagen genutzt werden, die derzeit das Biogas vor-Ort in Blockheizkraftwerken nutzen, wenn diese nicht sinnvoll im KWK-Bereich nutzbar sind (z.B. bei geringen Wärmenutzungsgraden) und eine Anbindung an das Gasnetz grundsätzlich möglich ist.

Unabhängig davon, ob das Biomethan aus Biogas oder durch thermo-chemische Konversion hergestellt wird, ergeben sich vielfältige Einsatzmöglichkeiten in allen Sektoren (Strom, Wärme und Verkehr). Ähnlich wie bei Biomethaneinspeiseanlagen weisen auch SNG-Anlagen Skalenvorteile bei zunehmenden Kapazitäten auf. Jedoch ist die optimale Anlagengröße auch hier von der Transportdistanz und der Energiedichte der eingesetzten Biomassen in den Konversionstechnologien abhängig.

Durch die größere Transportwürdigkeit von trockener Biomasse im Vergleich zu feuchten landwirtschaftlichen Reststoffen (Gülle/Mist), könnten SNG-Anlagen jedoch im Schnitt größer dimensioniert werden.

Ergänzungen und übergeordnete Aspekte

8) Systemintegration

Das zur kostenoptimalen Biomasseallokation verwendete BENSIM-Modell berücksichtigt gerade im Stromsektor keine Effekte der Systemintegration. Da im Stromsystem in den kommenden Dekaden durch einen Umbau des Kraftwerksparkes die steuerbare Erzeugungsleistung ab- und der Anteil fluktuierender Erzeugungsarten (vor allem Wind- und PV-Stromanlagen) zunehmen wird, gewinnt die Eigenschaft von steuerbaren Erzeugungskapazitäten an Bedeutung. Das EEG fördert deswegen seit 2014 nur noch flexible Bioenergieanlagen, die doppelt so viel Leistung vorhalten müssen, wie zur konstanten Stromproduktion notwendig wäre. Mit dem „Strommarkt 2.0“ werden wettbewerbliche Ansätze zur Etablierung günstiger Flexibilitätsoptionen gestärkt. Eine technologiespezifische Förderung von Flexibilität ist in diesem Konzept nicht vorgesehen, weshalb kurz- bis mittelfristig keine erhöhten Investitionen in regelbare Biomasse Kraftwerke zu erwarten sind. Jedoch langfristig werden CO₂-arme Kapazitäten mit steigenden CO₂-Preisen im EU-Emissionshandel, wozu auch Biomasseanlagen zählen, langfristig die erzeugungsseitige Flexibilität bereitstellen – im Idealfall mit einer Wärmeauskopplung für eine insgesamt hohe Brennstoffausnutzung.

9) Sektorenübergreifende Bewertung

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist – wie bereits einleitend erwähnt – zu berücksichtigen, dass die Biomasseallokation in der vorliegenden Studie in den berücksichtigten Sektoren (z.B. Wärme | Industrie) in den Langfristszenarien festgelegt worden ist. Eine freie Optimierung ohne Berücksichtigung von vorgegebenen Nachfragen in den einzelnen Sektoren könnte zu stark abweichenden Optimierungsergebnissen führen. Generell ist zu beachten, dass die Modellierung bis zum Jahr 2050 wesentlich durch die vorgegebenen Parameter beeinflusst wird (z.B. Kosten der Biomasse-Konversionstechnologien oder definierte Nachfrage nach bestimmten Energieträgern). Diese Parameter werden sich wahrscheinlich bis zum Erreichen des gewünschten Zielsystems im Laufe der Zeit verändern. Zudem werden neue Technologien oder sich verändernde Rahmenbedingungen dazu führen, dass das Zielsystem selbst immer wieder Veränderungen unterworfen sein wird. Die Projektergebnisse stellen damit eine Momentaufnahme dar, die sinnvoller Weise im Laufe der fortschreitenden Systemtransformation immer wieder zu evaluieren und ggf. auch neu zu erarbeiten sind.

10) Bioenergie und CCS - BECCS

Die Frage, ob und in welchem Umfang Technologien für negative Emissionen zukünftig in Deutschland zum Einsatz kommen, wurde in der vorliegenden Studie nicht behandelt. Trotzdem soll darauf hingewiesen werden, dass in vielen Szenarien zur Erreichung der globalen als auch nationalen Klimaschutzziele Negative-Emissions-Technologien einen integralen Bestandteil bilden. Eine der häufig diskutierten Optionen ist die Koppelung von Bioenergietechnologien mit Kohlenstoffabtrennungs- und Sequestrierungsansätzen (BECCS – Bioenergy with carbon capture and storage). Bei der Bewertung von BECCS ist zu berücksichtigen, dass hier zum einen höhere Investitions- und Betriebskosten zu erwarten sind und zum anderen die Energieausbeute bei gleichem Biomasseeinsatz geringer ausfällt als bei vergleichbaren Technologien ohne CCS-Erweiterung.

Folglich würde sich bei einem gleichbleibenden Angebot an Biomasse der Endenergiebeitrag durch die verringerte Effizienz beim Einsatz von CCS reduzieren. Zudem sind nicht alle Konversionstechnologien im gleichen Umfang für CCS geeignet, wodurch unterschiedliche Investitionen bei den Anlagen zu abweichenden Ergebnissen beim kosteneffizienten Einsatz der Konversionstechnologien führen könnten. Bei einer Kostenoptimierung müsste darüber hinaus entweder ein CO₂-Preis oder ein zu reduzierendes CO₂-Budget festgelegt werden, damit sich solche Technologien, auch in einem nur modellhaft abgebildeten Markt, behaupten können. Es ist weiterhin zu berücksichtigen, dass in Deutschland die gesellschaftliche Akzeptanz für die Sequestrierung von CO₂ sehr gering ist, und neben den technoökonomischen Herausforderungen dieser Aspekt eine großtechnische Umsetzung in Deutschland sehr unwahrscheinlich macht.

11) Bezüge zur stofflichen Biomassenutzung und zur Kreislaufwirtschaft

Als wichtigen Einflussfaktor für die Frage nach Nutzungskonkurrenzen für land- und forstwirtschaftliche Flächen, als auch für Biomassepotentiale im Allgemeinen, stellt sich auch die Frage nach der Entwicklung der stofflichen Biomassenutzung bei einer Umstellung der fossilen Rohstoffwirtschaft auf ein Bioökonomiekonzept (vgl. Punkt 4). Bei einer vollständigen Defossilierung des Wirtschaftssystems ist langfristig davon auszugehen, dass die Nachfrage nach Biomasse für stoffliche Anwendungen stark wachsen wird. Dieser Umstand wird nicht per se dazu führen, dass weniger Biomasse für die energetische Nutzung verfügbar ist. Vielmehr kommt es zu einer (stofflichen) Zwischennutzung und der anschließenden energetischen Nutzung in einer Produktkaskade, in der dann die Biomasse in modifizierter Form vorliegt. Die daraus folgenden geänderten Stoffeigenschaften und die mögliche Vermischung mit anderen Stoffströmen führen dazu, dass diese Biomassen dann über andere Technologien zu erschließen sind und hieraus ein anderer Technologiemitmix resultiert, der tendenziell dann stärker auf Rest- und Abfallstoffe ausgerichtet ist.

12) Auswirkungen auf die Landwirte

Die modellierten Ergebnisse – die vor allem aus Kostengründen zu verstärkt zentraleren Konversionstechnologien führen – haben zur Folge, dass auch Landwirte in abnehmendem Umfang den Anlagenbetrieb übernehmen werden. Folglich würden Landwirte ihre Einnahmen vermehrt über den Anbau der Biomassen generieren (müssen) und damit entgegen der heute häufig vertikal integrierten Produktion nur noch einen Teil der Wertschöpfungskette abdecken. Daher sollte geprüft werden, inwiefern die fehlenden wirtschaftlichen Effekte aus dem Anlagenbetriebe Auswirkungen auf die bis

dato als „Energiewirt“ agierenden landwirtschaftlichen Betriebe haben und ob es volkswirtschaftlich begründbar ist, auch dezentrale Anlagenkonzepte entsprechend anzureizen.

13) Dynamische Ausgestaltung des Transformationsprozesses

Was aus Sicht der Studienautoren in Bezug auf die Ausgestaltung des Transformationsprozesses über die Einzelergebnisse hinaus eine besondere Herausforderung darstellt, ist der Umstand, dass sich in vielen der Szenarienverläufe „technologische Umschwünge“ ereignen. Bei diesen geht ab einem bestimmten Zeitpunkt der Technologiemitmix von einem relativ einheitlichen Zustand in einen anderen Zustand mit ebenfalls wieder wenigen dominierenden Technologien über. Dies liegt unter anderem darin begründet, dass das verwendete Modell gleichzeitig die Belegung der Anbauflächen optimiert, wodurch relativ plötzlich vorteilhafte Rohstoff-Technologie-Kombinationen „auftauchen“ können.

Da das Modell kein Akteursverhalten abbildet, können hier vergleichsweise schnelle Technologiewechsel vollzogen werden. Unter realen Bedingungen ist damit zu rechnen, dass Akteure mit großen Marktanteilen in der Lage sind ihre Stellung auch zur Wahrung ihrer Marktmacht einzusetzen. Für eine schnellere und dynamischere Etablierung von klimafreundlichen Technologien sollte der Ausstoß von Treibhausgasen bepreist werden, wodurch die Wettbewerbsfähigkeit der betrachteten Konversionstechnologien im Vergleich zu den fossilen Referenzen verbessert wird. Schnelle Umschwünge in den Technologieportfolien sollten jedoch vermieden werden, da sie für einen Teil der Akteure mit Fehlinvestitionen oder zumindest der Wahrnehmung von Investitionsunsicherheiten einhergehen. In der Folge kann die Bereitschaft in neue Technologien zu investieren sinken.

6 Exkurs – Angebotskurven für Biokraftstoffe in 2030 unter RED II

Als Exkurs zum Projekt wurden Angebotskurven für reststoffbasierte Biokraftstoffe in 2030 erstellt, um eine konservative Referenz zu strombasierten Kraftstoffen zu berechnen. Dabei wurden konservative Annahmen zu den Reststoffmengen und -preisen getroffen. Die Zuordnung der Biomassearten erfolgte analog zum Vorgehen mit dem Modellansatz BENSIM, bei dem Scheitholz, Industrierestholz, Altholz, Klärschlamm und Schwarzlauge von der Kraftstoffherstellung ausgeschlossen worden sind. Die Reststoffmengen wurden auf der aktuellsten Datenbasis nach <http://webapp.dbfz.de/resources> angepasst (Stand 06.03.2019), wodurch das Waldrestholzpotential von 311 PJ im Projekt auf bis zu 202 PJ zurückgegangen ist (derzeit ungenutztes sowie bereits energetisch genutztes Potential). Importe wurden ebenfalls ausgeschlossen. Für die berücksichtigten Biomassen wurde eine Preissteigerung von 4 % pro Jahr angenommen. In den Angebotskurven durften die jeweiligen Reststoffkategorien nur für die kostengünstigste Option verwendet werden. Das heißt, dass z.B. wenn thermo-chemisch erzeugtes Biomethan die energetisch bezogen kostengünstigste Konversionsoption für Waldrestholz ist, wird dafür das ganze Potenzial angenommen und steht nicht für noch andere Optionen zur Verfügung.

Unter den gegebenen Bedingungen könnten so maximal 288 PJ Kraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen zu Kosten zwischen 17-32 €/GJ (Abbildung 21) hergestellt werden. Wenn für Waldrestholz und Gülle die untere Potentialgrenze (0 PJ) angenommen wird, reduziert sich die Menge auf 77 PJ (Abbildung 22).

