SCHRIFTENREIHE
ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Materialien

Februar 2019

Interdisziplinäres Bewertungsinstrument für Bioenergie-Entwicklungspfade

Materialien zur Analyse „Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte“

Daniela Thrän (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impressum

Herausgeberin
Prof. Dr. Daniela Thrän
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung UFZ
Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ
Torgauerstraße 116
04347 Leipzig

Reihenherausgeber
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.
(Federführung)
Geschäftsstelle München
Karolinenplatz 4
80333 München
www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
www.akademienunion.de

Empfohlene Zitierweise
Thrän, D.: *Interdisziplinäres Bewertungsinstrument für Bioenergie-Entwicklungspfade. Materialien zur Analyse Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2019.

Wissenschaftliche Koordination
Dr. Berit Erlach, acatech
Christiane Hennig, Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ
Dr. Franziska Schünemann, Institut für Weltwirtschaft Kiel

Produktionskoordination
Marie-Christin Höhne, acatech

Gestaltung und Satz
Atelier Hauer + Dörfler GmbH, Berlin

Das Akademienprojekt
Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.

Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

acatech
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

UNION
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Interdisziplinäres Bewertungsinstrument für Bioenergie-Entwicklungspfade

Materialien zur Analyse „Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte“

Daniela Thrän

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft

Inhalt

Abkürzungen und Einheiten 3

1 Methodik und Arbeitsweise 4

2 Kriterien und Indikatoren 5

2.1 Technische Kriterien 6
2.2 Systemische Kriterien 7
2.3 Ökologische Kriterien 8
2.4 Ökonomische Kriterien 9
2.5 Soziale Kriterien 10
2.6 Potenzial zur CO_2-Abscheidung 14

3 Beschreibung der Bioenergieanlagenkonzepte 16

4 Ergebnis der Bewertung 19

4.1 Bewertungstabelle 19
4.2 Erläuterungen zu den Bewertungsergebnissen 22
4.2.1 Technische Kriterien 22
4.2.2 Systemische Kriterien 22
4.2.3 Ökologische Kriterien 22
4.2.4 Ökonomische Kriterien 27
4.2.5 Soziale Kriterien 28
4.2.6 Potenzial zur CO_2-Abscheidung 29

5 Literatur 32

Das Akademienprojekt 33

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
CC	Carbon Capture, CO_2-Abtrennung
CCS	Carbon Capture and Storage, CO_2-Abtrennung und -Speicherung
EE	Erneuerbare Energien
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KUP	Kurzumtriebsplantage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MRL	Manufacturing Readiness Level
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgase
WRH	Waldrestholz

Einheiten

a	Jahr
ha	Hektar
GJ	Gigajoule
kt	Kilotonnen (1 kt = 1.000 Tonnen)
h	Stunde
MWh	Megawattstunden
MWh_{el}	Megawattstunden (elektrisch)
MWh_{th}	Megawattstunden (thermisch)
Nm^3	Normkubikmeter
t	Tonne

1 Methodik und Arbeitsweise

Diese Materialien entstanden im Rahmen der Arbeitsgruppe Bioenergie des Akademienprojekts Energiesysteme der Zukunft (ESYS).

Die Arbeitsgruppe Bioenergie hat untersucht, wie eine zukünftige Nutzung von Bioenergie das zukünftige Energiesystem möglichst gut unterstützen kann. Dafür wurden jeweils zwei mögliche Entwicklungspfade für die Nutzung von Lignozellulose (zum Beispiel Holz und Stroh) und vergärbaren Abfällen analysiert und anhand einer durch die Arbeitsgruppe erstellten multikriteriellen Bewertungsmatrix bewertet.

Die interdisziplinäre Arbeitsgruppe ging dabei wie folgt vor:

1. Definition von **Kriterien und Indikatoren** für eine möglichst umfassende Bewertung. Es wurden technische, systemische, ökologische, ökonomische und soziale Kriterien sowie das Potenzial zur CO_2-Abscheidung betrachtet. Insgesamt wurden 29 Kriterien definiert. Für jedes Kriterium wurden dann ein bis zwei Indikatoren identifiziert, die anzeigen, inwieweit ein Kriterium erfüllt ist.
2. Erstellen einer **Bewertungsskala** mit fünf Stufen (Ampelschema von Dunkelgrün bis Rot) für jeden Indikator
3. Definition von **Bioenergietechnologien**, die relevante **Nutzungspfade für 2018 und 2050** darstellen. Als Rohstoffe wurden dabei zum einen vergärbare Abfälle, zum anderen Lignozellulose betrachtet, da diese voraussichtlich auch in Zukunft die größten Biomassepotenziale in Deutschland für die energetische Nutzung bieten. Als Technologien für 2018 wurden die heute jeweils vorherrschenden Nutzungskonzepte (Biogas-Blockheizkraftwerk und Holzheizung) ausgewählt. Für 2050 wurden jeweils eine schrittweise Weiterentwicklung der heute verwendeten Technologie und eine perspektivisch wahrscheinlich an Bedeutung gewinnende Technologie, mit der unter anderem Kraftstoffe für den Verkehrssektor bereitgestellt werden können, ausgewählt. Für die Technologien 2018 wurde dabei der Status quo zugrunde gelegt (nicht die beste heute mögliche Technologie). Für die Technologien 2050 wurden Best-Practice-Beispielanlagen definiert.
4. Definition von **Referenzsystemen** für die Bewertung. Als Referenzsysteme wurden Technologien gewählt, mit denen die betrachteten Bioenergieanlagen in Konkurrenz stehen, da sie die gleichen Energiesystemdienstleistungen bereitstellen. Für 2018 sind die Referenzsysteme konventionelle, fossil befeuerte Anlagen. Für 2050 sind es alternative Erneuerbare-Energie-Anlagen, da davon auszugehen ist, dass das gesamte Energiesystem 2050 weitestgehend auf erneuerbaren Energien beruht.
5. **Anwendung der Bewertungsskala** für die definierten Indikatoren auf die gewählten Bioenergietechnologiekonzepte.
6. Erstellung einer **Ergebnistabelle** mit den Bewertungen der ausgewählten Technologien anhand aller Kriterien und Indikatoren.

Dieser Steckbrief enthält eine ausführliche Beschreibung der ausgewählten Kriterien und Indikatoren und der jeweils zugeordneten Bewertungsskalen sowie der untersuchten Bioenergietechnologien.

Die auf der Bewertung basierenden Schlussfolgerungen und die daraus abgeleiteten Handlungsoptionen für die Energiepolitik sind in der Analyse „Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte“[1] und der Stellungnahme „Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Strategien für eine nachhaltige Bioenergienutzung“[2] dargestellt.

[1] Klepper/Thrän 2019.
[2] acatech et al. 2019.

2 Kriterien und Indikatoren

Abbildung 1 zeigt einen Überblick über alle Kriterien. Im Folgenden werden die Kriterien und ihre Indikatoren im Detail erläutert.

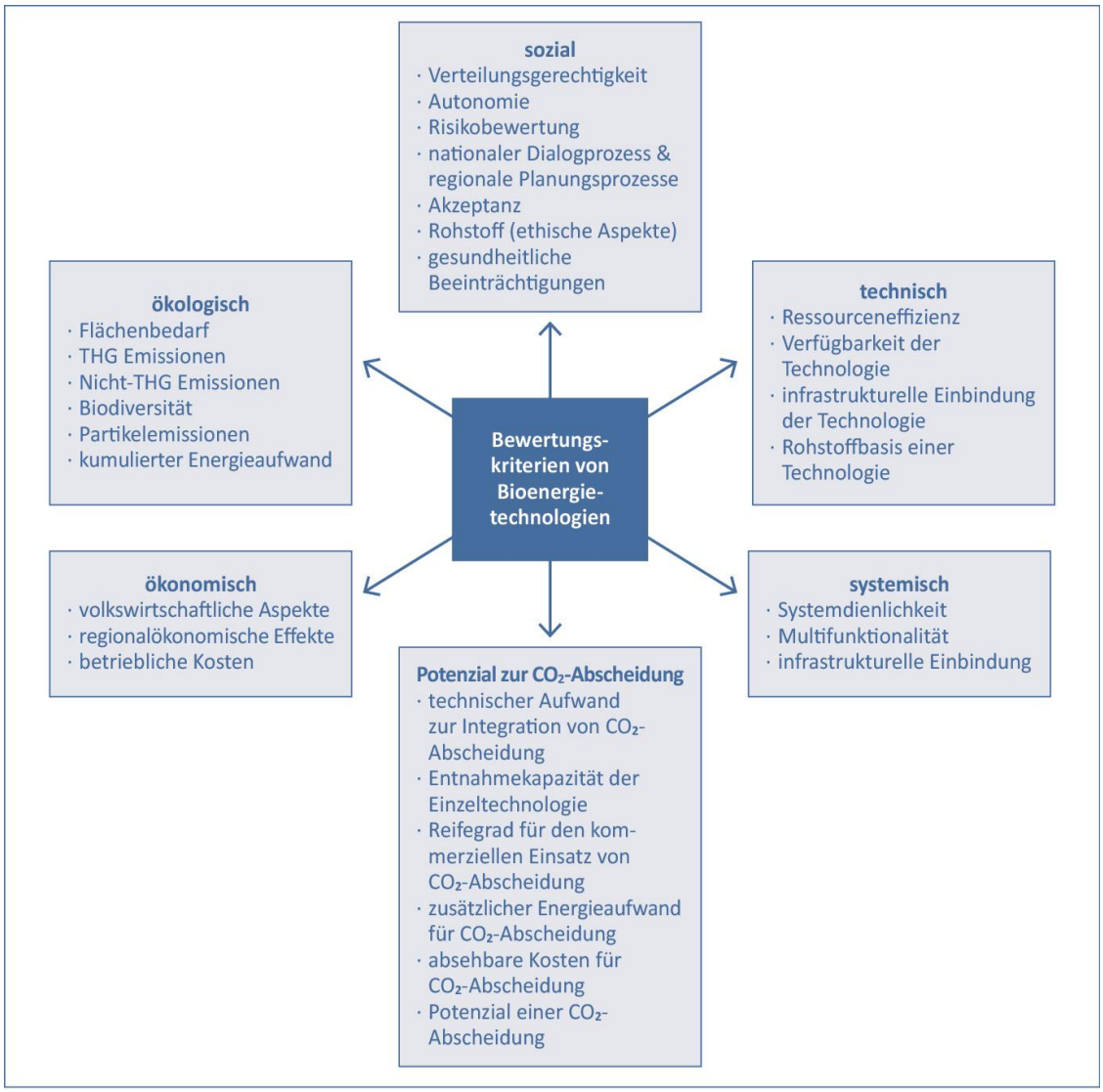


Abbildung 1: Kriterien für die Bewertung von Bioenergietechnologien

Für die Bewertung der Bioenergietechnologien wurde für jeden Indikator eine Bewertungsskala in Form eines „Ampelschemas“ mit den fünf Abstufungen Dunkelgrün, Hellgrün, Gelb, Orange und Rot erstellt. Grün bedeutet dabei jeweils, dass die Technologie das Kriterium sehr weitgehend erfüllt, Rot bedeutet, dass die Technologie das Kriterium nicht erfüllt.

Bei vielen Kriterien wird die Bioenergietechnologie dabei mit einem **Referenzsystem** verglichen, das die gleichen Beiträge zum Energiesystem bereitstellt. Grün bedeutet dann, dass die Bioenergietechnologie das Kriterium in größerem Maße erfüllt als das Referenzsystem. Rot bedeutet, dass die Technologie das Kriterium weniger stark erfüllt als das Referenzsystem. Gelb bedeutet, dass die Bioenergietechnologie und das Referenzsystem das Kriterium in etwa gleich stark erfüllen.

Sinnvolle Referenzsysteme für Bioenergietechnologien sind nicht statisch, sondern entwickeln sich entlang der Zeitachse. Kurzfristig können es fossile Referenzsysteme sein, die durch die Bioenergietechnologien

verdrängt werden. Langfristig werden es aber eher alternative Technologien sein, die ebenfalls auf erneuerbaren Energien beruhen und perspektivisch gleiche Funktionen im Energiesystem übernehmen können wie die betrachtete Bioenergietechnologie. So wurde als Referenztechnologie für die Biogas-KWK-Anlage 2018 eine erdgasbetriebene KWK-Anlage als Referenz angesetzt. Als Referenz für die KWK-Anlagen 2050 hingegen wurde ein Technologiemix angenommen, der CO_2-frei und bedarfsorientiert Strom und Wärme erzeugen kann. Die bedarfsgerechte Stromerzeugung erfolgt dabei durch Windkraft- und PV-Anlagen in Kombination mit Kurzzeitspeichern (Batterien) sowie Langzeitspeichern (Power-to-X).[3] Wärme wird durch Wärmepumpen bereitgestellt, die mit Windkraft- und PV-Strom gespeist werden.