Bezogen auf den deutschen Kraftstoffverbrauch von 2018 (2.300 PJ) könnten somit maximal 12,5 % und minimal 3,3 % mit biogenen Kraftstoffen aus Rest- und Abfallstoffen gedeckt werden. Durch das

System der Mehrfachanrechnung in der RED II (Faktor 2 für Rest- und Abfallstoffe) kann der in der RED II geforderte Mindestanteil von erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehr von 14 % im Jahr 2030 theoretisch alleine durch Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffe erfüllt werden.

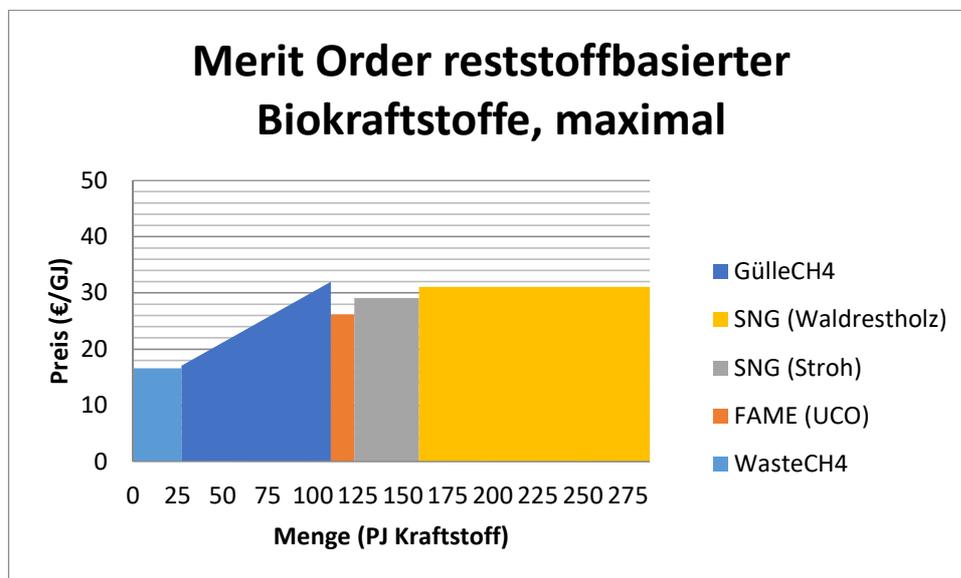


Abbildung 21: Angebotskurve für reststoffbasierte Biokraftstoffe in 2030 unter RED II; Berücksichtigung obere Bandbreite der Reststoffpotentiale, inklusive gasförmiger Kraftstoffe.

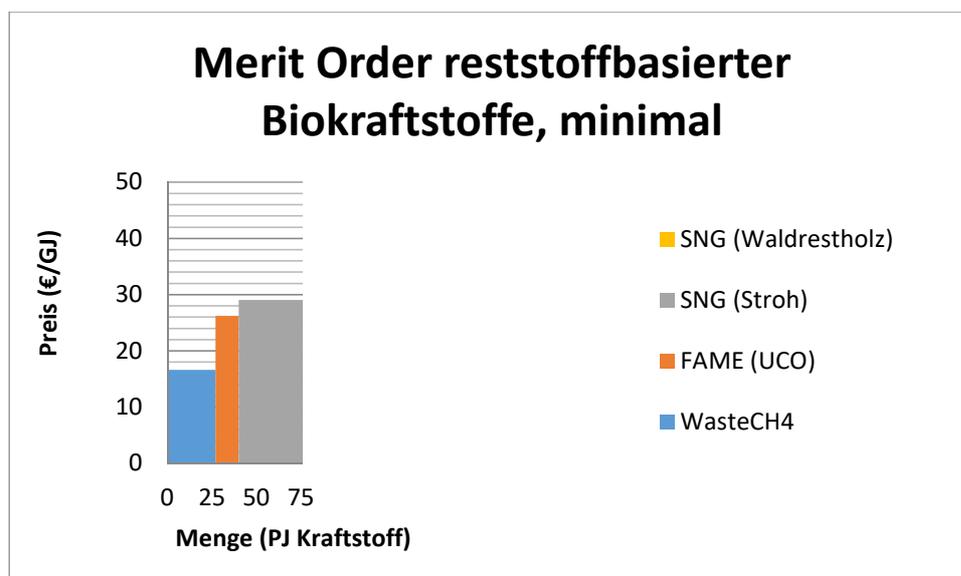


Abbildung 22: Angebotskurve für reststoffbasierte Biokraftstoffe in 2030 unter RED II; Berücksichtigung untere Bandbreite der Reststoffpotentiale, inklusive gasförmiger Kraftstoffe.

7 Literatur

BDEW (2018): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018. Haushalte und Industrie. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf, zuletzt geprüft am 16.01.2019.

Becker, Arno; Haarhoff, Claudia (2016): Erhebung und Aufbereitung sowie Analyse der Validität und Reliabilität statistischer Daten zu NawaRo. Hg. v. AFC Consulting Group AG, FNR. Bonn, zuletzt geprüft am 23.10.2017.

Benemann, John (2013): Microalgae for biofuels and animal feeds. In: *Energies* 6 (11), S. 5869–5886. DOI: 10.3390/en6115869.

Bernath, Christiane; Bossmann, Tobias; Deac, Gerda; Elsland, Rainer; Fleiter, Tobias; Kühn, André et al. (2017a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Consentec GmbH; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; Technische Universität Wien; M-Five; TEP Energy GmbH.

Bernath, Christiane; Bossmann, Tobias; Deac, Gerda; Elsland, Rainer; Fleiter, Tobias; Kühn, André et al. (2017b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Consentec GmbH; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH.

Bernath, Christiane; Bossmann, Tobias; Deac, Gerda; Elsland, Rainer; Fleiter, Tobias; Kühn, André et al. (2017c): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Consentec GmbH, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; Technische Universität Wien; M-Five; TEP Energy GmbH.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.

Bohnet, Sebastian; Haak, Falko; Gawor, Marek; Thrän, Daniela (2015): Technisch-ökonomische Begleitforschung des Bundeswettbewerbes „Bioenergie-Regionen“. Endbericht Fördermaßnahme 2009-2012 (DBFZ-Report Nr. 23).

Brosowski, André; Adler, Philipp; Erdmann, Georgia; Thrän, Daniela; Mantau, Udo; Blanke, Christian (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen - Status quo in Deutschland. Schlussbericht. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). Leipzig (Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 36). Online verfügbar unter

https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/s/c/schriftenreihe_band_36_web_01_09_15.pdf.

Brosowski, André; Thrän, Daniela; Mantau, Udo; Mahro, Bernd; Erdmann, Georgia; Adler, Philipp et al. (2016): A review of biomass potential and current utilisation – Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany. In: *Biomass and Bioenergy* 95, S. 257–272. DOI: 10.1016/j.biombioe.2016.10.017.

CARMEN e.V. (Hg.) (2017): Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln. Online verfügbar unter <https://www.carmen-ev.de/infothek.>, zuletzt geprüft am 05.04.2018.

Chiaromonti, David (2019): Sustainable Aviation Fuels. The challenge of decarbonization. In: *Energy Procedia* 158, S. 1202–1207. DOI: 10.1016/j.egypro.2019.01.308.

Danner, Walter; Kilian, David (o.J.): Biogas und Ökolandbau.

DBFZ Ressourcendatenbank. Stand 01.02.2019, 15:00 Uhr. Online verfügbar unter <http://webapp.dbfz.de/resources>, zuletzt geprüft am 01.02.2019.

Destatis (2019): Verbraucherpreise. Statistisches Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen/_VerbraucherpreiseKategorien.html?cms_gtp=145110_slot%253D2, zuletzt geprüft am 16.01.2019.

Döring, Przemko; Glasenapp, Sebastian; Mantau, Udo (2016): Energieverwendung in privaten Haushalten 2014. Marktvolumen und verwendete Holzsortimente. Abschlussbericht. Hamburg, zuletzt geprüft am 22.06.2018.

EUWID (Hg.) (2015): EUWID-Preisspiegel: Altholz Deutschland.

FNR: Marktanalyse Nachwachsende Rohstoffe (Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, 34), zuletzt geprüft am 20.06.2018.

FNR (2019): Miscanthus. *Miscanthus x giganteus*. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. Online verfügbar unter <https://pflanzen.fnr.de/energiepflanzen/pflanzen/miscanthus/>, zuletzt geprüft am 28.02.2019.

Glasenapp, Sebastian; Döring, Przemko; Blanke, Christian; Mantau, Udo (2017): Entwicklung von Holzverwendungsszenarien. Abschlussbericht : WEHAM - AP 3.2 : Laufzeit des Vorhabens: 01.10.2014 bis 31.12.2016. [Hamburg]: [Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, Arbeitsbereich Ökonomie der Holz- und Forstwirtschaft].

Hammer, Andreas; Raupenstrauch, Harald (2011): Feinstaubemissionen bei der Verbrennung von landwirtschaftlichen Reststoffen in Kleinfeuerungsanlagen. In: *BHM* 9 (156), S. 363–367. Online verfügbar unter <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s00501-011-0017-0.pdf>, zuletzt geprüft am 28.02.2019.

IINAS (2018): Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS). Version 5.

Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (Hg.) (2014): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5., erweiterte Auflage, korrigierter Nachdruck. Berlin: Springer Vieweg.

Klepper, Gernot; Thrän, Daniela (Hg.) (2019): Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte. München (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).

Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3., aktual. Aufl. 2013. Berlin, Heidelberg, s.l.: Springer Berlin Heidelberg (VDI-Buch). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-37265-0>.

Kost, C.; Shammugam, S.; Jülch, V.; Nguyen, H.-T.; Schlegl, T. (2018): Levelized Cost of Electricity. Renewable Energy Technologies. Hg. v. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf, zuletzt geprüft am 02.11.2018.

KTBL (2018): Leistungs-Kostenrechnung Pflanzenbau. Online verfügbar unter <https://www.ktbl.de>, zuletzt geprüft am 15.03.2018.

KTBL (2019): Feldarbeitsrechner. KTBL. Online verfügbar unter <https://www.ktbl.de/webanwendungen/feldarbeitsrechner/>, zuletzt geprüft am 12.04.2019.

Millinger, M.; Thrän, D. (2018): Biomass price developments inhibit biofuel investments and research in Germany. The crucial future role of high yields. In: *Journal of Cleaner Production* 172, S. 1654–1663. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.11.175.

Millinger, Markus (2018): Systems assessment of biofuels. Modelling of future cost and greenhouse gas abatement competitiveness between biofuels for transport on the case of Germany (Dissertation Uni Leipzig). Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:15-qucosa2-332464>, zuletzt geprüft am 22.02.2019.

N.N. (Hg.) (2016): S2Biom cost supply. Online verfügbar unter <http://s2biom.alterra.wur.nl/>, zuletzt geprüft am 05.04.2018.

Norsker, Niels Henrik; Barbosa, Maria J.; Vermuë, Marian H.; Wijffels, René H. (2011): Microalgal production - A close look at the economics. In: *Biotechnology Advances* 29 (1), S. 24–27. DOI: 10.1016/j.biotechadv.2010.08.005.

Pachauri, Rajendra Kumar (Hg.) (2015): Climate change 2014. Synthesis report. [Geneva]: Intergovernmental Panel on Climate Change.

Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete

Rahmenparameter Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Consentec GmbH; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Online verfügbar unter <http://www.rwi-essen.de>, zuletzt geprüft am 05.04.2018.

Ramesohl, Stephan; Merten, Frank; Fishedick, Manfred; vor der Brüggen, Tobias (2003): Bedeutung von Erdgas als neuer Kraftstoff im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung. Hg. v. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Online verfügbar unter https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/1704/file/1704_Erdgas.pdf, zuletzt geprüft am 13.03.2019.

Richter, Felix (2018): Zwischenbericht: Mitarbeit im Projekt: "Technoökonomische Analyse und Transformationspfade.

RWI; forsa (2015): Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2011-2013. Bericht für das Projekt Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2006-2013. Forschungsprojekt Nr. 54/09 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, BMWi.

Scheftelowitz, Mattes; Daniel-Gromke, Jaqueline; Viehmann, Cornelia; Naumann, Karin (2013): Energiebereitstellung aus Biomasse. Ergebnisse aktueller Forschungsvorhaben und Erfassungslücken. AGEE-Stat/UBA Workshop "Aktuelle Entwicklungen in der Statistik und Emissionsbilanzierung der erneuerbaren Energien". Berlin, 17.10.2013.

Skarka, Johannes (2015): Potenziale zur Erzeugung von Biomasse aus Mikroalgen in Europa unter besonderer Berücksichtigung der Flächen- und CO₂-Verfügbarkeit. Karlsruhe: KIT-Bibliothek.

Solomon, S.; Quin, D.; Manning, M.; Chen, Z.; Marquis, M.; Averyt, K.B. et al. (2007): IPCC, 2007: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, USA: Cambridge University Press.

Sun, Amy; Davis, Ryan; Starbuck, Meghan; Ben-Amotz, Ami; Pate, Ron; Pienkos, Philip T. (2011): Comparative cost analysis of algal oil production for biofuels. In: *Energy* 36 (8), S. 5169–5179. DOI: 10.1016/j.energy.2011.06.020.

Swiss centre for life cycle inventories (2010): Ecoinvent v 2.2 for umberto. Version.

Swiss centre for life cycle inventories (2016): Ecoinvent v3.3 for umberto. Version.

Szarka, Nora; Eichhorn, Marcus; Kittler, Ronny; Bezama, Alberto; Thrän, Daniela (2017): Interpreting long-term energy scenarios and the role of bioenergy in Germany. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 68, S. 1222–1233. DOI: 10.1016/j.rser.2016.02.016.

TFZ (Hg.): Aktuelle Scheitholzpreise (TFZ-Brennholzpreisindex). Online verfügbar unter <http://www.tfz.bayern.de>, zuletzt geprüft am 05.04.2018.

Thrän, Daniela; Adler, Phillip; Brosowski, Andre; Fischer, Elmar; Hermann, André; Majer, Stefan et al. (2013): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Version 4. Leipzig.

Thrän, Daniela; Lenz, Volker; Liebetrau, Jan; Majer, Stefan; Müller-Langer, Franziska; Braune, Maria et al. (2018): Is there enough for everything and everyone? Bioenergy between different expectations. In: DBFZ-Jahrestagung 2018. Energie & Stoffe aus Biomasse: Konkurrenten oder Partner? 19./20. September 2018. DBFZ-Jahrestagung. Leipzig, 218.-20.09.2018. [online]. Leipzig: DBFZ (Tagungsreader, 11), S. 10–19.

Thrän, Daniela; Pfeiffer, Diana (Hg.) (2013): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Methoden zur Bestimmung von Technologiekennwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms "Energetische Biomassenutzung".

Thrän, Daniela; Szarka, Nora (2011): Die Rolle der Bioenergie in einer zukünftigen Energieversorgung (LIFIS ONLINE [04.10.11]). Online verfügbar unter https://www.leibniz-institut.de/archiv/thraen_04_10_11.pdf, zuletzt geprüft am 07.01.2019.

Umweltbundesamt (2019): Probas - Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme. Version. Online verfügbar unter <http://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php>.

DIN ISO 14044: Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006, 10/2006.

DIN ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, 10/2006.

UN (2015): Adoption of the Paris Agreement FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1 (UNFCCC, 2015). United Nations.

A 1 Anhang

A 1.1 Berücksichtigte Einzelbiomassen

Definitionen der Einzelbiomassen sind bei (Brosowski et al. 2015) (Rest- und Abfallstoffe) bzw. (Becker und Haarhoff 2016) (Nachwachsende Rohstoffe) zu finden.

Biomassegruppen TATBIO	Enthaltene Einzelbiomassen
Rest- und Abfallstoffe	
<i>Altholz</i>	Altholz
<i>Bioabfall (braune Tonne)</i>	Bioabfall (braune Tonne)
<i>Getreidestroh</i>	Stroh von Weizen, Roggen, Gerste, Hafer, Triticale
<i>Gülle/Mist</i>	Rinder Flüssigmist, Schweine Flüssigmist, Rinder Festmist, Schweine Festmist, Hühner Festmist
<i>Industrielle Reststoffe</i>	Obstreste, Trester, Gemüsereste, Kartoffelschalen, Reststoffe Ölmühlen, Reststoffe Milchverarbeitung, Kleie und Stäube, Kleberproteine, Rückbrot, Biertreber/Hefereste aus Brauereien, Malzkeime, Sortiergetreide aus Mälzereien, Reststoffe aus Brennereien, Reststoffe aus Winzereien, Melasse (Zuckerproduktion), Melasseschnitzel (Zuckerproduktion), Pressschnitzel (Zuckerproduktion), Trockenschnitzel (Zuckerproduktion), Nassschnitzel (Zuckerproduktion), Rübenkleinteile (Zuckerproduktion), Reststoffe Süßwarenproduktion, Reststoffe Fertiggerichteproduktion, Reststoffe Mischfutterproduktion
<i>Industrierestholz</i>	Rinde, Sägenebenprodukte, Hobelspäne, Sonstiges Industrierestholz
<i>Klärschlamm</i>	Klärschlamm aus öffentlichen Kläranlagen und Abfälle aus der Kanalreinigung
<i>Schwarzlauge</i>	Schwarzlauge
<i>UCO</i>	Altspeiseöl aus Siedlungsabfällen
<i>Waldrestholz</i>	Waldrestholz (Laub), Waldrestholz (Nadel)
Nachwachsende Rohstoffe	
<i>Ackergras</i>	-
<i>Algen</i>	Mikroalgen
<i>Blütmischung</i>	-
<i>Getreide</i>	Weizen, Roggen, Sonstige Getreide (Triticale, Gerste)
<i>Grünland</i>	Gras- und Leguminosen GPS
<i>Kurzumtriebsplantagen</i>	-
<i>Mais</i>	Maissilage, Körnermais
<i>Miscanthus</i>	-
<i>Raps</i>	-
<i>Sonstige</i>	Arznei- und Gewürzpflanzen, Durchwachsene Silphie, Flachs, Hanf, Kartoffel, Leinöl, Sonnenblumen, Sonstige Faserpflanzen
<i>Zuckerrübe</i>	Rübenstoffe (in Zuckerrübenäquivalent)

A 1.2 Einflussfaktoren auf das Flächenpotential für den Anbau von Energiepflanzen sowie Haupttreiber der untersuchten Zielszenarien

Erläuterung: moderater Anstieg: ↗, starker Anstieg: ↗↗, moderate Abnahme: ↘, starke Abnahme: ↘↘, konstant (im Vgl. zu 2015): o, nicht berücksichtigt: -, tritt ein: X, Haupttreiber des jeweiligen Szenarios: grau hinterlegt

Hinweis: Die Bewertungen in den Spalten „Haupttreiber“ beziehen sich auf die angenommene Entwicklung des jeweiligen Einflussfaktors, nicht auf die Auswirkungen auf die Flächenpotentiale für Energiepflanzen

Einflussfaktoren	Kategorie	Haupttreiber			
		Szenario 1: "Basisszenario"	Szenario 2: "Null Anbau"	Szenario 3: "Reduktion"	Szenario 4: "Zunahme"
		2,6 Mio. ha	0 ha	1 Mio. ha	4 Mio. ha
Ernährungsgewohnheiten	Gesellschaftlich	Fortschreibung bestehender Trends			
<i>Pro-Kopf-Verbrauch pflanzliche Nahrungsmittel</i>			↗	↗	↗↗
<i>Pro-Kopf-Verbrauch tierische Nahrungsmittel</i>			↘	↘	↘↘
Bevölkerungsentwicklung	Gesellschaftlich		o	o	o
Gesellschaftliche Akzeptanz Energiepflanzen	Gesellschaftlich				
<i>Akzeptanzprobleme bei Verbraucher, NGOs u.ä.</i>		↗↗	o	↘	
Import von Biomasse und biobasierten Produkten	Wirtschaftlich				
<i>Selbstversorgungsgrad mit Nahrungs- u. Futtermitteln/Agrarprodukten</i>			↗	↗↗	o
<i>Importe von NawaRos bzw. Neben-/Folgeprodukten</i>		-	-	↘	
Nachfrage nach energetisch nutzbarer Biomasse	Wirtschaftlich				
<i>Energieverbrauch, Ressourcen- und Energieeffizienz</i>		-	-	-	
Schutz natürlicher Ressourcen (auch Auswirkungen auf Ertragsentwicklung)	Ökologisch, Politisch, Gesetzlich	↗↗	↗↗	o	
<i>Anteil Ökolandbau/extensiv</i>		↗↗	↗↗	o	

<i>bewirtschaftet Flächen</i>				
<i>Schutzgebiete/Naturschutzflächen</i>		↗	↗	0
<i>Gründlandflächen</i>		0	0	0
Nutzung von Grenzstandorten, Brachflächen, Gewerbe-, Industrie-, Siedlungs-, Infrastrukturbrachen	Ökologisch	↘	↗	↗↗
Ertragsentwicklung	Ökologisch, Sonstige	↘	↘	↗
<i>Restriktionen bei Düngemitteln</i>		↗↗	↗↗	0
<i>Verwendung von Pflanzenschutzmitteln (z. B. Glyphosat)</i>		↘↘	↘↘	-
<i>Einsatz von Gentechnik, Zulassung GVOs</i>		-	-	-
<i>Anteil Ökolandbau/extensiv bewirtschaftete Flächen (auch Auswirkungen auf Schutz natürlicher Ressourcen)</i>		↗↗	↗↗	0
<i>Technische Entwicklungen, Züchtungsfortschritt</i>		0	0	↗
Flächenkonkurrenz	Wirtschaftlich, Sonstige			
<i>Flächenbedarf für Siedlung und Verkehr</i>		0	0	0
<i>Flächenbedarf für Industriepflanzen</i>		0	0	0
<i>Flächenbedarf für sonstige Nutzungen (z.B. Wald)</i>		0	0	0
Politische Rahmenbedingungen und gesetzliche Grundlagen	Politisch, Gesetzlich			
<i>Verbot des Energiepflanzenanbaus</i>		X		
<i>Nachhaltigkeitsanforderungen an Importbiomasse</i>		↗	↗	↗↗