Für die Biomethananlage 2050 wurde die Erzeugung von synthetischem Methan mit Power-to-Gas aus Windkraft- und Photovoltaikstrom als Referenz zugrunde gelegt, für die Bereitstellung von Flüssigkraftstoffen in der Bioraffinerie ist die Referenz die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe in einer Power-to-X-Anlage (E-Fuels).

Die Referenztechnologien für alle betrachteten Bioenergietechnologien sind Tabelle 7 zu entnehmen.

Im Rahmen des Vorgehens ist zu beachten, dass die jeweilige Technologie für die Bewertung mit dem definierten Referenzsystem verglichen wurde und kein direkter Vergleich zwischen den heutigen und perspektivischen Anlagenkonzepten oder zwischen den verschiedenen Anlagenkonzepten für 2018 beziehungsweise 2050 erfolgte.

Eine Gewichtung der Kriterien wurde durch die Arbeitsgruppe bewusst nicht vorgenommen, sondern muss durch die Politik erfolgen.

2.1 Technische Kriterien

Die Bewertungsskala basiert für alle technischen Kriterien auf absoluten Werten (nicht auf Vergleich mit den Referenzsystemen).

Das Kriterium **Ressourceneffizienz** adressiert zwei Aspekte, einerseits die effiziente energetische Nutzung der eingesetzten Ressourcen beim Einsatz in der Anlage und andererseits die Koppelfähigkeit, das heißt die stoffliche Effizienz in Form einer parallelen Herstellung und Nutzung nicht energetischer Produkte wie unter anderem die Nährstoffrückführung sowie CO_2-Nutzung. Mit der **Verfügbarkeit der Technologie** wird bewertet, inwieweit eine Technologie am Markt verfügbar und damit einsetzbar ist. Ein weiterer sehr relevanter Aspekt für die Nutzung einer Technologie sind die benötigten **Infrastrukturen**, damit eine Technologie Anwendung finden kann. Bei den technischen Kriterien wird hier lediglich die infrastrukturelle Einbindung zur Lieferung von Hilfsstoffen und von der Anlage benötigter Energie bewertet. Die infrastrukturelle Einbindung der Rohstoffe (Biomasse) und der energetischen Produkte wird bei den systemischen Kriterien bewertet. Bestehen diese Infrastrukturen bereits, oder müssen diese zunächst geschaffen werden? Das Kriterium **Rohstoffbasis** einer Technologie adressiert die Vielfalt (Anzahl verschiedener Arten) von Ressourcen, die bei einer Technologie einsetzbar sind, und mit welchem Aufwand diese Ressourcen erschlossen und zur Nutzung zur Verfügung gestellt werden können. Ein breites Spektrum der Rohstoffbasis erlaubt einen vielfältigeren Einsatz einer Technologie und reduziert das Risiko von Abhängigkeiten.

[3] Verschiedene Möglichkeiten, Flexibilität in der Stromversorgung in einem durch erneuerbare Energien dominierten Energiesystem bereitzustellen, werden in Elsner et al. 2015 diskutiert.

Kriterien	Indikator	Ziel	Vergleich mit Referenz	Bewertungsskala				
Ressourcen-effizienz	Gesamt-wirkungs-grad	Hoher Wirkungs-grad	Nein	Ressourcen-effizienz bei Einsatz in der Technologie ist sehr hoch. Keine Steigerung des Gesamt-wirkungsgrades möglich.	Ressourcen-effizienz bei Einsatz in der Technologie ist hoch, aber Steigerungs-potenzial des Gesamtwir-kungsgrades.	Geringe Ressourcen-effizienz, die zu einem nicht wirtschaftlichen Betrieb der Anlage führen kann.	Ressourcen-effizienz kritisch, sodass Alternativ-technologien in Erwägung ge-zogen werden müssen.	Ressourcen-effizienz so gering, dass Technologie nicht eingesetzt werden sollte.
	Kopplung/ Koppel-fähigkeit	Hohe technische Koppel-fähigkeit	Nein	Koppelfähigkeit vollumfänglich gegeben.	Koppelfähigkeit gegeben, aber nicht auf die ge-samte Produkt-palette.	Eingeschränkte Koppelfähig-keit, die unter Umständen eine Einbindung in das System nicht ermöglicht.	Koppelfähigkeit kritisch, sodass Alternativtech-nologien in Erwägung ge-zogen werden müssen.	Keine Koppelfähigkeit gegeben.
Verfügbar-keit der Technologie	Marktreife, Marktdurch-dringung (MRL)	Hohe Stufe der Marktreife	Nein	Technologie ist am Markt kom-merziell verfüg-bar und Stand der Technik, Produktions-kapazitäten sind verfügbar (MRL 10).	Technologie im Demonstra-tionsmaßstab verifiziert (Flagship), Markteinfüh-rung möglich (MRL 9).	Technologie befindet sich in der Prozess-entwicklung. Betrieb von Pilotanlagen (MRL 7–8).	F+E zur Validie-rung, Betrieb von Labor- und Technikums-anlagen (MRL 4–5).	Idee und Prinzipien einer Technologie liegen vor. Proof of Concept erbracht (MRL 1–3).
Infrastruk-turelle Ein-bindung der Technologie (Hilfsstoffe und Energie)	Infrastruk-turkompati-bilität/ -ansprüche, Netzaus-baubedarf	Umfängliche Nutzung bestehender Infrastruk-turen	Nein	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollum-fänglich genutzt werden, kein Netzausbau-bedarf.	Gegenwärtige Infrastruktur nutzbar, aber Maßnahmen zur Anpas-sung und zum Netzausbau erforderlich.	Eingeschränkte Nutzung der bestehenden Infrastruktur, erhebliche Maßnahmen zum Netzaus-bau erforderlich.	Nutzung der bestehenden Infrastruktur kri-tisch, ein großer Anteil neuer Infrastrukturen notwendig.	Aufbau völlig neuer Infrastrukturen erforderlich.
Rohstoff-basis einer Technologie	Vielfalt der Ressourcen und Auf-wand für die Bereit-stellung	Breites Spektrum der Ressour-cenbasis	Nein	Breites Spekt-rum verschie-dener biogener Ressourcen; ge-ringer Aufwand für Transport und Bereit-stellung.	Breites Spekt-rum verschie-dener biogener Ressourcen; er-höhter Aufwand für Transport und Bereit-stellung.	Breites Spekt-rum verschie-dener biogener Ressourcen; hoher Aufwand für Transport und Bereit-stellung.	Eingeschränk-tes Spektrum verschiedener biogener Res-sourcen; hoher Aufwand für Transport und Bereitstellung.	Einsatz nur spezifischer biogener Res-sourcen; hoher Aufwand für Transport und Bereitstellung.

Tabelle 1: Bewertungsmatrix technische Kriterien

2.2 Systemische Kriterien

Die Bewertungsskala basiert für die systemischen Kriterien auf absoluten Werten (nicht auf Vergleich mit den Referenzsystemen).

Anhand des Kriteriums **Systemdienlichkeit** soll das Potenzial beschrieben werden, inwieweit eine Technologie die für das Jahr 2050 zu erwartenden Lücken im Energiesystem schließen und damit zur Versorgungssicherheit beitragen kann. Das Kriterium **infrastrukturelle Einbindung** adressiert, welche Infrastrukturansprüche oder auch -kompatibilitäten bei der Anwendung einer Technologie bestehen.

Dies betrifft einerseits die infrastrukturelle Einbindung für die Beschaffung der Rohstoffe und andererseits die Nutzung des erzeugten (Energie-)Produktes im System. Die **Multifunktionalität** stellt dar, inwieweit ein variabler energetischer und stofflicher Einsatz der anhand der Technologie erzeugten Produkte möglich ist. Dabei gilt, dass für einen hohen Systembeitrag ein Einsatz in allen Energiesektoren (Strom, Wärme, Kraftstoffe) sowie der stofflichen Nutzung anzustreben ist.

Kriterien	Indikator	Ziel	Vergleich mit Referenz	Bewertungsskala				
Systemdienlichkeit	Technologie kann die im Jahr 2050 zu erwartenden Lücke(n) im System schließen → „Systemdienlichkeit" Technologie kann eine bestimmte Systemfunktion erfüllen	Hohe Systemdienlichkeit	Nein	Erzeugung von Kraftstoffen für spezielle Anwendungen, unter anderem Flugkraftstoffe	Technologie kann flexibel Kraftstoffe, Strom und Wärme erzeugen	Technologie kann flexibel Strom und Wärme erzeugen	Technologie kann eingeschränkt flexibel Strom und Wärme erzeugen	keine flexible Energiebereitstellung möglich
Infrastrukturelle Einbindung	Rohstoffe	Umfängliche Nutzung bestehender Infrastrukturen	Nein	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden, kein Infrastrukturausbaubedarf.	Gegenwärtige Infrastruktur nutzbar, aber Maßnahmen zur Anpassung und zum Infrastrukturausbau erforderlich.	eingeschränkte Nutzung der bestehenden Infrastruktur, erhebliche Maßnahmen zum Infrastrukturausbau erforderlich.	Nutzung der bestehenden Infrastruktur kritisch, ein großer Anteil neuer Infrastrukturen notwendig.	Aufbau völlig neuer Infrastrukturen erforderlich.
	Energieprodukte		Nein					
Multifunktionalität	Produktflexibilität/Sektorflexibilität, (unterschiedliche Energiesektoren und stoffliche und energetische Nutzung)	Hohe Produkt- und Sektorflexibilität	Nein	Einsatz in allen Energiesektoren und stoffliche Nutzung möglich.	Einsatz in 3 von 4 Sektoren.	Einsatz in 2 von 4 Sektoren.	Einsatz in 2 von 4 Sektoren festes Verhältnis (Strom/Wärme).	Einsatz nur in einem Energiesektor möglich.

Tabelle 2: Bewertungsmatrix systemische Kriterien

2.3 Ökologische Kriterien

Aus der Vielzahl möglicher ökologischer Kriterien wurden insgesamt sechs Kriterien ausgewählt. Diese umfassen zum Teil wiederum eine Vielzahl von ökologischen Indikatoren und damit auch Umweltwirkungskategorien.

In der Diskussion um die Nachhaltigkeit von Bioenergie nimmt die Frage der Landnutzung beziehungsweise die Inanspruchnahme von Flächen oft eine hervorgehobene Stellung ein. Aus diesem Grund bildet das Kriterium **Flächenbedarf** das Verhältnis von Flächennutzung zu Energieertrag ab. Über die unterschiedliche Flächeninanspruchnahme der hier diskutierten Technologiepfade (beziehungsweise ihrer Rohstoffe) und die mögliche zukünftige Gestaltung von Anbausystemen lassen sich eventuelle Unterschiede zwischen den Pfaden herausarbeiten.

Ein weiteres, intensiv diskutiertes Kriterium ist das Risiko für den Verlust von **Biodiversität**. Insbesondere die Anbauintensität, der Einsatz von Pflanzenschutzmitteln sowie die Größe des Einzugsradius der Konversionsanlagen sind hier bedeutende Parameter zur Bewertung des Risikos. **THG-Emissionen** beziehungsweise Emissionsminderungen sind eine zentrale Bewertungsgröße für die Abschätzung des möglichen Beitrags der verschiedenen Technologien zum Erreichen der Klimaschutzziele im Energie-

system. Hier wird, in Abhängigkeit von dem Anspruch an das verfolgte Klimaschutzziel, von einem weitgehend THG-neutralen Energiesystem in 2050 ausgegangen. Gegenüber dieser Referenz müssten die zu bewertenden Technologiepfade entsprechend wettbewerbsfähig sein.

Das Kriterium der **Nicht-THG-Emissionen** beinhaltet vor allem versauernd und eutrophierend wirkende Emissionen. Insbesondere bei vorhandenen Verknüpfungspunkten zu landwirtschaftlichen Produktionssystemen und entsprechenden Nährstoffeinträgen ist dieses Kriterium eine relevante Bewertungsgröße.

Partikelemissionen stellen vor allem für mögliche lokale Effekte, zum Beispiel mit Einfluss auf die menschliche Gesundheit, eine relevante Bewertungsgröße dar.

Der **kumulierte Energieaufwand** summiert die Energiebilanz, also die eingesetzte erneuerbare und nicht erneuerbare Energie zur Bereitstellung der Bioenergie über den jeweiligen Pfad. Neben der Frage der „Energieeffizienz“ ist dabei vor allem die Verteilung zwischen eingesetzter nicht-erneuerbarer und erneuerbarer Energie interessant.

Kriterien	Indikatoren	Ziel
Flächenbedarf	Flächenertrag: Energie-/Produktoutput pro Flächeneinheit	Hoher Flächenertrag (GJ/ha pro Jahr)
Biodiversität	Veränderung der Biodiversität in der Fläche durch den Anbau der Ressource und Infrastruktur	Zunahme der Biodiversität
THG-Emissionen	THG-Emissionen	Minderung der Emissionen
Nicht-THG-Emissionen	Emissionen die zum Beispiel zu Eutrophierung und Versauerung führen	Minderung der Emissionen
Partikelemissionen	PM10-Emissionen	Minderung der Emissionen
Kumulierter Energieaufwand (KEA) Höhe Primärenergieaufwand, Aufschlüsselung des Primärenergieaufwands nach fossil und nicht-fossil	Summe aller Primärenergieinputs für die Produktherstellung	Minimierung des Primärenergieinputs; höherer Anteil an EE des Inputs am KEA als die Referenz

Tabelle 3: Ökologische Kriterien[a)]
a) Für die ökologische Bewertung wurde ein detaillierteres Bewertungsverfahren angewendet, bei dem unter anderem zwischen den verschiedenen Prozessschritten (Biomasseproduktion, Transport, Konversion, Distribution, Nutzung) differenziert wurde. Die Bewertungsskalen sind in Abschnitt 4.2.3 beschrieben.