A 1.3 Gesamtenergiebilanzen – Visualisierung Sankey

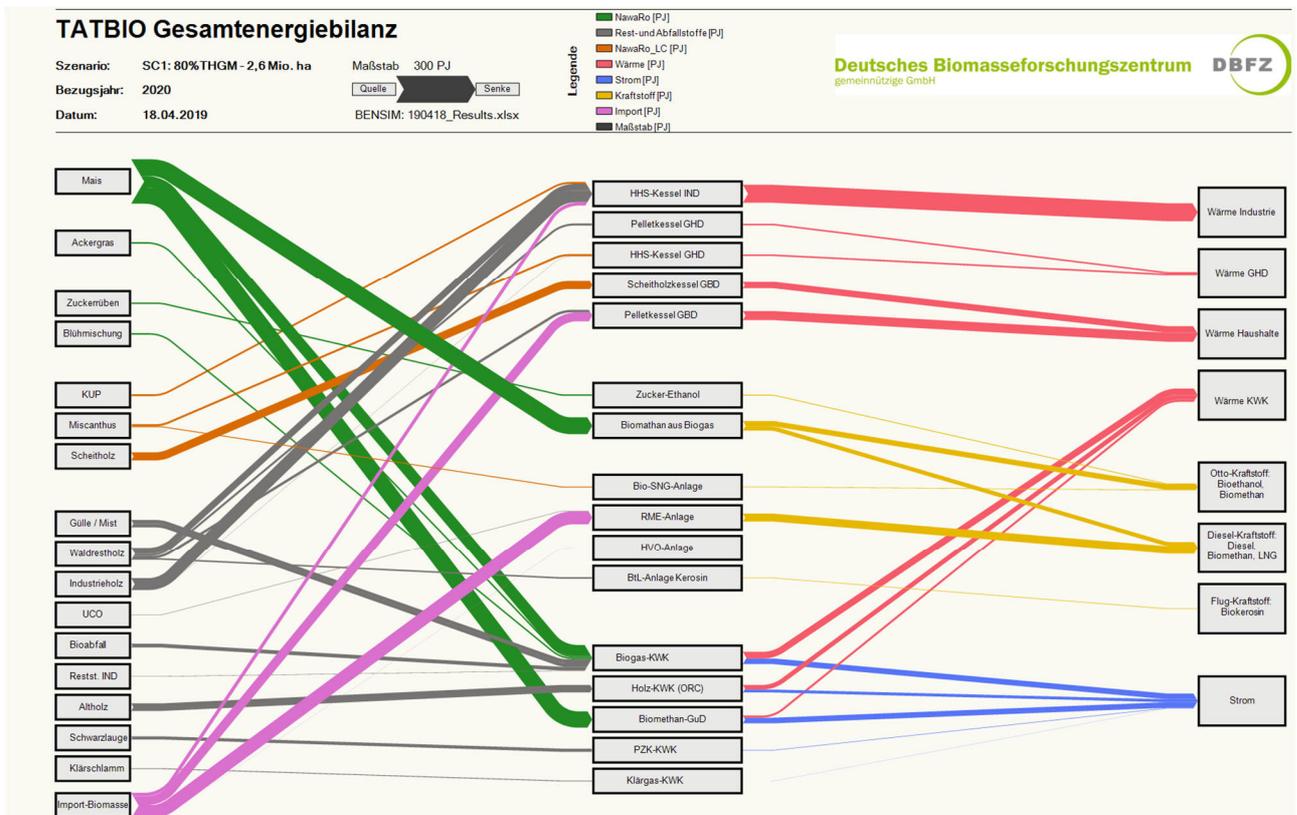


Abbildung 23: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 80 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2020.

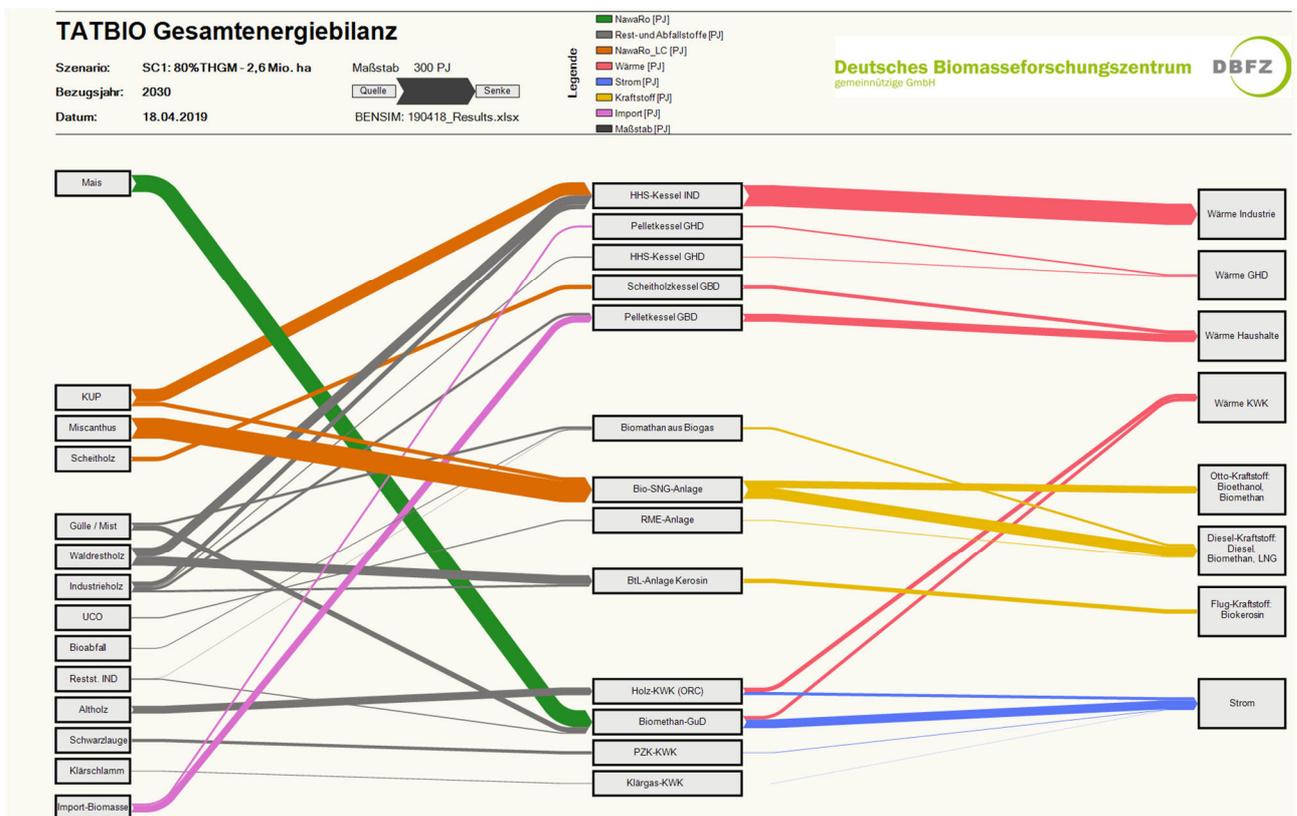


Abbildung 24: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 80%-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2030.

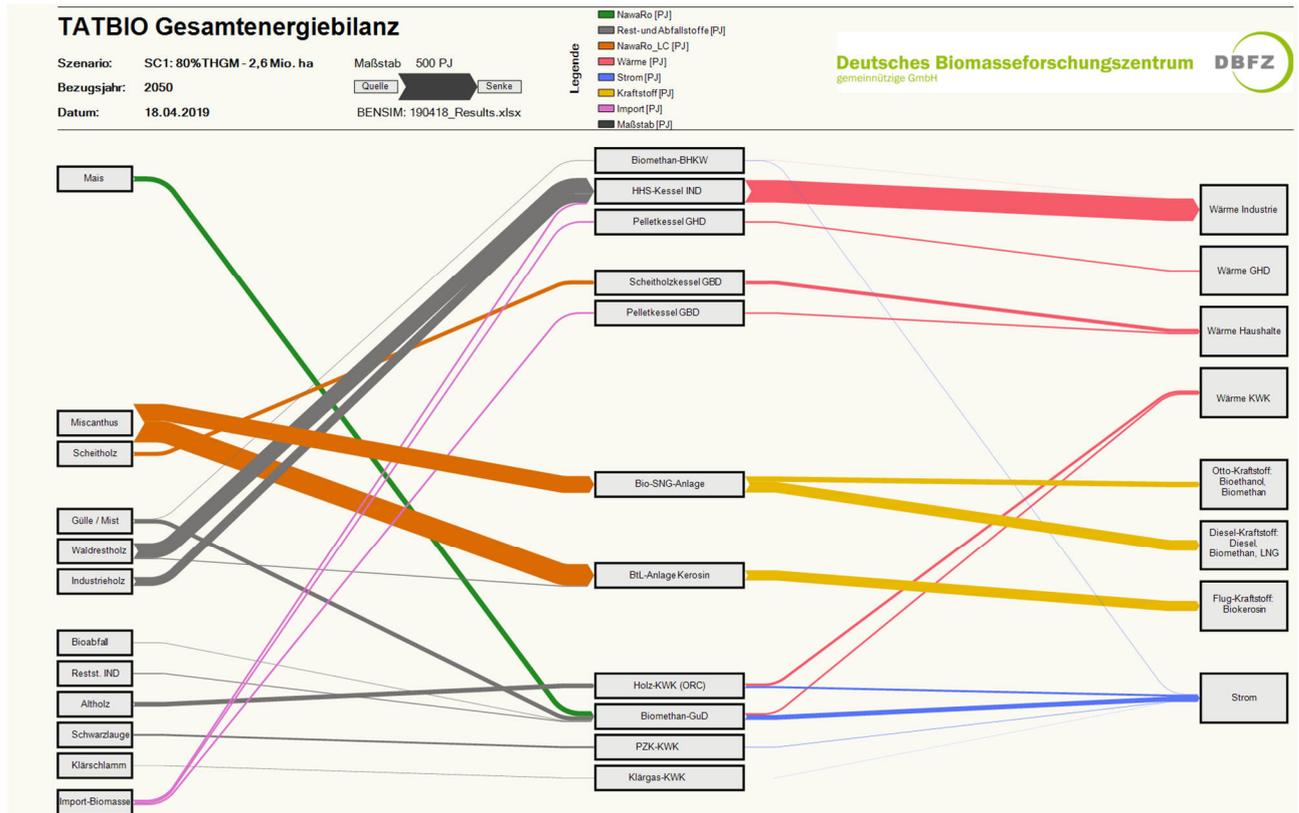


Abbildung 25: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 80 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2050.

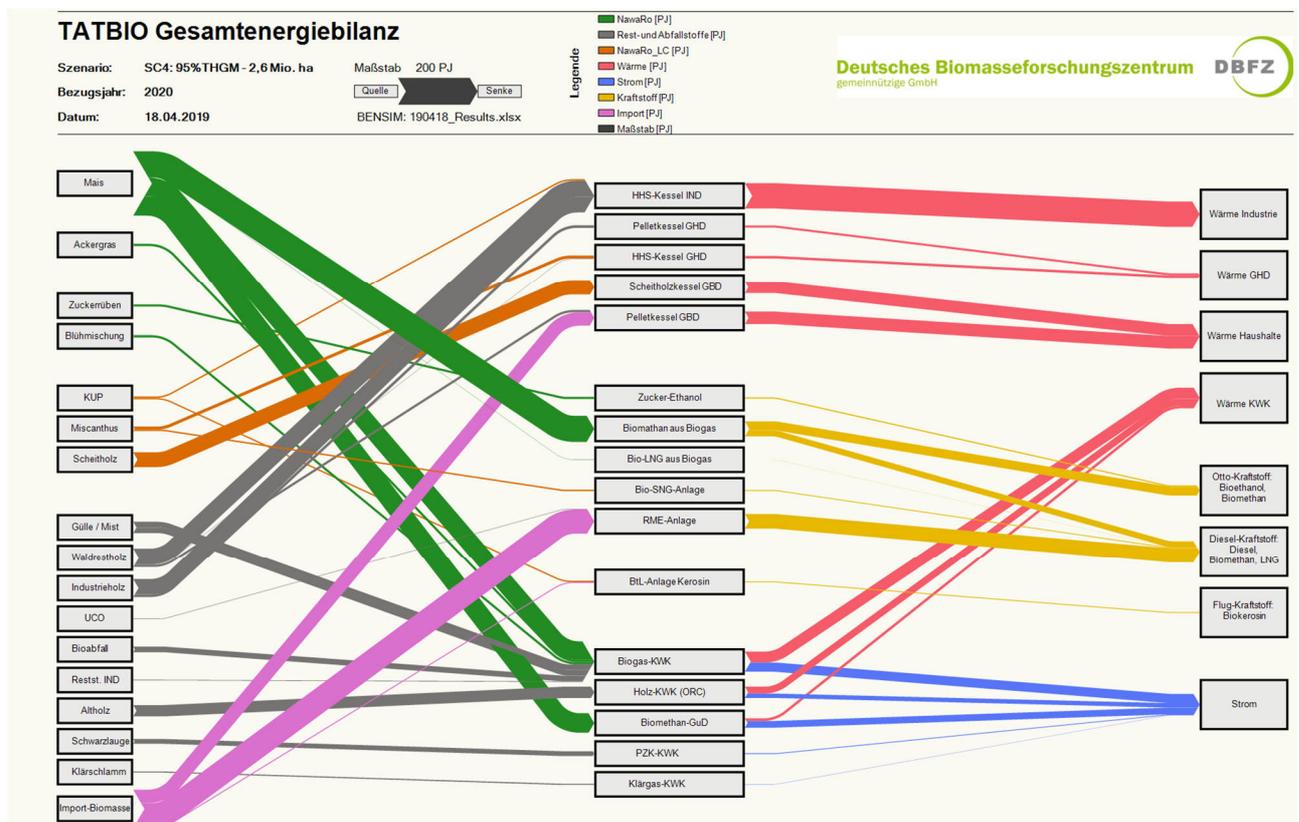


Abbildung 26: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 95 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2020.

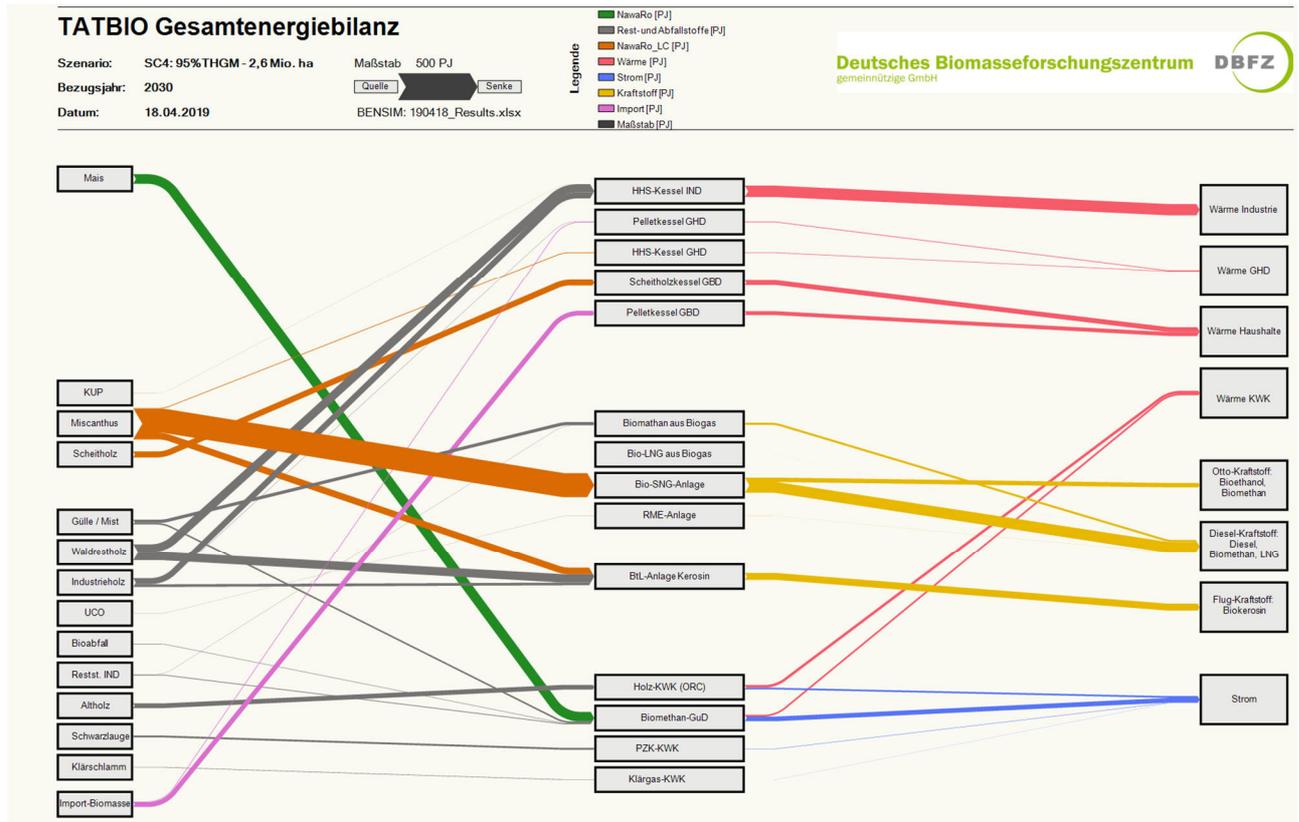


Abbildung 27: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 95 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2030.

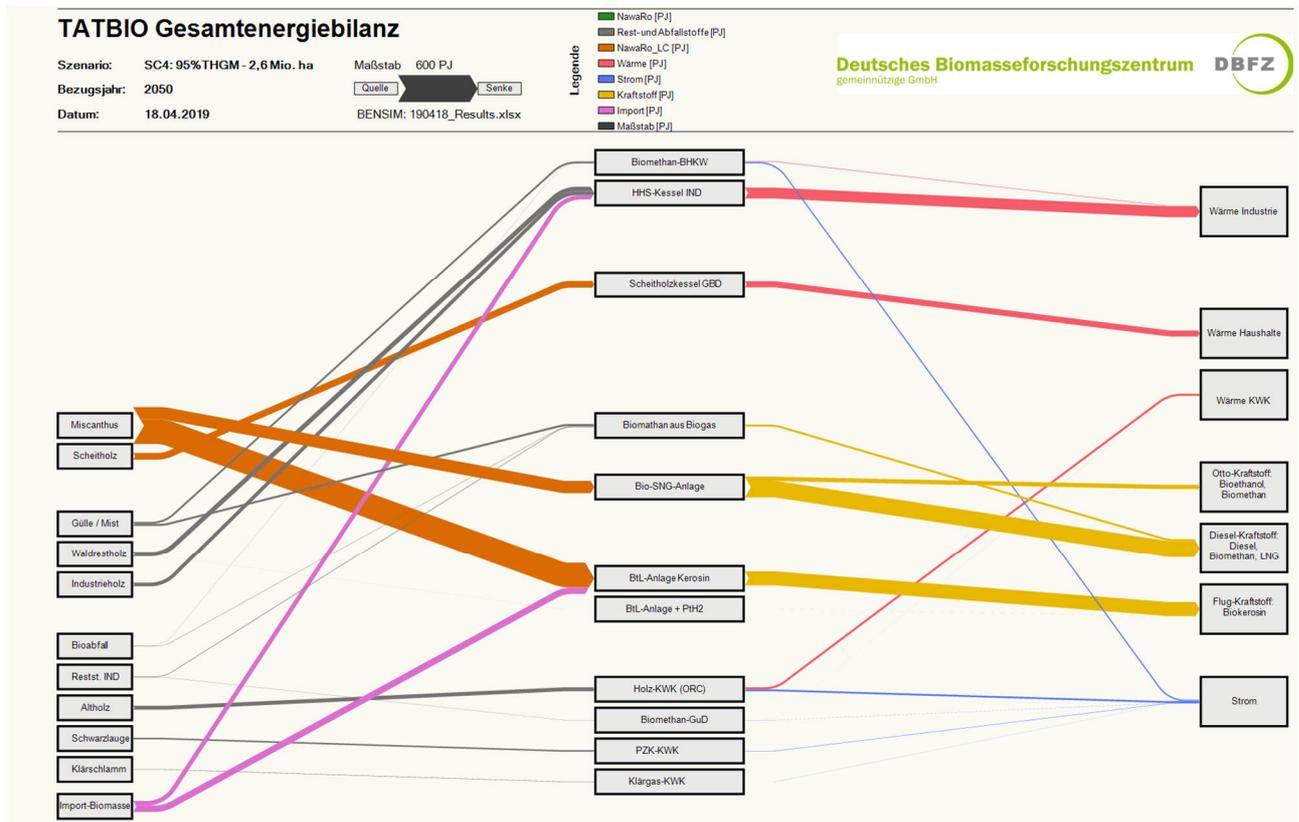


Abbildung 28: Sankey-Diagramm Gesamtenergiebilanz, Szenario 95 %-THG-Minderung, 2,6 Mio. ha NawaRo, Stützjahr 2050.

A 1.4 Biomasse- und Technologiesteckbriefe

Nachfolgend werden fortlaufend die 11 Biomasse- sowie die 14 Technologiesteckbriefe angehängt.

Biomassesteckbrief

Bioabfall (braune Tonne)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	1	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Private Bioabfälle aus der braunen Tonne, welche durch die kommunale Abfallentsorgung erfasst werden		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Bioabfall (braune Tonne)	Teil A: c)
Einzelbiomasse 2:	-	
Einzelbiomasse 3:	-	
Einzelbiomasse 4:	-	
Einzelbiomasse 5:	-	

Eigenschaften

	Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Nein		
Vergärung:	Ja		
TS (%):	k.A.	k.A.	38
oTS (% d. TM):	k.A.	k.A.	50
Biogasenertrag (Nm³/t FM):	110	123	110
Methanenertrag (Nm³/t FM):	58	83	66
Heizwert (GJ/t TM):	-	-	-

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	1,8	1,6	1,6
MAX	1,8	1,6	1,6

* technisches Potenzial abzüglich stoffliche Nutzung

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	2	0	0	0
MAX	2	0	0	0

Preisinformationen

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	-224
MAX	0
Annahme	0

Kommentare

*Integrierte stoffliche und energetische Nutzung (Mehrfachnutzung) möglich. Daher wird im Gegensatz zu den anderen Rest- und Abfallstoffen das technische Biomassepotential betrachtet

Biomassesteckbrief

Waldrestholz

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	2	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Alles Holz unter 7 cm Durchmesser und Derbholz, das im Bestand verbleibt		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Waldrestholz (Nadel)	Teil A: o), q)
Einzelbiomasse 2:	Waldrestholz (Laub)	Teil A: o), q)
Einzelbiomasse 3:	-	-
Einzelbiomasse 4:	-	-
Einzelbiomasse 5:	-	-
Einzelbiomasse 6:	-	-

Eigenschaften

	Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung: <input type="checkbox"/> Ja			
Vergärung: <input type="checkbox"/> Nein			
TS (%):	45	65	56
oTS (% d. FM):	k.A.	k.A.	76
Biogasertag (Nm³/t FM):	-	-	-
Methanertag (Nm³/t FM):	-	-	-
Heizwert (GJ/t TM):	k.A.	k.A.	18,4

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	39,1	13,6	13,2
MAX	39,1	35,8	35,7

* technisches Potenzial abzüglich stoffliche Nutzung

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	0	4,0	0	9,5
MAX	0	10,5	0	24,9

Preise (Abhängig vom betrachteten Szenario werden jährliche Preissteigerung von 2 % - 4 % angenommen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	78
MAX	135

Kommentare

Bandbreite des Potenzials ergibt sich daraus, dass die gesellschaftlichen Vorstellungen über die Nutzung weit auseinandergehen

Biomassesteckbrief

Industrierestholz

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	2	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Definition der Einzelbiomassen siehe Brosowski et al. (2015)		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Rinde	Teil A: o)
Einzelbiomasse 2:	Sägenebenprodukte	Teil A: o), q)
Einzelbiomasse 3:	Hobelspäne	Teil A: o)
Einzelbiomasse 4:	Sonstiges Industrierestholz	Teil A: q)

Eigenschaften

		Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Ja			
Vergärung:	Nein			
	TS (%):	40	94	52-83
	oTS (% d. FM):	k.A.	k.A.	k.A.
	Biogasertag (Nm³/t FM):	-	-	-
	Methanertag (Nm³/t FM):	-	-	-
	Heizwert (GJ/t TM):	k.A.	k.A.	18,4

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	17,9	15,8	8,6
MAX	18,2	16,4	9,5

* technisches Potenzial abzüglich stoffliche Nutzung

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	6,9	8,5	2,1	0
MAX	7,2	8,7	2,3	0

Preise (Abhängig vom betrachteten Szenario werden jährliche Preissteigerung von 2 % - 4 % angenommen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	56
MAX	62