2.4 Ökonomische Kriterien

Für die Abbildung der ökonomischen Aspekte wurden drei Kriterien gewählt: **volkswirtschaftliche Aspekte, regionalökonomische Effekte** und **betriebliche Kosten**. Kosten negativer Externalitäten wurden bei den ökonomischen Kriterien nicht betrachtet, da es sich hier um die monetäre Bewertung von Schäden aus anderen Dimensionen handelt, für die mit den ökologischen und sozialen Kriterien eine differenzierte Bewertung vorgenommen wurde. Die Rohstoffkosten sind eine Kostenposition der Energiegestehungskosten, wurden jedoch aufgrund der hohen Bedeutung der Rohstoffe bei der Biomassenutzung separat ausgewiesen. Bei den Indikatoren Wertschöpfung und Beschäftigung ist jeweils der inländische Anteil von Interesse, da ein Teil der Wertschöpfung und Beschäftigung auch im Ausland anfallen kann, je nachdem, welche Vorleistungen von ausländischen Lieferanten bezogen werden.

Bei dem Kriterium „regionalökonomische Effekte“ erfolgten eine absolute Betrachtung des Potenzials der Bioenergietechnologie für Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf regionaler Ebene und kein Vergleich mit einer Referenztechnologie. Hier sind vor allem die Anlagentechnologie beziehungsweise -größe sowie die konkrete Ausgestaltung vor Ort (beispielsweise Einbeziehung regionaler Akteure bei dem Betrieb und der Finanzierung der Anlagen) von Bedeutung. Diese können ohne Standortbezug nicht bewertet werden, das Potenzial hingegen schon.

Kriterien	Indikator	Ziel	Vergleich mit Referenz	Bewertungsskala				
	Energiegestehungskosten	niedrig	Ja	Energiegestehungskosten deutlich niedriger gegenüber Referenz.	Energiegestehungskosten geringfügig niedriger gegenüber Referenz.	Energiegestehungskosten entsprechen den Kosten der Referenz.	Energiegestehungskosten geringfügig höher gegenüber Referenz.	Energiegestehungskosten deutlich höher gegenüber Referenz.
	Brenn-/Rohstoffkosten	niedrig	Ja	Brenn-/Rohstoffkosten deutlich niedriger gegenüber Referenz.	Brenn-/Rohstoffkosten geringfügig niedriger gegenüber Referenz.	Brenn-/Rohstoffkosten entsprechen den Kosten der Referenz.	Brenn-/Rohstoffkosten geringfügig höher gegenüber Referenz.	Brenn-/Rohstoffkosten deutlich höher gegenüber Referenz.
Volkswirtschaftliche Aspekte	Inländischer Anteil Beschäftigung	hoch	Ja	Anzahl der Beschäftigten (inländischer Anteil) deutlicher höher gegenüber Referenz.	Anzahl der Beschäftigten (inländischer Anteil) geringfügig höher gegenüber Referenz.	Beschäftigung (inländischer Anteil) entspricht dem Beschäftigungseffekt der Referenz.	Anzahl der Beschäftigten (inländischer Anteil) geringfügig niedriger gegenüber Referenz.	Anzahl der Beschäftigten (inländischer Anteil) deutlich niedriger gegenüber Referenz.
	Inländischer Anteil Wertschöpfung	hoch	Ja	Wertschöpfungseffekte (inländischer Anteil) deutlich höher gegenüber Referenz.	Wertschöpfungseffekte (inländischer Anteil) geringfügig höher gegenüber Referenz.	Wertschöpfung (inländischer Anteil) entspricht dem Wertschöpfungseffekt der Referenz.	Wertschöpfungseffekte (inländischer Anteil) geringfügig niedriger gegenüber Referenz.	Wertschöpfungseffekte (inländischer Anteil) deutlich niedriger gegenüber Referenz.
Regionalökonomische Effekte	Potenzial für Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf regionaler Ebene	hoch	nein	Potenzial für Beschäftigung und Wertschöpfung in einer durchschnittlichen Region ist sehr hoch.	Potenzial für Beschäftigung und Wertschöpfung in einer durchschnittlichen Region ist hoch.	Potenzial für Beschäftigung und Wertschöpfung in einer durchschnittlichen Region ist gering.	Potenzial für Beschäftigung und Wertschöpfung in einer durchschnittlichen Region ist sehr gering.	Kein Potenzial für Beschäftigung und Wertschöpfung in einer durchschnittlichen Region.

Tabelle 4: Bewertungsmatrix ökonomische Kriterien

2.5 Soziale Kriterien

Als soziale Kriterien einer nachhaltigen Bioenergiestrategie sind, neben der Akzeptanz selbst, insbesondere die Aspekte relevant, die für das Entstehen von Akzeptanz ausgewählter Bioenergietechnologien bedeutsam sind. Um die Anzahl der Kriterien handhabbar zu halten, wurde der Fokus auf die als zentral identifizierten Einflussfaktoren gelegt: die **Verteilungsgerechtigkeit**, die **Autonomie**, die **Risikobewertung** der Technologie sowie die **ethische Bewertung des jeweiligen Rohstoffs**. Wichtig ist hier zu beachten, dass vor allem die Wahrnehmung eine Rolle spielt und diese nicht immer mit der realen Situation übereinstimmen muss. Vermittlung und Kommunikation spielen aus diesem

Grunde eine wichtige Rolle. Zusätzlich wurden **gesundheitliche Aspekte** mit in die Bewertungskriterien aufgenommen, weil diese in der aktuellen Diskussion eine immer größer werdende Bedeutung einnehmen.

Das Kriterium ***Verteilungsgerechtigkeit***[4] reflektiert die Aspekte wahrgenommene Gerechtigkeit und Nutzen (diese können monetärer oder nicht-monetärer Art sein) innerhalb der Region, das heißt, welche Akteurinnen und Akteure können sich beteiligen und ökonomisch oder anderweitig profitieren – örtliche Gemeinschaft, betroffene Kommune, betroffene Bevölkerung etc. Die Wirkung ist positiver zu bewerten, wenn sich der wahrgenommene Nutzen (meist regional) auf eine Vielfalt an Akteurinnen und Akteuren erstreckt. Der Nutzen kann dabei auf unterschiedlichen Ebenen entstehen; es können einzelne Bürgerinnen und Bürger, eine Initiative, die Kommune und/oder zum Beispiel Landwirtschaft oder Handwerk profitieren. Dies hat auch Auswirkungen auf die regionale Wirtschaft beziehungsweise die regionale Wertschöpfung und ist mit hierunter zu fassen.

Die ***Autonomie*** adressiert den Grad der energetischen Selbstversorgung, was sich im Potenzial einer regionalen Eigenversorgung beziehungsweise individuellen Selbstversorgung widerspiegelt. Dieser Aspekt spielt immer wieder eine wichtige Rolle bei Diskussionen um ein (de)zentrales Energiesystem und entspricht einem Grundbedürfnis.

Im Rahmen des Kriteriums ***Risikobewertung*** werden die Einschätzung der Akteurinnen und Akteure hinsichtlich des Betriebs und des Standorts einer Energieerzeugungsanlage sowie die mit einem möglichen Transport verbundenen Gefahren in Betracht gezogen. Die Einschätzung erfolgt hierbei in Abhängigkeit der verwendeten Rohstoffe und des Produkts sowie gegebenenfalls deren Art des Transports.

Die ***regionalen Planungsprozesse*** umfassen die Gestaltung von formalen und informellen Beteiligungsverfahren, die im Hinblick auf die wahrgenommene Verfahrensgerechtigkeit (das heißt, als wie fair/gerecht die Planungsprozesse wahrgenommen werden) von Bedeutung sind. Diese können nur im konkreten Einzelfall bewertet werden, da sie nicht unmittelbar von der Technologie abhängen. Ihnen kommt jedoch insbesondere bei eher „kritisch“ gesehenen Technologien eine entscheidende Rolle zu. Um dieser Bedeutung gerecht zu werden, wird dieses Kriterium daher als eigene Spalte ohne entsprechend definierte Abstufungen in Tabelle 5 aufgeführt. Hierbei ist besonders wichtig, dass es um die Gestaltung einer akzeptablen Technologienutzung geht, welche je nach Technologie (vor allem in Bezug auf die Beteiligungsmöglichkeiten) unterschiedlich zu gestalten ist. Gleiches gilt für das Kriterium *nationaler Dialogprozess*. Ein nationaler Dialogprozess zu einer nachhaltigen Bioenergiestrategie ist bisher noch nicht implementiert. Dieser ist aber unabhängig von der Wahl der Technologieoptionen unbedingt erforderlich, damit nicht eine gute Option nur aufgrund der Tatsache verworfen wird, dass die beteiligten Akteurinnen und Akteure nicht einbezogen waren. Wegen der Relevanz dieses Aspekts wurde dieses Kriterium mit in der Tabelle aufgeführt und dementsprechend auch als Handlungsoption „Einführung eines nationalen Dialogprozesses“ zur Gestaltung einer nachhaltigen Bioenergiestrategie und ihrer Elemente berücksichtigt.[5]

[4] Mit Verteilungsgerechtigkeit ist ein Maß für die subjektive Balance von materiellen und immateriellen Kosten und Nutzen gemeint, wobei hier nicht nur finanzieller Nutzen, sondern auch andere wie Lebensgefühl, Stolz oder Identifikation eine Rolle spielen können. Aufseiten der wahrgenommenen Kosten stehen Aspekte wie Landschaftsveränderung und Abnahme von Lebensqualität. Die Bewertungen sind hier auch subjektiv zu verstehen und meist auf die lokale beziehungsweise regionale (das heißt nicht überregionale) Ebene bezogen.

[5] Siehe acatech et al. 2019, Abschnitt 5.3 und 5.4.4.

Das Kriterium **(*ethische Aspekte* bezüglich) *Rohstoff*** adressiert die Bewertung des eingesetzten Rohstoffs hinsichtlich einer möglichen Konkurrenz zu Lebensmitteln und anderen Aspekten wie dem möglichen Einsatz von Gentechnik sowie Flächenbedarf und die damit verbundene Veränderung des Landschaftsbildes.

Unter dem Kriterium ***Akzeptanz*** einer Technologie wird verstanden, dass es auf allgemeiner Ebene seitens der Bevölkerung zu einer positiven Bewertung der Technologie kommt (Akzeptanz) und diese sich möglichst in Form einer entsprechenden unterstützenden Handlung auswirkt (aktive Akzeptanz). Bei der Einschätzung werden die anderen akzeptanzrelevanten sozialen Kriterien ebenfalls mitberücksichtigt.

Bei den ***gesundheitlichen Beeinträchtigungen*** werden Emissionen wie Lärm, Gerüche und Feinstaub bewertet. Hierbei geht es vor allem darum, wie gut potenzielle gesundheitliche Beeinträchtigungen eingedämmt werden können.

Die Kriterien befinden sich nicht alle auf einer Ebene und sind nicht vollkommen trennscharf voneinander abzugrenzen. Für die Einschätzung im Hinblick auf eine nachhaltige Bioenergiestrategie ist es sinnvoll, das Kriterium ***gesundheitliche Beeinträchtigung*** vergleichend (zu einem Referenzsystem) zu formulieren, da eine absolute Bewertung hier keine Hinweise für Handlungsoptionen gäbe. Alle anderen Kriterien werden absolut betrachtet, sowohl in ihrer Beschreibung als auch in ihrer Anwendung auf die verschiedenen Technologiepfade; das heißt, die Bewertung erfolgt konkret für die jeweilige betrachtete Bioenergietechnologie. Für die Anwendung des Ampelschemas der sozialen Kriterien auf die verschiedenen Technologieoptionen wurden die Perspektiven verschiedener disziplinärer Zugänge von Expertinnen und Experten zusammengeführt, um so triangulierte Einschätzungen zu erhalten. Der Bewertungsprozess erfolgte im Konsensverfahren unter den Expertinnen und Experten.

Die Abstufungen in der Tabelle wurden so definiert, dass Gelb einen unveränderten Zustand im Vergleich zum jeweiligen Referenzsystem darstellt, Hell- und Dunkelgrün eine Verbesserung und Orange und Rot abgestuft eine Verschlechterung zum Referenzsystem darstellen. Im Hinblick auf die absoluten Einschätzungen stellen Dunkelgrün die optimale Ausprägung des jeweiligen Kriteriums (und des damit verbundenen Indikators) im Hinblick auf die jeweilige Technologie beziehungsweise eine nachhaltige Bioenergiestrategie, Hellgrün eine positive Ausprägung, Orange und Rot Abstufungen einer negativen Ausprägung/Entwicklung und Gelb eine verträgliche, wenn auch nicht voranbringende Ausprägung dar.