Kommentare

Industrierestholz wird bereits vollständig genutzt

Biomassesteckbrief

Schwarzlauge

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	3	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Nebenprodukt der Zellstoffherstellung, das bei Trennung von Lignin und Zellulose entsteht. Gemisch aus Lignin, Wasser und Chemikalien		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Schwarzlauge	Teil A: o)
Einzelbiomasse 2:		
Einzelbiomasse 3:		
Einzelbiomasse 4:		
Einzelbiomasse 5:		

Eigenschaften

	Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Ja		
Vergärung:	Nein		
TS (%):	74	84	72
oTS (% d. FM):	k.A.	k.A.	k.A.
Biogasenertrag (Nm³/t FM):	-	-	-
Methanenertrag (Nm³/t FM):	-	-	-
Heizwert (GJ/t TM):	k.A.	k.A.	18,4

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	1,8	1,8	1,8
MAX	1,8	1,8	1,8

* technisches Potenzial abzüglich stoffliche Nutzung

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	0	1,8	0	0
MAX	0	1,8	0	0

Preise (Annahmen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	0
MAX	0

Kommentare

-

Biomassesteckbrief

UCO

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	19.06.2018
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	4	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Altspeiseöle, welche nicht durch die kommunale Abfallentsorgung erfasst werden		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Altspeiseöl aus Siedlungabfällen	Teil B: a)
Einzelbiomasse 2:		
Einzelbiomasse 3:		
Einzelbiomasse 4:		

Eigenschaften

		Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Ja			
Vergärung:	Nein			
	TS (%):	k.A.	k.A.	95
	oTS (% d. FM):	k.A.	k.A.	92
	Biogasertag (Nm³/t FM):	-	-	-
	Methanertag (Nm³/t FM):	-	-	-
	Heizwert (GJ/t TM):	35	37	37

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	0,0	0,0	0,0
MAX	0,4	0,4	0,4

* = techn. Potenzial, da derzeitige Nutzung unbekannt

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
MAX	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

Preise (Annahmen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015	2030	2050
MIN	k.A.	k.A.	k.A.
MAX	k.A.	k.A.	k.A.
Annahme	182	182	182

Kommentare

Derzeitige Nutzungspfade der inländisch anfallenden Mengen unklar. Nutzung vor allem als Ausgangsstoff für Biodiesel FAME (UCO-ME) und in der oleochemischen Industrie möglich. 2015 wurden 0,5 Mio t Biodiesel FAME aus UCO in D verbraucht (inkl. Importe) (BLE 2017).

Biomassesteckbrief

Getreidestroh

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	5	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Nebenprodukt aus Anbau von Getreide (Weizen, Roggen, Gerste, Hafer, Triticale)		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Getreidestroh	Teil A: p), e)
Einzelbiomasse 2:		
Einzelbiomasse 3:		
Einzelbiomasse 4:		
Einzelbiomasse 5:		

Eigenschaften

	Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Ja		
Vergärung:	Ja		
TS (%):	k.A.	k.A.	86
oTS (% d. TM):	92	94	93
Biogasertag (Nm³/t FM):	250	300	290
Methanertag (Nm³/t FM):	125	180	160
Heizwert (GJ/t TM):	16,4	17,0	16,4

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	25,7	11,0	6,9
MAX	25,7	15,6	11,4

* technisches Potenzial abzüglich stoffliche Nutzung

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	4,2	0,0	0	6,8
MAX	4,2	0,0	0	11,4

Preise (Abhängig vom betrachteten Szenario werden jährliche Preissteigerung von 2 % - 4 % angenommen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	86
MAX	113

Kommentare

Hohes ungenutztes Potenzial

Biomassesteckbrief

Industrielle Reststoffe

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	6	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Abfälle und Reststoffe aus der Nahrungs-, Futtermittel- und Heimtier- futterherstellung. Definition der Einzelbiomassen siehe Brosowski et al. (2015)		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Reststoffe Ölmühlen	Teil A: p)
Einzelbiomasse 2:	Kleie und Stäube	Teil A: p)
Einzelbiomasse 3:	Melasseschnitzel (Zuckerproduktion)	0
Einzelbiomasse 4:	Reststoffe Milchverarbeitung	Teil A: p)
Einzelbiomasse 5:	Melasse (Zuckerproduktion)	Teil B: c)

Eigenschaften

		Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Nein			
Vergärung:	Ja			
	TS (%):	6	100	k.A.
	oTS (% d. TM):	67	100	k.A.
	Biogasertrag (Nm³/t FM):	34	756	k.A.
	Methanertrag (Nm³/t FM):	18	300	k.A.
	Heizwert (GJ/t TM):	-	-	-

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	12,3	12,3	0,1
MAX	12,3	12,3	3,8

* technisches Potenzial abzüglich "stoffliche Nutzung" (Max) bzw. technisches Potenzial abzüglich "stoffliche Nutzung" und "stoffliche oder energetische Nutzung" (Min)

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	8,6	0,1	3,7	0
MAX	8,6	0,1	3,7	0

Preise (Abhängig vom betrachteten Szenario werden jährliche Preissteigerung von 2 % - 4 % angenommen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	-30
MAX	144
Annahme	0

Kommentare

Industrielle Reststoffe werden bereits vollständig genutzt. Bei vielen Einzelbiomassen ist jedoch unklar, ob eine stoffliche oder eine energetische Nutzung erfolgt. Diese Gruppe umfasst 22 Einzelbiomassen (vgl. Brosowski et al. 2015). Hier werden die 5 Biomassen mit dem höchsten techn. Potenzial genannt

Biomassesteckbrief

Klärschlamm

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	7	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Abfälle aus öffentlichen Kläranlagen und aus der Kanalreinigung, welche durch die Abfallstatistik ausgewiesen werden		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Abfälle aus der Kanalreinigung	Teil A: f)
Einzelbiomasse 2:	Klärschlamm aus öffentlichen Kläranlagen	Teil A: f)
Einzelbiomasse 3:	-	-
Einzelbiomasse 4:	-	-

Eigenschaften

	Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Ja		
Vergärung:	Ja		
TS (%):	3	8	4
oTS (% d. TM):	k.A.	k.A.	70
Biogasertag (Nm³/t FM):	k.A.	k.A.	15
Methanertag (Nm³/t FM):	k.A.	k.A.	9
Heizwert (GJ/t TM):	11	12	13

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	0,8	0,8	0,5
MAX	1,0	1,0	0,7

* = bereits energetisch genutztes + ungenutztes technisches Biomassepotenzial

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich oder energetisch			
	Stofflich	Energetisch	energetisch	Ungenutzt
MIN	0,3	0,5	0	0
MAX	0,4	0,7	0	0

Preise (Annahmen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	k.A.
MAX	k.A.
Annahme	0

Kommentare

Biomassesteckbrief

Gülle/Mist

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	8	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Flüssigmist aus der Rinder- und Schweinehaltung, Festmist aus der Rinder-, Schweine- und Hühnerhaltung		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Rinder Flüssigmist	Teil A: f)
Einzelbiomasse 2:	Schweine Flüssigmist	Teil A: f)
Einzelbiomasse 3:	Rinder Festmist	Teil A: f)
Einzelbiomasse 4:	Schweine Festmist	Teil A: f)
Einzelbiomasse 5:	Hühner Festmist	Teil A: f)

Eigenschaften

	Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Nein		
Vergärung:	Ja		
TS (%):	6	25	k.A.
oTS (% d. TM):	74	85	k.A.
Biogasertrag (Nm³/t FM):	20	90	k.A.
Methanertrag (Nm³/t FM):	11	50	k.A.
Heizwert (GJ/t TM):	-	-	-

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	19,0	13,7	13,7
MAX	19,0	13,7	13,7

* technisches Potenzial abzüglich stoffliche Nutzung

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	0	4,6	0	9,1
MAX	0	4,6	0	9,1

Preise (Abhängig vom betrachteten Szenario werden jährliche Preissteigerung von 2 % - 4 % angenommen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	0
MAX	5
Annahme	0

Kommentare

Hohes ungenutztes Potenzial

Biomassesteckbrief

Altholz

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials
Träger / Auftraggeber:	BMW i

Datum:	07.05.2019
Bearbeiter:	J. Kalcher, M. Dotzauer
DBFZ-Nr.:	3310055
FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	9	Sektor	Rest- und Abfallstoff
Biomassebeschreibung:	Industrierestholz und Gebrauchtholz, soweit diese Abfall im Sinne des § 3 Abs. 1 des KrW-/AbfG sind. Nach Altholzverordnung, §2, Abs.1 (2007).		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Altholz	-
Einzelbiomasse 2:	-	-
Einzelbiomasse 3:	-	-
Einzelbiomasse 4:	-	-
Einzelbiomasse 5:	-	-

Eigenschaften

	Min	Max	Typischer Wert
Verbrennung:	Ja		
Vergärung:	Nein		
TS (%):	67	95	80
oTS (% d. TM):	k.A.	k.A.	k.A.
Biogasenertrag (Nm³/t FM):	-	-	-
Methanenertrag (Nm³/t FM):	-	-	-
Heizwert (GJ/t TM):	k.A.	k.A.	16

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	6,8	6,8	5,3
MAX	7,8	7,8	6,6

* technisches Potenzial abzüglich stoffliche Nutzung

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich	Energetisch	Stofflich oder energetisch	Ungenutzt
MIN	1,3	5,2	0,3	0
MAX	1,5	6,1	0,3	0

Preise (Abhängig vom betrachteten Szenario werden jährliche Preissteigerung von 2 % - 4 % angenommen)

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	-10
MAX	43
Annahme	0

Kommentare

KrW-/AbfG: Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz

Biomassesteckbrief

Scheitholz

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	07.05.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
DBFZ-Nr.:			3310055
FKZ:			03MAP326

Kategorisierung

Biomasse ID:	10	Sektor	Forstwirtschaft
Biomassebeschreibung:	Brennholz (Laub- und Nadel), das zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird		

Einzelbiomassen inklusive

	Einzelbiomasse	Zuordnung gemäß Anhang IX, Entwurf RED II
Einzelbiomasse 1:	Scheitholz (private Haushalte)	Teil A: q)
Einzelbiomasse 2:		
Einzelbiomasse 3:		
Einzelbiomasse 4:		
Einzelbiomasse 5:		

Eigenschaften

	Min	Max	Typischer Wert		
Verbrennung:	<table border="1"> <tr> <td>Ja</td> </tr> <tr> <td>Nein</td> </tr> </table>			Ja	Nein
Ja					
Nein					
TS (%):	50	85	64		
oTS (% d. TM):	k.A.	k.A.	k.A.		
Biogasertrag (Nm³/t FM):	-	-	-		
Methanertrag (Nm³/t FM):	-	-	-		
Heizwert (GJ/t TM):	k.A.	k.A.	18,4		

Potenzial (Annahme für Modellierung: keine Änderung des Potenzials bis 2050)

[Mio. t TM]	Theoretisch	Technisch	TATBio*
MIN	k.A.	k.A.	8,1
MAX	k.A.	k.A.	12,1

* aktuelle Nutzung

Derzeitige Nutzung

[Mio t TM]	Stofflich oder energetisch			
	Stofflich	Energetisch	energetisch	Ungenutzt
MIN	0	8,1	0	k.A.
MAX	0	12,1	0	k.A.