Kriterien	Indikator	Ziel	Vergleich mit Referenz	Bewertungsskala				
Verteilungs-gerechtigkeit	Nutzen einer Vielzahl von Akteurinnen und Akteuren	–	Nein	Viele unterschiedliche regionale Akteure profitieren.	Einige unterschiedliche regionale Akteure profitieren.	Eine bestimmte Gruppe regionaler Akteure profitiert.	Eine bestimmte Gruppe oder einige unterschiedliche regionale Akteure profitieren.	Es profitiert nur ein externer Investor (keine regionalen Akteure).
Autonomie	Regionale Eigenversorgung/ individuelle Selbstversorgung	Maximierung	Nein	Leistet einen großen Beitrag zur regionalen Eigenversorgung/individuellen Selbstversorgung.	Leistet einen wahrnehmbaren Beitrag zur regionalen Eigenversorgung/ individuellen Selbstversorgung.	Leistet kaum einen Beitrag zur regionalen Eigenversorgung/individuellen Selbstversorgung.	Leistet keinen Beitrag zur regionalen Eigenversorgung/individuellen Selbstversorgung.	Kein Potenzial zur regionalen Eigenversorgung/ individuellen Selbstversorgung vorhanden.
Risiko-bewertung	Subjektive Wahrnehmung und Bewertung von Risiken, gegebenenfalls noch (Un)Sicherheiten bezüglich der Beurteilung	Reduzierung des Risikos	Nein	Die Technologie wird als risikofrei bewertet.	Die Technologie wird weitestgehend als risikofrei bewertet.	Der Technologie wird ein geringes Risiko zugeschrieben.	Der Technologie wird ein großes Risiko zugeschrieben.	Der Technologie wird ein sehr großes Risiko zugeschrieben.
Nationaler Dialog-prozess und regionale Planungs-prozesse	–	–	Nein	Die Gestaltung sowohl eines nationalen Dialogprozesses zum Energiesystem als auch regionaler Planungsprozesse kann großen Einfluss auf die Akzeptanz von Technologien beziehungsweise einzelnen Anlagen haben. Im Rahmen der hier vorgestellten technologiespezifischen Bewertung können diese Aspekte nicht beurteilt werden, da zum einen der nationale Dialogprozess in seinem systemischen Verständnis technologieübergreifend gestaltet sein sollte und zum anderen sich die regionalen Planungsprozesse kontextbedingt von Fall zu Fall stark unterscheiden können.				
Rohstoff (ethische Aspekte)	Unterschiedliche Akzeptanz/kritische Haltung hinsichtlich möglicher Konkurrenzen zum Beispiel in Bezug auf Lebensmittel und/oder die Art und Weise der Nutzung der Fläche	Ethisch unbedenklich	Nein	Der verwendete Rohstoff ist gar nicht kritisch im Hinblick auf eine mögliche Konkurrenz zu Lebensmitteln und/oder hinsichtlich der Art und Weise der Nutzung der Fläche.	Der verwendete Rohstoff ist nicht kritisch im Hinblick auf eine mögliche Konkurrenz zu Lebensmitteln und/oder hinsichtlich der Art und Weise der Nutzung der Fläche.	Der verwendete Rohstoff ist wenig kritisch im Hinblick auf eine mögliche Konkurrenz zu Lebensmitteln und/oder hinsichtlich der Art und Weise der Nutzung der Fläche.	Der verwendete Rohstoff ist kritisch im Hinblick auf eine mögliche Konkurrenz zu Lebensmitteln und/oder hinsichtlich der Art und Weise der Nutzung der Fläche.	Der verwendete Rohstoff ist sehr kritisch im Hinblick auf eine mögliche Konkurrenz zu Lebensmitteln und/oder hinsichtlich der Art und Weise der Nutzung der Fläche.
Akzeptanz	Bewertung von und Handlung im Hinblick auf die Technologie (nationale Ebene/ Socio-Political Acceptance)	Maximierung	Nein	Die Technologie wird von den meisten Menschen positiv bewertet und in ihrem weiteren (Aus-)Bau aktiv von ihnen unterstützt (aktive Akzeptanz).	Die Technologie wird von einem großen Teil der Bevölkerung positiv bewertet, die Menschen setzen sich jedoch kaum/nicht aktiv für sie ein (Akzeptanz ohne Engagement).	Die Technologie wird von den Menschen negativ bewertet, aber sie engagieren sich nicht gegen diese (Duldung).	Die Technologie wird von einem großen Teil der Bevölkerung sehr negativ bewertet, aber nur wenige engagieren sich gegen diese (Ablehnung).	Die Technologie wird von den meisten Menschen sehr negativ bewertet, und sie engagieren sich aktiv gegen diese (Widerstand).
Gesundheitliche Beeinträchtigungen (im Vergleich zum Referenzsystem)	–	Reduzierung	Ja	Die Technologie/ Anlage führt zu viel/deutlich weniger gesundheitlichen Beeinträchtigungen bei den Anwohnenden/im Betrieb Tätigen/ der Rohstoffgewinnung als das Referenzsystem.	Die Technologie/ Anlage führt zu weniger gesundheitlichen Beeinträchtigungen bei den Anwohnenden/im Betrieb Tätigen/ der Rohstoffgewinnung als das Referenzsystem.	Die Technologie/ Anlage führt zu gleich vielen gesundheitlichen Beeinträchtigungen bei den Anwohnenden/im Betrieb Tätigen/ der Rohstoffgewinnung wie das Referenzsystem.	Die Technologie/ Anlage führt zu stärkeren gesundheitlichen Beeinträchtigungen bei den Anwohnenden/im Betrieb Tätigen/ der Rohstoffgewinnung als das Referenzsystem.	Die Technologie/ Anlage führt zu viel stärkeren gesundheitlichen Beeinträchtigungen bei den Anwohnenden/im Betrieb Tätigen/ der Rohstoffgewinnung als das Referenzsystem.

Tabelle 5: Bewertungsmatrix soziale Kriterien

2.6 Potenzial zur CO_2-Abscheidung

Betrachtet wird hier die Möglichkeit zur CO_2-Abscheidung aus der Bioenergieanlage. Verdichtung, Transport und Speicherung sind nicht einbezogen, da sie nicht von der jeweiligen Bioenergietechnologie abhängen. Potenziale für die CO_2-Speicherung in geologischen Lagerstätten werden in der parallel veröffentlichten Analyse diskutiert.[6]

Das Kriterium **Technischer Aufwand zur Integration von CO_2-Abscheidung** bewertet die Möglichkeit zur Integration einer CO_2-Abscheidung in die betrachteten Anlagenkonzepte. Dabei spielt der CO_2-Gehalt in den Prozessströmen ebenso eine Rolle wie die Anlagengröße. Mit zunehmender Biomasse-Verarbeitungskapazität wird der Aufwand bezogen auf die Einsatzstoff- oder Produktmenge aufgrund von Skaleneffekten kleiner. Dies gilt in weiten Teilen ebenso für den Energieaufwand und die Kosten.

Entnahmekapazität der Einzeltechnologie beschreibt die Menge an CO_2, die jährlich aus einer Einzelanlage der betrachteten Technologie gewonnen werden kann. Sie sagt nichts aus über die Vollständigkeit der Abscheidung und gibt auch nicht Auskunft über den möglichen Gesamtbeitrag, der sich aus der Zahl der jeweils betriebenen Anlagen ergibt.

Für den **Reifegrad für den kommerziellen Einsatz von CO_2-Abscheidung** wird der MLR (Manufacturing Readiness Level) zur Einschätzung der Marktverfügbarkeit als Kriterium verwendet. Dieser ist zu unterscheiden vom häufiger gebräuchlichen technologischen Reifegrad (TRL – Technology Readiness Level), der den Entwicklungsstand einer Technologie beschreibt.

Zusätzlicher Energieaufwand für CO_2-Abscheidung: Die Entnahme von CO_2 bedeutet grundsätzlich einen zusätzlichen Aufwand an Technik, Stoffen und Energie. Letzterer ergibt sich vor allem bei der Abtrennung von CO_2 durch die energieaufwendigen Waschverfahren und die Kompression des gasförmigen CO_2 zu einer transportierbaren Flüssigkeit. Bei der Abtrennung steigt der energetische Aufwand mit abnehmendem Partialdruck (Anteil) des CO_2 im Produktgasstrom exponentiell an. Angegeben wird der Energieaufwand als Anteil der Produktenergie und ist damit auch ein Maß für die Verringerung der Effizienz gegenüber einem Prozess ohne CO_2-Abtrennung.

Absehbare Kosten für CO_2-Abscheidung: Der technologische und energetische Aufwand einer CO_2-Entnahme führt zu erhöhten Kosten, die hier relativ als Anteil an der Gesamtinvestition einer Anlage angegeben werden. Den größten Einfluss auf die geschätzten Mehrkosten hat bei der CO_2-Entnahme die Anlagengröße. Ein typischer Wert für den Skalierungskoeffizienten D bei der Skalierung von Anlagenkosten dieser Art liegt bei 0,6 (Kosten größere Anlage = Kosten kleinere Anlage x (Verarbeitungskapazität größere Anlage/Verarbeitungskapazität kleinere Anlage)^D). Unterschiede durch Nachrüstung gegenüber dem Neubau einer integrierten CCS-Anlage werden hier nicht berücksichtigt.

Mit dem Kriterium **Potenzial einer vollständigen CO_2-Abscheidung** wird die Möglichkeit bewertet, den Grad der CO_2-Abscheidung zu maximieren. Bei der Abtrennung aus Verbrennungsprozessen oder bei der Herstellung von Wasserstoff kann dies nahezu vollständig geschehen, da in der Bioenergieanlage (nahezu) der gesamte Kohlenstoff in CO_2 umgewandelt wird, welches abgetrennt werden kann. Bei der Herstellung von Kraftstoffen oder Biomethan verbleibt ein Teil des Kohlenstoffs im Produkt. Daher kann nur die Menge an CO_2 abgetrennt werden, die bei der Herstellung dieser Energieträger anfällt.

[6] Analyse Bioenergie Abschnitt 4.3.

Kriterien	Indikator	Bewertungsskala				
Technischer Aufwand zur Integration von CO_2-Abscheidung	CO_2-Anteil im Gas	Wenig zusätzlicher Aufwand, da CO_2 bereits heute verfahrensbedingt abgetrennt wird.[1]	Abtrennung mit relativ wenig Aufwand möglich, CO_2 liegt in konzentrierter Form vor (> 20 %).	Abtrennung mit mittlerem Aufwand möglich. CO_2-Gehalt 10–20 %.[2]	Abtrennung mit hohem Aufwand möglich, CO_2 liegt in geringer Konzentration vor (< 10 %).	Abtrennung verfahrensbedingt praktisch nicht sinnvoll möglich (< 1 %).
Entnahmekapazität der Einzeltechnologie	Kilotonnen CO_2 pro Jahr[3]	> 1.000 kt	100–1000 kt	10–100 kt	1–10 kt	< 1 kt/a
Reifegrad für den kommerziellen Einsatz von CO_2-Abscheidung	MRL (Manufacturing Readiness Level)	Technologie ist Stand der Technik, Produktionskapazitäten sind verfügbar (MRL 10).	Technologie im Demonstrationsmaßstab verifiziert (Flagship), Markteinführung möglich (MRL 9).	Technologie befindet sich in der Prozessentwicklung, Betrieb von Pilotanlagen (MRL 7–8).	F+E zur Validierung, Betrieb von Labor- und Technikumsanlagen (MRL 4–5).	Idee und Prinzipien einer Technologie liegen vor. Proof of concept erbracht (MRL 1–3).
Zusätzlicher Energieaufwand für CO_2-Abscheidung	Prozent der Produktenergie	< 20 %	> 20–30 %	31–50 %	51–100 %	> 100 %
Kosten für CO_2-Abscheidung	% der Investitionssumme	< 20 %	> 20–30 %	31–50 %	51–100 %	> 100 %
Potenzial einer vollständigen CO_2-Abscheidung[4]	CO_2-Abscheiderate	Vollständig möglich.	Vollständig mit geringem Aufwand möglich.	Vollständig mit erhöhtem Aufwand möglich.	Vollständig mit signifikantem Aufwand möglich.	Vollständig ist nicht möglich.

Tabelle 6: Bewertungsskala für das Potenzial zur CO_2-Abscheidung

1: Beispiel wäre die Abtrennung des CO_2 aus der alkoholischen Gärung. Bei der Erdgasgewinnung sind Waschverfahren Stand der Technik mit Kapazitäten von bis zu einer Million Tonnen CO_2 pro Jahr.

2: Typische Werte für Verbrennungs- und autotherme Vergasungsreaktionen bei Post-Combustion oder Pre-Combustion mit Flüssigkeitsgaswäsche.