[€ ₂₀₁₅ /t TM]	2015
MIN	203
MAX	309

Kommentare

Technologiesteckbrief

Biomethan (aus Biogas)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	1	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Biomethaneinspeiseanlage	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Verkehr	Größe:	Q (Biomethan)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	730_Nm ³ /h

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Maissilage	Einsatzstoff 5:	Blümmischungen
Einsatzstoff 2:	Getreide	Einsatzstoff 6:	Gülle + Mist
Einsatzstoff 3:	Ackergras	Einsatzstoff 7:	Bioabfall
Einsatzstoff 4:	Zuckerrübe	Einsatzstoff 8:	ind. Reststoffe
Hauptprodukt:	Biomethan	Einsatzstoff 9:	Test-Biomasse
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt:	

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	58,3%	63,0%	70,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

	Vollbenutzungsstunden		
Strom:	11,0%	2020:	8.000
Wärme:	5,0%	2030:	8.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	8.000

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	11.667	11.667	11.667
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	5,9	5,9	5,9
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	1.225,25	1.394,35	1.648,01
Gestehungskosten [€/MWh]:	81 - 95	55 - 99	59 - 59
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	137 - 137	-311 - 0	-297 - -293
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	262 - 370	20 - 86	18 - 18

Technologiebeschreibung

Biomethananlagen bestehen aus zwei Funktionseinheiten. Die Erste umfasst die Gärstrecke in der aus verschiedenen Biomassen in anaeroben Vergärung Rohbiogas produziert wird, das ca. hälftig aus Methan und Kohlendioxid besteht. In der Zweiten wird das Rohgas möglichst effektiv in einen Methan- und Kohlendioxidstrom aufgetrennt. Dazu stehen unterschiedliche Trennverfahren am Markt zur Verfügung. Das Methan wird anschließend auf den am jeweiligen Anschlusspunkt herrschenden Netzdruck verdichtet, odorisiert und ggf. der Brennwert angepasst, anfallendes Kohlendioxid in der Regel abgeblasen.

Technologiesteckbrief

Ethanol (Zucker)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	2	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Bioethanolanlage - Zuckerrüben	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Verkehr	Größe:	V (Bioethanol)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	128_Mio. l p.a.

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Zuckerrübe	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:	Algen	Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:		Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Bio-Ethanol	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt:	

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	54,3%	59,0%	66,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

Strom:	6,2%	2020:	8.000
Wärme:	24,8%	2030:	8.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	8.000

Vollbenutzungsstunden

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	84.375	84.375	84.375
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	6,6	6,6	6,6
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	17.002,08	20.805,76	26.511,28
Gestehungskosten [€/MWh]:	83 - 96	k.A.	k.A.
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	144 - 144	k.A.	k.A.
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	71 - 152	k.A.	k.A.

Technologiebeschreibung

In einer zuckerbasierten Bioethanolanlage wird aus Zuckerrüben Bioethanol erzeugt. Dazu wird in einem ersten Schritt aus den frischen Zuckerrüben Zuckersaft gepresst und filtriert. Der Zuckersaft wird anschließend mit Hilfe von Hefen einer alkoholischen Gärung unterzogen, in der Maische werden dabei Alkoholgehalte von 12 bis 18 % erreicht. Die Maische wird danach destilliert. Abschließend erfolgt als Reinigung eine Rektifikation (Gegenstromdestillation), nach der das Endprodukt einen Alkoholgehalt von 99,7 % aufweist. Dem Bioethanol werden vor der Nutzung als Kraftstoff noch Additive hinzugefügt.

Technologiesteckbrief

Biodiesel (RME)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	4	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Biodieselanlage (Umestherung)	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Verkehr	Größe:	V (Biodiesel)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	224_Mio. l p.a.

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Raps	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:	Used cooking oils	Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:		Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Bio-Diesel	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt:	

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	59,5%	60,5%	62,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

		Vollbenutzungsstunden	
Strom:	1,1%	2020:	8.000
Wärme:	12,5%	2030:	8.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	8.000

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	61.666	61.666	61.666
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	7,8	7,8	7,8
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	19.276,63	24.061,13	31.237,88
Gestehungskosten [€/MWh]:	82 - 107	53 - 65	74 - 74
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	109 - 111	40 - 40	40 - 40
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	72 - 193	-92 - -44	-71 - -71

Technologiebeschreibung

Die hier beschriebene Biodieselanlage basiert auf dem Verfahren der Umestherung. Als Einsatzstoffe kommen in Deutschland in der Regel Raps, andere Ölsaaten oder Altfette zum Einsatz. Ölsaaten werden vor Ort mechanisch gepresst oder das Öl wird mit Hilfe von Lösungsmitteln extrahiert. Da biogene Öle Triglyceride sind, lassen sich unter Zuhilfenahme von Katalysatoren und der Zugabe von Methanol die drei Fettsäuren von Glycerin auf Methylgruppen übertragen. Am Ende des Prozesses wird das Produkt (Rapsmethylsäureester - RME) noch konzentriert, gereinigt und für die motorische Nutzung additiviert.

Technologiesteckbrief

Biomethan (SNG)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	5	TRL¹:	6
Technol.-Beschreibung:	Synthetic-Natural-Gas (SNG) - Anlage	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Verkehr	Größe:	Q (Biomethan)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	2537_Nm ³ /h

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	KUP	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:	Miscanthus	Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:	Stroh	Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:	Waldrest+ Industrieholz	Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Biomethan	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt :	

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	60,4%	65,3%	72,6%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

Strom:	11,2%	2020:	8.000
Wärme:	0,0%	2030:	8.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	8.000

Vollbenutzungsstunden

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	49.850	48.160	45.625
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	4,2	4,2	4,2
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	2.337,02	2.603,87	3.004,14
Gestehungskosten [€/MWh]:	67 - 135	73 - 127	115 - 274
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	40 - 56	36 - 52	46 - 63
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	93 - 391	110 - 342	346 - 1036

Technologiebeschreibung

Synthesegasanlagen arbeiten zweistufig, wobei in einem ersten Schritt durch externen Wärmeeintrag oder Zugabe eines Vergasungsmittels (Luft oder Sauerstoff) trockene Biomasse in ein Gasgemisch aus CO, H₂, CO₂, und CH₄ überführt wird. Restkohle kann über die Wasser-Gas-Shift-Reaktion ebenfalls in die Gasphase transformiert werden. Das Gasgemisch wird anschließend katalytisch methanisiert. Anschließend wird das so gewonnene Methan gereinigt und kann anschließend unterschiedlichen Nutzungen zugeführt werden. Das Produkt wird als biogenes Synthetic-Natural-Gas (Bio-SNG) bezeichnet.

Technologiesteckbrief

Ethanol (Lignocellulose)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	6	TRL¹:	8
Technol.-Beschreibung:	Bioethanolanlage für Lignocellulose	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Verkehr	Größe:	V (Bioethanol)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	71_Mio. l p.a.

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	KUP	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:	Miscanthus	Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:	Stroh	Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Bio-Ethanol	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt:	Melasse

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	37,6%	40,2%	44,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

		Vollbenutzungsstunden	
Strom:	12,6%	2020:	8.000
Wärme:	0,0%	2030:	8.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	8.000

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	139.453	137.109	133.594
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	3,7	3,7	3,7
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	5.406,52	6.023,85	6.949,84
Gestehungskosten [€/MWh]:	k.A.	k.A.	k.A.
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	k.A.	k.A.	k.A.
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	k.A.	k.A.	k.A.

Technologiebeschreibung

In einer Bioethanolanlage auf Basis lignocellulosehaltiger Biomassen ist zuerst ein Aufschluss der Cellulose notwendig. Da es sich bei Cellulose um einen Mehrfachzucker handelt, kann Cellulose durch bestimmte Enzyme in eine zuckerhaltige Lösung überführt werden. Die Zuckerlösung wird anschließend mit Hilfe von Hefen einer alkoholischen Gärung unterzogen. Die Maische wird danach destilliert. Anschließend erfolgt als Reinigung eine Rektifikation (Gegenstromdestillation), nach der das Endprodukt einen Alkoholgehalt von 99,7 % aufweist. Abschließend erfolgt für die motorische Nutzung noch die Additivierung.

Technologiesteckbrief

FT-Kerosin (BtL)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	8	TRL¹:	7
Technol.-Beschreibung:	Biomass to Liquid für holzige Biomasse	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Verkehr	Größe:	V (FT-Kraftstoff)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	167_Mio. l p.a.

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	KUP	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:	Miscanthus	Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:	Stroh	Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:	Waldrest+ Industrieholz	Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Bio-Kerosin	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	flüssig	Nebenprodukt:	Strom

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	36,7%	40,0%	45,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

Strom:	11,2%	2020:	8.000
Wärme:	0,0%	2030:	8.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	8.000

Vollbenutzungsstunden

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	471.460	459.524	441.620
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	4,3	4,3	4,3
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	18.450,58	20.557,30	23.717,39
Gestehungskosten [€/MWh]:	77 - 133	99 - 186	152 - 619
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	69 - 72	41 - 67	61 - 64
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	39 - 268	89 - 405	245 - 2165

Technologiebeschreibung

Die Technologie entspricht der BtL-Anlage zur Produktion von Diesel, wobei hier festgelegt wird, dass der gesamte Produktstrom als Kerosin vorliegt. In der Praxis erzeugen die Anlagen in veränderlichen Anteilen sowohl Diesel als auch Kerosin. Für die hier vorliegende Untersuchung und der Bewertung der Teilmärkte wurde aber eine 1:1-Zuordnung von Technologie und Produkt vorgenommen.

Technologiesteckbrief

Biogasanlage + Blockheizkraftwerk (BHKW)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	12	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Biogasanlage + BHKW 500 kW / NawaRo	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Umwandlung	Größe:	P (elektrisch)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	1_MW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Maissilage	Einsatzstoff 5:	Blümmischungen
Einsatzstoff 2:	Getreide	Einsatzstoff 6:	Gülle + Mist
Einsatzstoff 3:	Ackergras	Einsatzstoff 7:	Bioabfall
Einsatzstoff 4:	Zuckerrübe	Einsatzstoff 8:	ind. Reststoffe
Hauptprodukt:	Strom	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt:	Wärme

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	40,0%	44,0%	50,0%
Nebenprodukt:	45,0%	41,0%	35,0%

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

Strom:	10,0%	2020:	3.833
Wärme:	15,0%	2030:	3.500
Wasserstoff:	0,0%	2050:	3.000

Vollbenutzungsstunden

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	5.567	5.700	5.900
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	3,9	3,9	3,9
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	109,19	124,57	147,63
Gestehungskosten [€/MWh]:	211 - 227	k.A.	k.A.
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	-11 - 73	k.A.	k.A.
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	334 - 373	k.A.	k.A.

Technologiebeschreibung

Eine Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung ist ein zweistufiges Umwandlungsverfahren. Im ersten Prozessschritt wird hier aus einer Mischung aus nachwachsenden Rohstoffen und tierischen Exkrementen Rohbiogas produziert, das in einem Gasspeicher zwischengelagert wird. Das Rohgas wird anschließend entschwefelt sowie getrocknet und dann einem schwachgasfähigen Blockheizkraftwerk zugeführt, das Strom und Wärme generiert. Die Biogasanlage ist auf eine Bemessungsleistung von 500 kW ausgelegt und verfügt über 1.000 kW installierte Leistung, da die Anlage für einen flexiblen Betrieb doppelt überbaut ist.

Technologiesteckbrief

Biomethan-Blockheizkraftwerk (BHKW)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	14	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	dezentrales Biomethan-BHKW	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Umwandlung	Größe:	P (elektrisch)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	1_MW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Biomethan	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:		Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:		Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Strom	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt:	Wärme

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	41,0%	45,0%	51,0%
Nebenprodukt:	44,0%	40,0%	34,0%

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

		Vollbenutzungsstunden	
Strom:	11,0%	2020:	5.000
Wärme:	0,0%	2030:	5.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	5.000

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	1.175	1.175	1.175
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	1,1	3,3	3,3
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	86,81	92,65	101,42
Gestehungskosten [€/MWh]:	k.A.	k.A.	145 - 145
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	k.A.	k.A.	-262 - -187
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	k.A.	k.A.	-67 - -57

Technologiebeschreibung

Ein Biomethan-BHKW ist ein einstufiges Umwandlungsverfahren, bei dem Biomethan physisch bzw. bilanziell in einem Gasmotor-BHKW in Strom und Wärme umgewandelt wird. Am BHKW selbst sind keine Modifikationen notwendig, es muss aber über ein Massenbilanzsystem sichergestellt werden, dass das eingesetzte Erdgas in selbem Umfang von einem Biomethananbieter ins Erdgasnetz eingespeist wurde. Diese Technologie wurde dem Wärmesektor zugeordnet, weil sie zwingend mit einer Wärmesenke gekoppelt ist und heute in der Praxis wärmegeführt betrieben wird.