3: Werte angelehnt am unteren Rand der erfassten Werte der PRTR-Verordnung (Pollutant Release and Transfer Register, Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister).[7]

4: Dahinter steht die Frage, ob die Technologie so gestaltet werden kann, dass möglichst viel CO_2 beziehungsweise C abgeschieden werden kann. Dies bezieht sich nicht auf das technologische Vermögen, CO_2 bei gegebenem Gehalt möglichst vollständig aus dem Prozess abzutrennen (Recovery Rate), sondern darauf, möglichst viel des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs als CO_2 abzutrennen, zum Beispiel indem der Biomasse chemisch der Kohlenstoff entzogen und als Energieträger kohlenstofffreier Wasserstoff gewonnen wird.

[7] Siehe UBA 2018.

3 Beschreibung der Bioenergieanlagenkonzepte

Für die Rohstoffe vergärbare Abfall- und Reststoffe sowie Lignozellulose werden jeweils eine heute umfassend genutzte Technologie für 2018 und zwei mögliche relevante Technologien für 2050 definiert. Für 2050 ist eine der beiden Technologien eine Weiterentwicklung der Technologie von 2018. Die andere ist eine Technologie, die sich stärker von der heute vorherrschenden Nutzung unterscheidet, von der aber basierend auf Energieszenarien zu erwarten ist, dass sie zukünftig an Bedeutung gewinnen könnte, und bei der eine CO_2-Abscheidung prinzipiell möglich ist.

Für jede Technologie wurde eine typische Beispielanlage charakterisiert. Für die Anlagen 2018 wurde dabei der Status quo zugrunde gelegt (nicht die beste heute mögliche Technologie). So wurde beispielsweise bei der Wärmenutzung bei Biogasanlagen von der heute üblichen unvollständigen Wärmenutzung ausgegangen. Für die Technologien 2050 wurden Best-Practice-Beispielanlagen definiert.

Best Practice bei der Einbindung ins Energiesystem bedeutet beispielsweise, dass bei Biogas-BHKW der Strom nachfrageorientiert erzeugt und die Wärme umfassend genutzt wird. Best Practice bei der Rohstoffbereitstellung bedeutet, dass größtenteils Abfälle und naturverträglich angebaute Anbaubiomasse verwendet werden.

Tabelle 7 beschreibt die ausgewählten Bioenergietechnologien und ihre jeweiligen Referenztechnologien 2018 und 2050. Anlagenschemata und Systemgrenzen sind in Abbildung 2 dargestellt.

	2018		2050			
Kurzbezeichnung	**Biogas-KWK-2018**	**Holz-Wärme-2018**	**Biogas-KWK-2050**	**Biomethan-2050**	**Holz-Wärme-2050**	**Holzraffinerie-2050**
Bioenergie-Technologie	Biogasanlage mit BHKW	Holzverbrennung zur Wärmeerzeugung	Biogasanlage mit BHKW	Biogasanlage mit Aufbereitung des Gases zu Biomethan	Holzvergasung mit KWK-	Holzbasierte Synthesegas-Bioraffinerie
Produkte	Wärme und Strom	Wärme	Wärme und Strom	Biomethan (als Erdgassubstitut)	Wärme und Strom	Kraftstoff
Installierte Leistung	500 kW_{el}	10 kW_{th}	500 kW_{el}	1 MW_{el}	100 kW_{th}	500.000 Tonnen Holz (Trockenmasse) pro Jahr
Eingesetzte Biomasse pro Anlage (Richtwert)	10.000 MWh/a	25 MWh/a	4.300 MWh/a[a)]	20.000 MWh/a	360 MWh/a	2.500.000 MWh/a
Ressourcen	50 % Maissilage, 30 % Gülle, 20 % Grassilage/Getreide-Ganzpflanzensilage	Holzhackschnitzel aus Waldrestholz, Scheitholz	20 % Gülle, 50 % sonstige Abfall- und Reststoffe, 30 % naturschutznahe Anbaubiomasse	20 % Gülle, 50 % sonstige Abfall- und Reststoffe, 30 % naturschutznahe Anbaubiomasse	Wald- und Sägerestholz, andere Reststoffe in Form von Pellets[b)]	50 % Kurzumtrieb, 50 % Waldrestholz in Form von Hackschnitzeln
Funktion im Energiesystem	Regionale Bereitstellung von Strom und Wärme (Wärme unvollständig genutzt), Flexibilität wird nicht nachgefragt	Punktuelle Bereitstellung von Heizwärme	Umfassende Wärmenutzung mit Anschluss an ein Wärmenetz, nachfrageorientierte Strombereitstellung	Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz, Nutzung flexibel in allen Sektoren	Umfassende Wärmenutzung mit Anschluss an ein Wärmenetz, eingeschränkt nachfrageorientierte Strombereitstellung	Kraftstofferzeugung
Sonstige Produkte	Nährstoffrückführung		Nährstoffrückführung, geringfüge Mengen an CO_2 als Nebenprodukt	Geringfüge Mengen an CO_2 als Nebenprodukt, Nährstoffrückführung		Chemische Zwischenprodukte und Produkte (zum Beispiel Methanol), biobasierter Wasserstoff, CO_2
Betreiber	Genossenschaft, Kommune, Landwirt	Privater Nutzer (Haushalte)	Genossenschaft, Kommune, Landwirt	Genossenschaft, Kommune, Landwirt	Genossenschaft, Kommune	Industrieunternehmen
Referenz-Technologie	Gaskraftwerk	Ölkessel	Windkraft + PV – Speicher + Wärmepumpen	Power-to-Gas	Windkraft + PV – Speicher + Wärmepumpen	Synthetische Kraftstoffe aus Power-to-X mit Windkraft- und PV-Strom (E-Fuel)

Tabelle 7: Untersuchte Bioenergietechnologien (Fallbeispiele) für 2018 und 2050

a) Die Auslastung der Biogas-KKWK-Anlage 2050 ist geringer als 2018, da die Stromerzeugung nachfrageorientiert erfolgt. Eine Anlage der gleichen installierten elektrischen Leistung benötigt daher 2050 weniger Biomasse als 2018. **b)** Pellets als sogenannte „High-end Fuels" haben Brennstoffeigenschaften, die ein schnelleres Anfahren und Stoppen ermöglichen; dadurch wird die Flexibilität der Anlage erhöht.

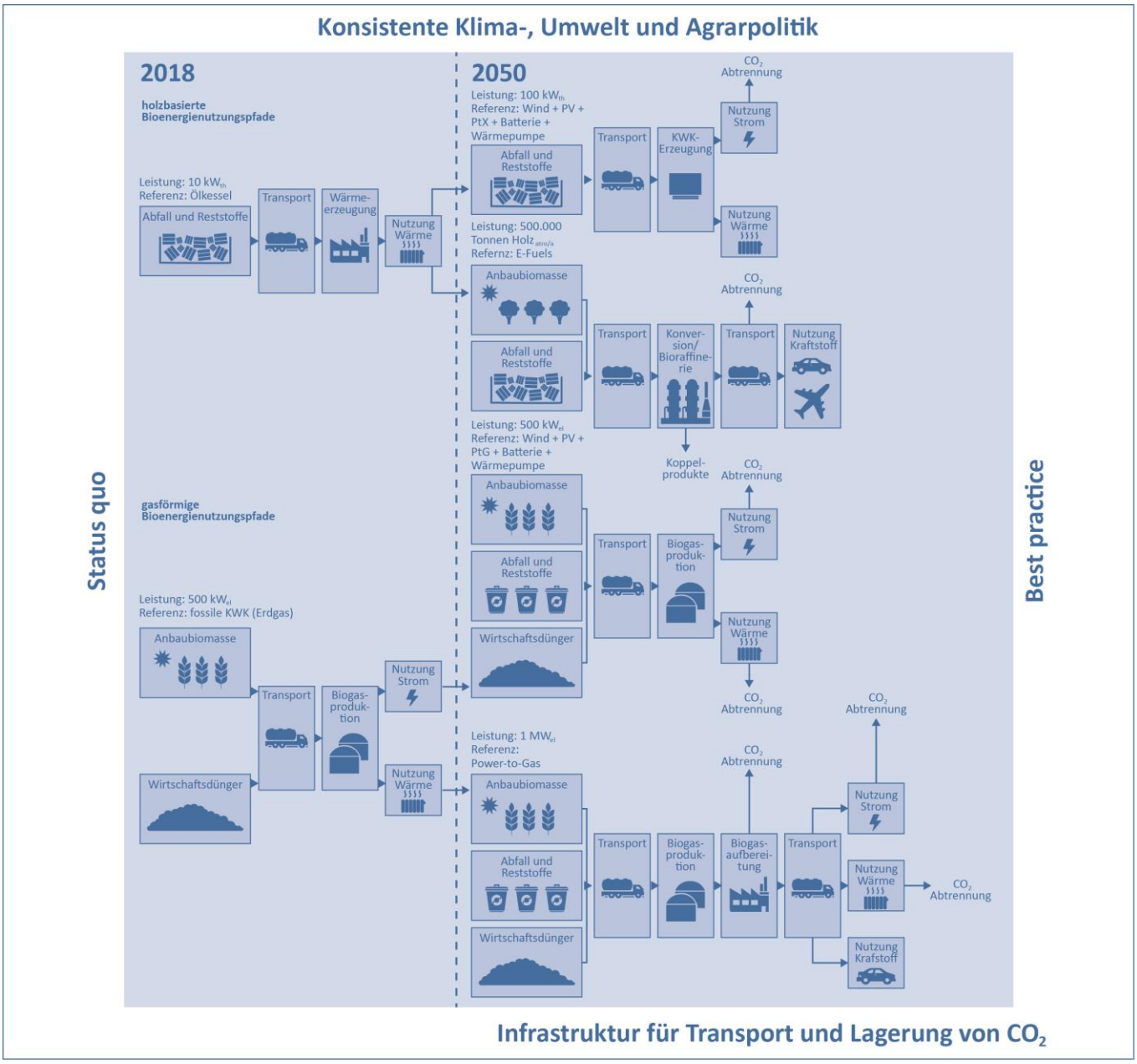


Abbildung 2: Betrachtete Transformationen und ihre Systemgrenzen

4 Ergebnis der Bewertung

4.1 Bewertungstabelle

Die folgende Tabelle enthält die gesamte Kriterienmatrix mit der Bewertung der ausgewählten Bioenergietechnologien.