Technologiesteckbrief

Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	16	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Umwandlung	Größe:	P (elektrisch)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	6_MW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	KUP	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:	Waldrest+ Industrieholz	Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:	Altholz	Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Strom	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt:	Wärme

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	33,8%	35,5%	38,0%
Nebenprodukt:	51,2%	49,5%	47,0%

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

Strom:	9,6%	2020:	5.000
Wärme:	0,0%	2030:	5.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	5.000

Vollbenutzungsstunden

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	26.833	28.900	32.000
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	10,2	9,9	9,4
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	453,96	484,52	530,37
Gestehungskosten [€/MWh]:	124 - 167	124 - 186	117 - 255
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	11 - 11	10 - 10	10 - 10
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	78 - 192	18 - 62	8 - 108

Technologiebeschreibung

Ein Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine ist ein zweistufiges Umwandlungsverfahren für feste Biobrennstoffe, das analog wie fossile Kondensationskraftwerke konzipiert ist. Der erste Prozessschritt ist die Verbrennung der Biomasse in einem Dampfkessel. In einem zweiten Schritt wird der Dampf in einer Turbine entspannt und so Strom erzeugt. Der entspannte Dampf kann anschließend noch für die Auskoppelung von Wärme genutzt werden. Je nach Bauart der Anlage kann auch ein Teil des Heißdampfes zur Wärmenutzung aus dem Prozess verwendet werden, sodass solche Anlagen auch mit Stromkennzahl betrieben werden können.

Technologiesteckbrief

Biomethan Gas- und Dampfkombikraftwerk (GuD)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	19	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Biomethan-GuD	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Umwandlung	Größe:	P (elektrisch)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	525_MW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Biomethan	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:		Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:		Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Strom	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	gasförmig	Nebenprodukt:	Wärme

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	60,6%	61,8%	63,5%
Nebenprodukt:	24,4%	23,3%	21,5%

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

Strom:	3,0%	2020:	3.333
Wärme:	0,0%	2030:	3.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	2.500

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	568.333	550.000	550.000
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	3,0	3,0	3,0
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	5.434,25	6.054,74	6.985,48
Gestehungskosten [€/MWh]:	154 - 176	142 - 200	122 - 207
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	185 - 185	-94 - 137	-488 - -122
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	294 - 405	34 - 67	11 - 54

Technologiebeschreibung

Ein Gas- und Dampfturbinenkombikraftwerk (GuD) ist ein zweistufiger Kraftwerkstyp der physisch gesehen mit Methan (heute üblicherweise Erdgas) betrieben wird und hier bilanziell mit Biomethan aus einer dazu passenden virtuellen Biomethanaufbereitungsanlage versorgt wird. Die erste Prozessstufe besteht aus einer direkt befeuerten Gasturbine deren noch vergleichsweise heißer Abgasstrom dazu verwendet wird, Dampf zu erzeugen, der wiederum in einer zweiten (Dampf-) Turbine zur Stromproduktion genutzt werden kann. Ein Teil des Dampfes kann im Niederdruckteil der Turbine zur Wärmeauskoppelung abgezweigt werden.

Technologiesteckbrief

Mikro-Holzgas-Blockheizkraftwerk (BHKW)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	21	TRL¹:	5
Technol.-Beschreibung:	Holzvergaser+Mikro-BHKW	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Haushalte	Größe:	P (elektrisch)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	42_kW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	KUP	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:	Miscanthus	Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:	Waldrest+ Industrieholz	Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Wärme	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	fest	Nebenprodukt:	Strom

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	50,0%	50,0%	50,0%
Nebenprodukt:	21,7%	25,0%	30,0%

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

		Vollbenutzungsstunden	
Strom:	3,6%	2020:	1.883
Wärme:	0,0%	2030:	1.650
Wasserstoff:	0,0%	2050:	1.300

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	205	190	180
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	3,2	4,6	6,6
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	,88	,98	1,13
Gestehungskosten [€/MWh]:	299 - 326	372 - 377	624 - 736
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	23 - 23	22 - 22	20 - 20
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	533 - 632	796 - 812	2023 - 2525

Technologiebeschreibung

Ein Mikro-Holzgas-BHKW untergliedert sich in einen zweistufigen Konversionsprozess bei dem zuerst aus dem Brennstoff durch unvollständige thermochemische Umsetzung von Holz ein Gasgemisch aus H₂, CO, CH₄ und CO₂ (sog. Holzgas) erzeugt wird. Das Holzgas wird dann nach einer Aufreinigung (Staub- und Teerentfernung) in einem Motor-BHKW in Strom- und Wärme umgewandelt. Bei der Holzgasproduktion fällt in der Regel zusätzlich nutzbare thermische Energie an.

Technologiesteckbrief

Pelletkessel - GBD

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	22	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Pelletkessel mit Puffer (1.000l) - Wohngebäude	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Haushalte	Größe:	P (thermisch)
Anwendungsarten:	Wärme	Wert:	19_kW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Waldrest+ Industrieholz	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:		Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:		Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Wärme	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	fest	Nebenprodukt:	

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	80,0%	84,0%	90,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

		Vollbenutzungsstunden	
Strom:	3,7%	2020:	1.633
Wärme:	0,0%	2030:	1.700
Wasserstoff:	0,0%	2050:	1.800

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	26	29	34
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	6,4	7,3	8,6
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	,34	,38	,43
Gestehungskosten [€/MWh]:	k.A.	k.A.	k.A.
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	k.A.	k.A.	k.A.
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	k.A.	k.A.	k.A.

Technologiebeschreibung

Pelletkessel sind einstufige Anlagen zur Wärmeerzeugung in denen Holzpellets über automatische Zuführeinrichtungen eingesetzt werden. Weiterhin sind Pellets auf Grund ihrer hohen Energiedichte und vergleichsweise geringen Korngröße auch gut innerhalb von Gebäuden Lagerbar. Das im Kessel Wärmeträger erwärme Wasser wird in der Regel Einzelgebäuden genutzt.

Technologiesteckbrief

Scheitholzvergaserkessel

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	23	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Scheitholz-Vergaserkessel mit Puffer (2200)	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	Haushalte	Größe:	P (thermisch)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	17_kW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Scheitholz	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:		Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:		Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Wärme	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	fest	Nebenprodukt:	

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	80,8%	84,5%	90,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

		Vollbenutzungsstunden	
Strom:	3,0%	2020:	2.033
Wärme:	0,0%	2030:	2.100
Wasserstoff:	0,0%	2050:	2.200

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	25	29	34
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	10,2	9,1	7,4
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	,31	,34	,40
Gestehungskosten [€/MWh]:	188 - 225	201 - 267	231 - 411
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	14 - 14	14 - 14	13 - 13
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	122 - 253	101 - 388	251 - 1034

Technologiebeschreibung

Scheitholzvergaserkessel sind einstufige Anlagen zur Wärmeerzeugung in denen Scheitholz über eine manuelle Beschickung eingesetzt wird. Die manuelle Beschickung bedingt einen Intervallbetrieb, der je nach Fassungsvermögen der Brennstoffkammer einen Dauerbrand über mehrere Stunden ermöglicht. Da die Kessel in der Regel die gesamte Brennstoffmenge bei Volllast am Stück umsetzen, braucht es für deren sinnvolle Integration in ein Wärmeversorgungssystem einen Wärmespeicher der zeitliche Nachfrageschwankungen ausgleicht.

Technologiesteckbrief

Pelletkessel | Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	12.03.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	24	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Pelletkessel mit Puffer (1.000l) - GHD	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	GHD	Größe:	P (thermisch)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	160_kW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	Waldrest+ Industrieholz	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:		Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:		Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Wärme	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	fest	Nebenprodukt:	

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	80,0%	84,0%	90,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

		Vollbenutzungsstunden	
Strom:	2,4%	2020:	5.000
Wärme:	0,0%	2030:	5.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	5.000

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten (abs.):	133.417 Tsd. €	250 Tsd. €	300 Tsd. €
Betriebskosten (p.a.):	7,6 Tsd. €	7,9 Tsd. €	8,3 Tsd. €
Verbrauchskosten (p.vbh):	3,15 €/vbh	3,51 €/vbh	4,05 €/vbh
Gestehungskosten:	166,16 - 187,57 €/MWhth	188,14 - 221,41 €/MWhth	225,14 - 273,35 €/MWhth
Emissionen:	13,3 - 13,8 gCO ₂ -Äq./MJ	12,8 - 15,3 gCO ₂ -Äq./MJ	12,2 - 12,2 gCO ₂ -Äq./MJ
THG-Vermeidungskosten:	68,2 - 68,7 €/tCO ₂ -Äq	64,7 - 67,2 €/tCO ₂ -Äq	55,1 - 55,1 €/tCO ₂ -Äq

Technologiebeschreibung

Pelletkessel sind einstufige Anlagen zur Wärmeerzeugung in denen Holzpellets über automatische Zuführeinrichtungen eingesetzt werden. Weiterhin sind Pellets auf Grund ihrer hohen Energiedichte und vergleichsweise geringen Korngröße auch gut innerhalb von Gebäuden lagerbar. Das im Kessel Wärmeträger erwärme Wasser wird in der Regel Einzelgebäuden genutzt.

Technologiesteckbrief

Holz hackschnitzelkessel | Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

Projektname:	Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials	Datum:	15.04.2019
	Träger / Auftraggeber:	BMW i	Bearbeiter:
		DBFZ-Nr.:	P3310054
		FKZ:	03MAP326

Kategorisierung

Technologienummer:	25	TRL¹:	9
Technol.-Beschreibung:	Holz hackschnitzelkessel	Jahr:	2017
Zuordnung Sektor:	GHD	Größe:	P (thermisch)
Anwendungsarten:	Strom Wärme	Wert:	80_kW

¹ Technology Readiness Level

Edukte / Produkte

Einsatzstoff 1:	KUP	Einsatzstoff 5:	
Einsatzstoff 2:	Miscanthus	Einsatzstoff 6:	
Einsatzstoff 3:	Waldrest+ Industrieholz	Einsatzstoff 7:	
Einsatzstoff 4:		Einsatzstoff 8:	
Hauptprodukt:	Wärme	Einsatzstoff 9:	
Energieträger:	fest	Nebenprodukt:	

Umwandlungswirkungsgrade

	2020	2030	2050
Hauptprodukt:	76,7%	80,0%	85,0%
Nebenprodukt:			

Hilfsenergiebedarf (in Bezug zum Hauptproduktoutput)

		Vollbenutzungsstunden	
Strom:	4,3%	2020:	5.000
Wärme:	0,0%	2030:	5.000
Wasserstoff:	0,0%	2050:	5.000

Ökonomie / THG

	2020	2030	2050
Investkosten abs. [Tsd.€]:	182	205	240
Betriebskosten p.a. [Tsd. €]:	11,8	11,7	11,5
Verbrauchskosten p.vbh [€]:	2,75	3,06	3,53
Gestehungskosten [€/MWh]:	116 - 134	121 - 165	k.A.
Emissionen [gCO₂-Äq/kWh]:	16 - 24	10 - 23	k.A.
Vermeidungsk. [€/tCO₂-Äq.]:	-141 - -71	-148 - 15	k.A.

Technologiebeschreibung

Holz hackschnitzelkessel sind einstufige Anlagen zur Wärmeenergieerzeugung in denen Holz hackschnitzel über automatische Zuführeinrichtungen eingesetzt werden. Da hier im Kessel Wasser als Wärmeträger erwärmt wird, werden die Kessel in der Regel als Zentralheizanlagen in größeren Liegenschaften oder kleinen Wärmenetzen genutzt .