		2018		2050			
Technologie		**Biogas KWK 2018**	**Holz-Wärme 2018**	**Biogas KWK 2050**	**Biomethan 2050**	**Holz KWK 2050**	**Holz Raffinerie 2050**
Kriterien	Indikatoren						
Technische Kriterien							
Ressourceneffizienz	Gesamtwirkungsgrad	≥ 70 % (keine konsequente Wärmenutzung)	85–95 % (Benchmark), mit Brennwerttechnik > 100 %	≥ 80 %	≥ 80 %	≥ 90 %	≥ 80 %
	Kopplung/ Koppelfähigkeit	Eingeschränkte Kopplung (CO_2-Nutzung nicht ausgeprägt aber Nährstoffrückführung).	Keine Kopplung (keine CO_2-Nutzung und Nährstoffrückführung).	Kopplung gegegben (geringfügige Mengen an CO_2-Nutzung und Nährstoffrückführung).	Umfängliche Koppelfähigkeit gegegben (CO_2-Nutzung und Nährstoffrückführung).	Eingeschränkte Kopplung (geringfügige Mengen an CO_2-Nutzung).	Kopplung gegegben (CO_2-Strom).
Verfügbarkeit der Technologie (TRL)	Marktreife	Technologie ist am Markt kommerziell verfügbar.	Technologie ist am Markt kommerziell verfügbar.	Technologie ist am Markt kommerziell verfügbar.	Technologie ist am Markt kommerziell verfügbar.	Technologie ist am Markt kommerziell verfügbar.	Technologie befindet sich in der Prozessentwicklung, Betrieb von Pilotanlagen (MRL 7–8).
Infrastrukturelle Einbindung (Hilfsstoffe und Energie)	Infrastrukturkompatibilität/-ansprüche, Netzausbaubedarf	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Synergien können genutzt werden.
Rohstoffbasis einer Technologie		Breites Spektrum verschiedener biogener Ressourcen; erhöhter Aufwand für Transport und Bereitstellung.	Breites Spektrum verschiedener biogener Ressourcen; erhöhter Aufwand für Transport und Bereitstellung.	Breites Spektrum verschiedener biogener Ressourcen; erhöhter Aufwand für Transport und Bereitstellung.	Breites Spektrum verschiedener biogener Ressourcen; erhöhter Aufwand für Transport und Bereitstellung.	Breites Spektrum verschiedener biogener Ressourcen; erhöhter Aufwand für Transport und Bereitstellung.	Breites Spektrum verschiedener biogener Ressourcen; erhöhter Aufwand für Transport und Bereitstellung.
Systemische Kriterien							
Systemdienlichkeit	Technologie kann die im Jahr 2050 zu erwartenden Lücke(n) im System schließen			Technologie kann flexibel Strom und Wärme erzeugen.	Technologie kann flexibel Kraftstoffe, Strom und Wärme erzeugen.	Technologie kann flexibel Strom und Wärme erzeugen.	Erzeugung von Kraftstoffen für spezielle Anwendungen, vor allem Flugkraftstoffe.
Infrastrukturelle Einbindung	Rohstoffe	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Gegenwärtige Infrastruktur nutzbar, aber Maßnahmen zur Anpassung und zum Netzausbau erforderlich.	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.
	Energieprodukte	Eingeschränkte Nutzung der bestehenden Infrastruktur, erhebliche Maßnahmen zum Netzausbau erforderlich (Wärmenetz noch nicht so ausgebaut, wie benötigt).	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Eingeschränkte Nutzung der bestehenden Infrastruktur, erhebliche Maßnahmen zum Netzausbau erforderlich (Wärmenetzausbau erforderlich).	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.	Eingeschränkte Nutzung der bestehenden Infrastruktur, erhebliche Maßnahmen zum Netzausbau erforderlich (Wärmenetzausbau erforderlich).	Gegenwärtige Infrastruktur kann vollumfänglich genutzt werden.
Multifunktionalität		Einsatz in 2 von 4 Sektoren festes Verhältnis (Strom/Wärme).	Einsatz nur in einem Energiesektor möglich.	Einsatz in 2 von 4 Sektoren festes Verhältnis (Strom/Wärme).	Einsatz in allen Energiesektoren und stoffliche Nutzung möglich.	Einsatz in 2 von 4 Sektoren festes Verhältnis (Strom/Wärme).	Einsatz in allen Energiesektoren und stoffliche Nutzung möglich (Bereitstellung von Strom und Wärme auch möglich).
Ökologische Kriterien							
Flächenbedarf		Durch den anteiligen Einsatz von Anbaubiomasse leicht höherer Flächenbedarf als im Referenzsystem.	Einsatz von Reststoffen, Flächenbedarf insgesamt auf Niveau der Referenz.	Flächenverbrauch der Referenz sinkt zukünftig weiter. Flächenverbrauch der eingesetzten Anbaubiomasse sinkt perspektivisch ebenfalls. Flächenverbrauch insgesamt aber über dem Niveau der Referenz.	Flächenverbrauch der Referenz sinkt zukünftig weiter. Flächenverbrauch der eingesetzten Anbaubiomasse sinkt perspektivisch ebenfalls. Flächenverbrauch insgesamt aber über dem Niveau der Referenz.	Keine Flächeninanspruchannahme durch den Einsatz von Reststoffen.	Einsatz von KUP-Holz und damit verbundenem Flächenverbrauch. Dadurch im Vergleich zur Referenz leicht höherere Flächeninanspruchnahme.
THG-Emissionen		Gegenüber dem fossilen Referenzsystem deutliche THG-Minderungseffekte. V.A. derzeitige Emissionsminderungseffekte durch vermiedene Methanemissionen der beziehungsweise Güllelagerung.	Nutzung von biogenen Reststoffen zur Wärmeproduktion. Substitution Ölkessel beziehungsweise fossiler Wärmemix → deutliche Einsparung.	Annahme → Referenz in 2050 = THG neutral. Bioenergie aufgrund minimaler bodenbürtiger Emissionen aus Biomasseproduktion minimal schlechter.	Annahme → Referenz in 2050 = THG neutral. Biogasproduktion auf der Basis innovativer Fruchtfolgen mit Kohlenstoffakkumulation. Diese gleicht etwaige bodenbürtige Emissionen aus.	Annahme → Referenz in 2050 = THG neutral. Holzverbrennung auf Basis von Reststoffen und Abfällen. Konversionsprozesse zur Wärmeerzeugung insgesamt soweit optimiert, dass im Vergleich zur Referenz eine ähnliche Einsparwirkung erreicht werden kann.	Annahme → Referenz in 2050 = THG neutral. Bioenergie aufgrund bodenbürtiger Emissionen aus Biomasseproduktion leicht schlechter.

		2018		2050			
Technologie		**Biogas KWK 2018**	**Holz-Wärme 2018**	**Biogas KWK 2050**	**Biomethan 2050**	**Holz KWK 2050**	**Holz Raffinerie 2050**
Nicht-THG Emissionen		Derzeit vor allem durch Düngemitteleinsatz bei der Biomasseproduktion und durch Nährstoffeinträge (Gärrest) leicht höhere Emissionen im Bereich Eutrophierung und Versauerung.	Derzeit relevante non-THG Emissionen durch die Nutzung von Energieträgern im Bereich Ernte, Bereitstellung, Transport und Konversion von Biomasse zu Energie.	Annahme → In 2050 Konversionsprozesse und auch etwaige Applikation von Nährstoffen in der Landwirtschaft soweit optimiert, dass non-THG Emissionen auf dem Niveau der Referenz.	Annahme → In 2050 Konversionsprozesse und auch etwaige Applikation von Nährstoffen in der Landwirtschaft soweit optimiert, dass non-THG Emissionen auf dem Niveau der Referenz.	Annahme → In 2050 Konversionsprozesse soweit optimiert, dass non-THG Emissionen auf dem Niveau der Referenz.	Annahme → In 2050 Konversionsprozesse und auch etwaige Applikation von Nährstoffen in der Landwirtschaft soweit optimiert, dass non-THG Emissionen auf dem Niveau der Referenz.
Partikelemissionen		Im Vergleich zur fossilen Referenz deutliche Einspareffekte, insbesondere bei effizienter KWK-Nutzung.	Im Vergleich zur Referenz vergleichbare Partikelemissionen durch verschiedene Konversionsprozesse entlang der Prozesskette. Fehlende KWK führt zu relativ leicht schlechterem Ergebnis als bei Biogas KWK.	Annahme: Konversionsprozesse zur Verbrennung/Umwandlung von Biomasse in 2050 soweit optimiert, dass Partikelemissionen keine Rolle mehr spielen → Bioenergie auf dem Niveau der Referenz.	Annahme: Konversionsprozesse zur Verbrennung/Umwandlung von Biomasse in 2050 soweit optimiert, dass Partikelemissionen keine Rolle mehr spielen → Bioenergie auf dem Niveau der Referenz.	Annahme: Konversionsprozesse zur Verbrennung/Umwandlung von Biomasse in 2050 soweit optimiert, dass Partikelemissionen keine Rolle mehr spielen → Bioenergie auf dem Niveau der Referenz.	Annahme: Konversionsprozesse zur Verbrennung/Umwandlung von Biomasse in 2050 soweit optimiert, dass Partikelemissionen keine Rolle mehr spielen → Bioenergie auf dem Niveau der Referenz.
Biodiversität		Annahme: Stärkster Treiber für Risiken bei Biodiversität = Anbauintensität, Einsatz von Pflanzenschutzmittel, Anlagengröße und Einzugsgebiet der Konversionsanlagen. Durch anteilig höheren Einsatz von Anbaubiomasse leicht höheres Risiko als bei fossiler Referenz.	In diesem Pfad überwiegender Einsatz von Reststoffen, nur minimaler Bezug zur aktiven Flächenbewirtschaftung → Keine Verschlechterung gegenüber Referenz.	Minimaler Ansatz von Anbaubiomasse, Annahme: 2050 insgesamt naturverträgliche Flächennutzung, dezentrale Biogas KWK mit kleinem Einzugsradius. Im Bezug zur Referenz kein erhötes Risiko für Biodiversitätsverluste.	Minimaler Ansatz von Anbaubiomasse, Annahme: 2050 insgesamt naturverträgliche Flächennutzung, allerdings Referenzsystem ohne Risiken in Bezug auf Biodiversität.	In diesem Pfad Einsatz von Reststoffen, kein Bezug zur aktiven Flächenbewirtschaftung → Keine Verschlechterung gegenüber Referenz.	Minimaler Ansatz von Anbaubiomasse, Annahme: 2050 insgesamt naturverträgliche Flächennutzung, allerdings Referenzsystem ohne Risiken in Bezug auf Biodiversität.
kumulierter Energieaufwand (kurz KEA)		Insgesamt deutlich höherer Anteil an nicht-fossilem Energieinput als bei Referenzsystem, Koppelproduktnutzung führt zu leicht höherer Effizienz als bei reiner Wärmeerzeugung.	Insgesamt deutlich höherer Anteil an nicht-fossilem Energieinput als bei Referenzsystem, fehlende Koppelproduktnutzung führt zu schlechterer Effizienz als bei KWK Konzepten.	Annahme 2050: Während bei den THG-Emissionen perspektivisch eine deutlicher Rückgang angenommen wird, findet beim KEA eher eine Wandlung von fossilen Brennstoffen hin zu EE statt. → Gegenüber Referenz leichter Vorteil durch Koppelproduktnutzungen.	Annahme 2050: Während bei den THG-Emissionen perspektivisch eine deutlicher Rückgang angenommen wird, findet beim KEA eher eine Wandlung von fossilen Brennstoffen hin zu EE statt. → Gegenüber Referenz leichter Vorteil durch Koppelproduktnutzungen.	Annahme 2050: Während bei den THG-Emissionen perspektivisch eine deutlicher Rückgang angenommen wird, findet beim KEA eher eine Wandlung von fossilen Brennstoffen hin zu EE statt. → Gegenüber Referenz leichter Vorteil durch Koppelproduktnutzungen.	Annahme 2050: Während bei den THG-Emissionen perspektivisch eine deutlicher Rückgang angenommen wird, findet beim KEA eher eine Wandlung von fossilen Brennstoffen hin zu EE statt. → Gegenüber Referenz leichter Vorteil durch Koppelproduktnutzungen.
Ökonomische Kriterien							
Betriebliche Kosten	Energiegestehungskosten	Energiegestehungskosten dezentraler Biogasanlagen aktuell höher als Gestehungskosten für fossile KWK-Anlagen.	Energiegestehungskosten holzbefeuerter Kleinfeuerungsanlagen aktuell höher als Gestehungskosten für fossile Referenz (Ölkessel).	Energiegestehungskosten für Wind und PV aktuell bereits geringer als Enegiegestehungskosten dezentraler Biogasanlagen. Unsicherheit besteht insbesondere bei der Kostenentwicklung bei Technologien der Sektorkopplung/ Speicherlösungen.	Es wird erwartet, dass die Energiegestehungskosten für Biomethan in 2050 unter den Gestehungskosten für Methan aus EE-Strom (PtG) liegen.	Energiegestehungskosten für Wind und PV aktuell bereits geringer als Enegiegestehungskosten bei Holzverbrennungsanlagen. Unsicherheit besteht insbesondere bei der Kostenentwicklung bei Technologien der Sektorkopplung/Speicherlösungen.	Studien deuten darauf hin, dass die Energiegestehungskosten für Bioraffinerien unter den Gestehungskosten für die Referenz (E-Fuels) liegen werden, dies ist hochgradig abhängig von der weiteren Technologieentwicklung bei beiden Technologiekonzepten sowie der Entwicklung des gesamten Energiesystems.
	Brenn-/Rohstoffkosten	Rohstoffkosten dezentraler Biogasanlagen derzeit höher als Brennstoffkosten (Erdgas) für fossile KWK-Anlagen.	Brennstoffkosten holzbefeuerter Heizungsanlagen derzeit geringer als Brennstoffkosten für Ölheizungen.	Gegenüber einem System ohne Brenn-/Rohstoffkosten sind die Brenn-/Rohstoffkosten der Bioenergietechnologie deutlich höher einzuschätzen.	Gegenüber einem System ohne Brenn-/Rohstoffkosten sind die Brenn-/Rohstoffkosten der Bioenergietechnologie deutlich höher einzuschätzen.	Gegenüber einem System ohne Brenn-/Rohstoffkosten sind die Brenn-/Rohstoffkosten der Bioenergietechnologie deutlich höher einzuschätzen.	Gegenüber einem System ohne Brenn-/Rohstoffkosten sind die Brenn-/Rohstoffkosten der Bioenergietechnologie deutlich höher einzuschätzen.
Volkswirtschaftliche Aspekte	Inländischer Anteil Beschäftigung	Der inländische Anteil der Beschäftigung ist bei der dezentralen Biogasanlage höher als bei der fossilen Referenz unter anderem aufgrund der höheren Arbeitsintensität des Anlagenbetriebs und den Beschäftigungseffekten durch die Biomassebereitstellung (Educated Guess).	Der inländische Anteil der Beschäftigung ist höher als bei der fossilen Referenz unter anderem aufgrund der höheren Arbeitsintensität bei der Herstellung und dem Anlagenbetrieb sowie den Beschäftigungseffekten durch die Biomassebereitstellung.	Annahme, dass die Bioenergieanlage im Vergleich zur Referenz mit höheren Beschäftigungseffekten verbunden ist, unter anderem aufgrund der höheren Arbeitsintensität des Anlagenbetriebs und den Beschäftigungseffekten durch die Biomassebereitstellung.	Annahme, dass die Bioenergieanlage im Vergleich zur Referenz mit höheren Beschäftigungseffekten verbunden ist, unter anderem aufgrund der höheren Arbeitsintensität des Anlagenbetriebs und den Beschäftigungseffekten durch die Biomassebereitstellung.	Annahme, dass die Bioenergieanlage im Vergleich zur Referenz mit höheren Beschäftigungseffekten verbunden ist, unter anderem aufgrund der höheren Arbeitsintensität des Anlagenbetriebs und den Beschäftigungseffekten durch die Biomassebereitstellung.	Annahme, dass die Bioenergieanlage im Vergleich zur Referenz mit höheren Beschäftigungseffekten verbunden ist, unter anderem aufgrund der höheren Arbeitsintensität des Anlagenbetriebs und den Beschäftigungseffekten durch die Biomassebereitstellung.
	Inländischer Anteil Wertschöpfung	Der inländische Anteil der Wertschöpfung ist bei der dezentralen Biogasanlage höher als bei der fossilen Referenz (Educated Guess).	Der inländische Anteil der Wertschöpfung ist bei der dezentralen Holzverbrennung höher als bei der fossilen Referenz.				

		2018		2050			
Technologie		**Biogas KWK 2018**	**Holz-Wärme 2018**	**Biogas KWK 2050**	**Biomethan 2050**	**Holz KWK 2050**	**Holz Raffinerie 2050**
Regional-ökonomische Effekte	Potenzial für Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf regionaler Ebene	Dezentrale Biogasanlagen können breit verteilt über Deutschland installiert und betrieben werden. Das heißt, eine Vielzahl an Regionen kann an den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten durch die regionale Biomassebereitstellung als auch den Betrieb der Anlagen teilhaben.	Kleine Holzfeuerungsanlagen können breit verteilt über Deutschland installiert und betrieben werden. Das heißt, eine Vielzahl an Regionen kann an den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten durch die regionale Biomassebereitstellung als auch den Betrieb der Anlagen teilhaben.	Dezentrale Biogasanlagen können breit verteilt über Deutschland installiert und betrieben werden. Das heißt, eine Vielzahl an Regionen kann an den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten durch die regionale Biomassebereitstellung als auch den Betrieb der Anlagen teilhaben.	Biomethan-Anlagen mit 1 MW_{el} installierter Leistung können auch noch vergleichsweise breit über Deutschland verteilt werden, so dass das Potenzial für regionalökonomische Effekte in einer durchschnittlichen Region als hoch einzuschätzen ist.	Dezentrale Holzverbrennungsanlagen können breit verteilt über Deutschland installiert und betrieben werden. Das heißt, eine Vielzahl an Regionen kann an den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten durch die regionale Biomassebereitstellung als auch den Betrieb der Anlagen teilhaben.	Insgesamt wird es vergleichsweise wenige Standorte für holzbasierte Bioraffinerien geben. Das heißt, auch die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Betrieb der Anlagen konzentrieren sich auf einige Regionen in Deutschland. Im Rohstoff- Einzugsgebiet der Raffinerie kann die Biomassebereitstellung regionalökonomische Effekte generieren.
Soziale Kriterien							
Verteilungsgerechtigkeit	Profit einer Vielzahl von Akteurinnen	Ermöglicht einigen unterschiedlichen Akteuren zu profitieren.	Viele unterschiedliche regionale Akteure profitieren; auch Kleinstunternehmer.	Ermöglicht einigen unterschiedlichen Akteuren zu profitieren.	Durch Einschränkung der Verwertung profitiert nur eine bestimmte Gruppe regionaler Akteure.	Einige unterschiedliche regionale Akteure profitieren; Kreis durch Fokus auf den einen Rohstoff ein wenig eingeschränkt.	Zentralisierte Anlagen schließen hier positive Effekte aus.
Autonomie	Regionale Eigenversorgung Individuelle Selbstversorgung	Regionale und individuelle Versorgung über regionale Lösungen sehr gut möglich.	Regionale und individuelle Versorgung über regionale Lösungen sehr gut möglich.	Regionale und individuelle Versorgung über regionale Lösungen sehr gut möglich.	Leistet kaum einen Beitrag; insbesonder auf indivdueller Ebene.	Regionale und individuelle Versorgung über regionale Lösungen sehr gut möglich.	Zentralisierte Anlagen schließen hier positive Effekte aus.
Risikobewertung		Weitestgehend als risikofrei bewertet (Gas führt zu kleiner Einschränkung).	Die individuelle Nutzung wird als risikofrei bewertet.	Weitestgehend als risikofrei bewertet (Gas führt zu kleiner Einschränkung).	Weitestgehend als risikofrei bewertet (Gas führt zu kleiner Einschränkung).	Erzeugung und Nutzung werden weitestgehend als risikofrei bewertet.	Wenig Risiko in Bezug auf Herstellung, Transport und Nutzung.
Nationaler Dialogprozess & Regionale Planungsprozesse							
Rohstoff (ethische Aspekte)		Gesellschaftliche Bedenken hinsichtlich Konkurrenz zu Lebensmitteln, Gentechnik, Flächen etc.	Bei den Mengen für die Nutzung auf Haushaltsebene ist beanspruchte Fläche nicht kritisch.	Wenig bis nicht kritisch durch eine Zusammensetzung der Rohstoffe aus Abfall, Reststoffen, naturschutznaher Biomasse und Gülle.	Wenig bis nicht kritisch im Hinblick durch Verwendung von Abfall und Reststoffen, naturschutznaher Anbaubiomasse und Gülle.	Im Hinblick auf die beanspruchte Fläche ist der verwendete Rohstoff wenig bis nicht kritisch, vor allem wenn Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigt werden.	Verwendung des Rohstoffs in großem Stil konfligiert mit der emotionalen Bedeutung von Wäldern etc.
Akzeptanz		Bis auf Rohstoff-Frage sind Einflussfaktoren der Akzeptanz positiv.	Aufgrund von Ausprägung der Einflussfaktoren (siehe Text) positiv.	Positiver Einfluss von regionalen Effekten; abhängig von Rohstoffauswahl.	Aufgrund des fehlenden Beitrags zur Verteilungsgerechtigkeit und Autonomie und in Abhängigkeit von Rohstoff-Frage.	Abhängig von jeweiliger Ausgestaltung und insbesondere der Auswahl des Rohstoffs; positv im Hinblick auf die ersten drei Einflussfaktoren.	Kritisch insbesondere aufgrund von negativer Einschätzung der Verteilungsgerechtigkeit, Autonomie und des verwendeten Rohstoffs.
Gesundheitliche Beeinträchtigungen		Vergleichbar mit fossiler KWK.	Feinstaubemissionen vergleichbar mit Ölkessel.	Reduzierung der Feinstaubemissionen werden erreicht, aber vergleichbar mit Referenzsystem.	Vergleichbar mit Power-to-Gas.	Feinstaubemissionen hier vergleichbar oder etwas schlechter als Multi-System.	Reduzierung der Feinstaubemissionen werden erreicht, aber vergleichbar mit Referenzsystem.
Potenzial zur CO_2-Abscheidung							
Technischer Aufwand zur Integration von CO_2-Abscheidung	CO_2-Anteil im Gas	Abtrennung mit relativ wenig Aufwand möglich, CO_2 liegt in konzentrierter Form vor (> 20 %).	Abtrennung verfahrensbedingt praktisch nicht sinnvoll möglich (< 1 %).	Abtrennung mit relativ wenig Aufwand möglich, CO_2 liegt in konzentrierter Form vor (> 20 %).	Wenig zusätzlicher Aufwand, da CO_2 bereits verfahrensbedingt abgetrennt wird.	Abtrennung mit mittlerem Aufwand möglich. CO_2-Gehalt 10–20 %.	Wenig zusätzlicher Aufwand, da CO_2 bereits verfahrensbedingt abgetrennt wird.
Entnahmekapazität der Einzeltechnologie	kt CO_2 pro Jahr	1–10 kt; Berechnet für 1 Nm^3 CH_4/h	< 1 kt/a	1–10 kt, Berechnet für 1 Nm^3 CH_4/h	1–10 kt, Berechnet für 2 Nm^3 CH_4/h	< 1 kt/a	100–1.000 kt
Reifegrad für den kommerziellen Einsatz von CO_2-Abscheidung	Manufacturing Readiness Level (kurz MRL)	MRL 9	MRL 4–5	MRL 9	MRL 10	MRL 9	MRL 10
Zusätzlicher Energieaufwand für CO_2-Abscheidung	Prozent der Produktenergie	< 20 %	> 50 %	< 20 %	< 20 %	> 30 %	< 20 %
Kosten für CO_2-Abscheidung	Prozent der Investitionssumme	> 30 %	> 50 %	> 30 %	< 20 %	> 50 %	< 20 %
Potenzial einer vollständigen CO_2-Abscheidung	CO_2-Abscheiderate	Vollständig mit erhöhtem Aufwand möglich.	Vollständig mit signifikantem Aufwand möglich.	Vollständig mit erhöhtem Aufwand möglich.	Vollständig mit geringem Aufwand möglich.	Vollständig mit signifikantem Aufwand möglich.	Vollständig möglich.

Tabelle 8: Bewertungsmatrix

4.2 Erläuterungen zu den Bewertungsergebnissen

4.2.1 Technische Kriterien

Die betrachteten Technologien sind weitgehend technisch ausgereift und am Markt verfügbar. Lediglich die Bioraffinerie auf Basis von Holz ist noch nicht im Markt implementiert. Alle betrachteten Technologien für 2050 ermöglichen eine effiziente Ressourcennutzung mit Gesamtwirkungsgraden von mindestens 80 Prozent.

4.2.2 Systemische Kriterien

Alle betrachteten Technologien können auf sinnvolle Weise zur künftigen Energieversorgung beitragen. Die Kraftstoffherstellung in der Bioraffinerie und die Herstellung von Biomethan, das flexibel in allen Sektoren als Ersatz für Erdgas verwendet werden kann, haben mit der Perspektive bis 2050 eine höhere Systemdienlichkeit für das Energiesystem als die Strom- und Wärmeerzeugung. Insbesondere für letztere Entwicklungspfade ist der Ausbau von Wärmenetzen eine wichtige Voraussetzung für eine gute systemische Einbindung. Sollen diese Pfade weiterverfolgt werden, bedarf es einer übergeordneten Wärmestrategie, die den Ausbau von Wärmenetzen fokussiert. Für Biomethan und Biokraftstoffe sind die Infrastrukturen hingegen bereits vorhanden.

4.2.3 Ökologische Kriterien

Die Bewertung erfolgte für jedes Kriterium nach dem gleichen Schema; im Vergleich zu den restlichen Kriterienkategorien ist sie detaillierter. So wurde zwischen verschiedenen Prozessschritten differenziert (Biomasseproduktion, Transport, Konversion, Distribution, Nutzung). Für jeden Prozessschritt wurden dann pro Kriterium die wesentlichen Treiber (im positiven wie auch im negativen Wirkbereich) definiert. Es erfolgte eine Einschätzung der Stärke des jeweiligen Treibers (relativ) auf einer Skala von –3 (stark negativ) bis +3 (stark positiv). Im Anschluss erfolgten eine Mittelwertbildung und ein relativer Vergleich mit dem Ergebnis einer ähnlichen Treiberanalyse für das Referenzsystem. Die Ampel bildet damit den direkten Vergleich des jeweiligen Pfades mit der Referenz ab. Sie ist nicht für den unmittelbaren, direkten Vergleich der Konzepte untereinander gedacht. Die Referenzsysteme bilden dabei für 2018 den Ist-Stand der Technologien ab. Für 2050 stellen sie sozusagen ein Idealbild dar (zum Beispiel THG-neutrale Energieerzeugung in 2050).

Die Ableitung der Ampel erfolgte auf Basis des Abstands der jeweiligen Technologie zur Referenz (gleich gut = gelb; leicht besser = hellgrün; besser = dunkelgrün; leicht schlechter = orange; schlechter = rot).

Flächenbedarf

Dieses Kriterium stellt die Inanspruchnahme potenzieller landwirtschaftlicher Nutzfläche pro erzeugte Energieeinheit dar. Je höher der Anteil an landwirtschaftlicher Biomasse am jeweiligen Technologiepfad, desto höher zunächst die absolute Flächeninanspruchnahme. Zweites wichtiges Kriterium ist der Wirkungsgrad beziehungsweise die Effizienz der Biomassenutzung. In Bezug auf die Referenz wurde angenommen, dass diese im Jahr 2018 nicht neutral ist hinsichtlich der Flächeninanspruchnahme (zum Beispiel durch den Anteil Braunkohle, PV zum Teil auch landwirtschaftliche Flächen etc.). Für 2050 wird hingegen bezüglich der Referenz von einer deutlich verringerten Flächeninanspruchnahme ausgegangen. Die hier betrachteten Bioenergiesysteme unterscheiden sich im direkten Vergleich miteinander (2018 und 2050) ebenfalls in Bezug auf dieses Kriterium. Dies liegt vor allem an der Rohstoffbasis. Diese fokussiert für die 2050er Systeme deutlich stärker auf Rest- und Abfallstoffe.

Kriterium	Flächenbedarf	Stärke des Treibers					
Prozess	Treiber	2018		2050			
		Biogas KWK 2018	Holz-Wärme 2018	Biogas KWK 2050	Biomethan 2050	Holz KWK 2050	Holz Raffinerie 2050
Biomasse-produktion, -sammlung	Verbrauch potenzieller landwirtschaftlicher Nutzfläche pro Energieeinheit	–2	–1	–1	–1	2	–1
	Summe	–2	–1	–1	–1	2	–1
	Mittelwert	–2	–1	–1	–1	2	–1
	Referenz	–1		0			
	Mittelwert Referenz	–1		0			
	Ampel						

Tabelle 9: Bewertung des Flächenverbrauchs

Biodiversität

Wesentliche Treiber für das Risiko möglicher Biodiversitätsverluste für die bewerteten Bioenergietechnologien liegen vor allem in der Anbauintensität, der Anlagengröße und dem entsprechenden Einzugsradius für Rohstoffe sowie dem Einsatz von Pflanzenschutzmitteln. Damit steigt das Risiko bei der Nutzung von Anbaubiomasse theoretisch im Vergleich zur Nutzung von Rest- und Abfallstoffen an. Das fossile Referenzsystem 2018 ist unter anderem durch Kohleförderung, Erdgasförderung, Ölförderung und Transporte ebenfalls mit Risiken für die Biodiversität behaftet. Das 2050-Referenzsystem ist kaum mit Risiken für den Verlust von Biodiversität verbunden. Wir gehen in unseren Betrachtungen davon aus, dass es gelingen muss, die Referenzsysteme im Jahr 2050 in Bezug auf Risiken der Biodiversitätsminderung weitgehend zu optimieren.

Kriterium	Biodiversität	Stärke des Treibers					
Prozess	Treiber	2018		2050			
		Biogas KWK 2018	Holz-Wärme 2018	Biogas KWK 2050	Biomethan 2050	Holz KWK 2050	Holz Raffinerie 2050
Biomasse-produktion, -sammlung	Anbauintensität	–1	–1	–1	0	–1	–1
	Anlagengröße/ Einzugsgebiet	0	0	–1	0	0	–1
	Pflanzenschutzmittel	–1	0	0	0	0	0
	Summe	–2	–1	–2	0	–1	–2
	Mittelwert	–0,7	–0,3	–0,7	0	–0,3	–0,7
	Referenz	ein Treiber à 2x –0,5		0			
	Mittelwert Referenz	–0,5		0			
	Ampel						

Tabelle 10: Bewertung der Biodiversität

THG-Emissionen

Wesentliche Treiber für dieses Kriterium auf der Stufe der landwirtschaftlichen Produktion sind die Produktion und Applikation von Stickstoff-Düngemitteln sowie der Einsatz von Prozessenergie (über alle Stufen der Prozesskette). Bei der anaeroben Fermentation kann es zudem zu Methanemissionen an der Biogas-/Biomethananlage kommen. Positive Treiber sind mögliche Emissionseinsparleistungen in der Landwirtschaft durch vermiedene Emissionen aus der Güllelagerung sowie durch mögliche Kohlenstoff-Sequestrierungseffekte beim Einsatz innovativer Fruchtfolgen zur Biogasproduktion in 2050.

Kriterium	THG-Emissionen	Stärke des Treibers					
Prozess	Treiber	2018		2050			
		Biogas KWK 2018	Holz-Wärme 2018	Biogas KWK 2050	Biomethan 2050	Holz KWK 2050	Holz Raffinerie 2050
Biomasseproduktion, -sammlung	Stickstoffdünger-Produktion	–2	n. r.	0	0	0	0
	N_2O-Emissionen	–2	n. r.	–2	–2	–1	–1
	Energieträger für Bearbeitung und Ernte	–1	–2	0	0	0	0
	Pflanzenschutzmittel	–1	n. r.	0	0	0	0
	andere Düngemittel	–1	n. r.	0	0	0	0
	Emissionsminderung Landwirtschaft	1	n. r.	2	2	n. r.	n. r.
Transport/ Bereitstellung	Transportentfernung	–1	–1	0	0	0	0
	Transportenergie	–1	–1	0	0	0	0
Konversion	Prozessenergie	–3	–3	0	0	0	0
	Diffuse Prozessemissionen Anlage	–2	n. r.	–3	–3	n. r.	n. r.
	Methanemissionen Gärrestlager (offen)	–3	n. r.	0	0	n. r.	n. r.
	Zusätzlich Prozessenergie Aufbereitung	n. r.	n. r.	0	n. r.	n. r.	n. r.
	Zusätzlich Methanemissionen Aufbereitung	n. r.	n. r.	0	n. r.	n. r.	n. r.
	Nebenprodukt Gärrest (Allokation)	1	n. r.	1	1	n. r.	2
	optional CO_2 BECCS	n. r.	n. r.	1	n. r.	n. r.	1
Distribution	Transportentfernung	n. r.	–1	0	0	0	0
	Transportenergie	n. r.	–1	0	0	0	0
Nutzung	Effizienz/Sauberkeit des Umwandlungsprozesses (Verbrennung)	–2	–2	0	0	0	0
	Wärmenutzung	2	n. r.	2	2	2	0
	weitere Nebenprodukte	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.
	Summe	–15	–11	1	0	1	2
	Mittelwert	–1,1	–1,6	0,1	0	0,1	0,1
	Referenz	drei Treiber à 1x –3 und 2x –1		0			
	Mittelwert Referenz	–1,7		0			
	Ampel						

Tabelle 11: Bewertung der THG-Emissionen

n. r. = nicht relevant

Nicht THG-Emissionen

Wesentliche Treiber für dieses Kriterium sind vor allem die Produktion und Ausbringung von Stickstoffdüngemitteln in landwirtschaftlichen Prozessen sowie Konversionsprozesse zur Energieproduktion. Dabei wurde davon ausgegangen, dass in 2050 die Ausbringungsemissionen durch Weiterentwicklung der entsprechenden Düngemittel- und Applikationstechnologien reduziert sind. Emissionen von Stickoxid (NOx) aus der Konversion können durch Optimierung der Konversionsprozesse weitgehend vermieden werden.

Kriterium	Nicht THG-Emissionen	Stärke des Treibers					
Prozess	Treiber	2018		2050			
		Biogas KWK 2018	Holz-Wärme 2018	Biogas KWK 2050	Biomethan 2050	Holz KWK 2050	Holz Raffinerie 2050
Biomasseproduktion, -sammlung	Emissionen durch Düngerapplikation Energieträger für Bearbeitung und Ernte	–1 –1	0 –1	–1 0	–1 0	–1 0	–1 0
Transport/ Bereitstellung	Transport	–1	–1	0	0	0	0
Konversion	Emissionen Ausbringung Gärrest Nebenprodukt Gärrest (Allokation)	–2 1	0 n. r.	–1 1	–1 1	0 n. r.	0 0
Distribution	Transportentfernung	n. r.	–1	0	n. r.	0	0
Nutzung	Effizienz/ Sauberkeit des Umwandlungsprozesses (Verbrennung)	–1	–1	0	0	0	0
	Summe	–5	–4	–1	–1	–1	–1
	Mittelwert	–0,8	–0,7	–0,1	–0,2	–0,2	0
	Referenz	zwei Treiber à 2x –1		ein Treiber à –1			
	Mittelwert Referenz	–1		–1			
	Ampel						

Tabelle 12: Bewertung der Nicht-THG-Emissionen

n. r. = nicht relevant

Partikelemissionen

Für dieses Kriterium ist vor allem die Anzahl der Konversionsprozesse innerhalb der Prozesskette sowie deren Effizienz bei der Umwandlung (in 2018 in der Regel Verbrennung) der Energieträger relevant. Für 2050 wurde davon ausgegangen, dass sich die Konversionstechnologien so weit optimieren lassen, dass Partikelemissionen kein relevantes lokales Risiko mehr darstellen sollten.

Kriterium	Partikelemissionen	Stärke des Treibers					
Prozess	Treiber	2018		2050			
		Biogas KWK 2018	Holz-Wärme 2018	Biogas KWK 2050	Biomethan 2050	Holz KWK 2050	Holz Raffinerie 2050
Biomasse-produktion, -sammlung	Energieträger für Bearbeitung und Ernte	–1	–2	0	0	0	0
Transport/ Bereitstellung	Transportentfernung	–1	–1	0	0	0	0
Konversion	Prozessenergie	–2	–1	0	0	0	0
	Zusätzlich Prozessenergie Aufbereitung	n. r.	n. r.	0	n. r.	n. r.	n. r.
	Nebenprodukt Gärrest	1	n. r.	1	1	0	0
	Zusätzlich Nebenprodukt CO_2	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.
Distribution	Transportentfernung	n. r.	n. r.	0	n. r.	0	0
	Transportenergie	n. r.	n. r.	0	n. r.	0	0
Nutzung	Effizienz/ Sauberkeit des Umwandlungsprozesses (Verbrennung)	–3	–3	0	0	0	0
	Wärmenutzung	2	n. r.	0	0	0	0
	weitere Nebenprodukte	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.
	Summe	–4	–7	1	1	0	0
	Mittelwert	–0,7	–1,8	0,1	0,2	0	0
	Referenz	zwei Treiber à 2x –3 und 1x –3		0			
	Mittelwert Referenz	–2,3		0			
	Ampel						

Tabelle 13: Bewertung der Partikelemissionen

n. r. = nicht relevant

Kumulierter Energieaufwand (KEA)

Auch für dieses Kriterium stellen vor allem die Nutzung von Düngemitteln in der Biomasseproduktion sowie die Bereitstellung und Nutzung von Prozessenergie die wesentlichen Treiber dar. Während bei den THG-Emissionen perspektivisch ein deutlicher Rückgang angenommen wird, findet beim KEA in 2050 im Vergleich zu 2018 eher eine Verschiebung von fossilen Brennstoffen hin zu erneuerbaren Energien statt.

Kriterium	Kumulierter Energieaufwand	Stärke des Treibers					
Prozess	Treiber	2018		2050			
		Biogas KWK 2018	Holz-Wärme 2018	Biogas KWK 2050	Biomethan 2050	Holz KWK 2050	Holz Raffinerie 2050
Biomasse-produktion, -sammlung	Stickstoffdünger-Produktion	–2	n. r.	–1	–1	n. r.	0
	Energieträger für Bearbeitung und Ernte	–1	–3	–1	–1	–1	–1
	Pflanzenschutzmittel	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.
	andere Düngemittel	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.
Transport/ Bereitstellung	Transportentfernung	–1	–1	–1	–1	–1	–1
	Transportenergie	–1	–1	–1	–1	–1	–1
Konversion	Prozessenergie	–3	–1	–3	-3	–2	–3
	Zusätzlich Prozessenergie Aufbereitung	n. r.	n. r.	–1	n. r.	n. r.	n. r.
	Nebenprodukt Gärrest (Allokation)	1	n. r.	1	1	n. r.	1
	Zusätzlich Nebenprodukt CO_2	n. r.	n. r.	1	n. r.	n. r.	1
Distribution	Transportentfernung	n. r.	n. r.	0	n. r.	n. r.	0
	Transportenergie	n. r.	n. r.	0	n. r.	n. r.	0
Nutzung	Wärmenutzung	2	n. r.	2	2	2	n. r.
	weitere Nebenprodukte	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.	n. r.
	Summe	–5	–6	–4	–4	–3	–4
	Mittelwert	–0,7	–1,5	–0,4	–0,6	–0,6	–0,4
	Referenz	zwei Treiber 2x –2		ein Treiber à –1			
	Mittelwert Referenz	–2		–1			
	Ampel						

Tabelle 14: Bewertung des kumulierten Energieaufwands

n. r. = nicht relevant

4.2.4 Ökonomische Kriterien

Hinsichtlich der Energiegestehungskosten der betrachteten Bioenergieanlagen lässt sich für den Ist-Zustand feststellen, dass die fossile Referenz im Vergleich mit deutlich geringeren Gestehungskosten verbunden ist. Es wird erwartet, dass der Unterschied bei den Energiegestehungskosten der Bioenergieanlagen und der jeweiligen Referenz im Jahr 2050 geringer ausfallen wird. Hier bestehen insbesondere bezüglich der möglichen Technologieentwicklung und damit verbundenen Kostendegression bei Batterien, Power-to-Gas und Bioraffinerie-Konzepten bis 2050 noch große Unsicherheiten. Die betrieblichen Risiken bei schwankenden Rohstoffpreisen werden für 2050 gegenüber der Referenz deutlich höher eingeschätzt.

Bei den volkswirtschaftlichen Kennzahlen inländischer Anteil der Wertschöpfung und Beschäftigung ergibt sich aus der Ampelbewertung ein ähnliches Bild über alle betrachteten Technologien in 2050. Aufgrund der höheren Arbeitsintensität beim Betrieb von Bioenergieanlagen und der Effekte durch die Biomassebereitstellung ist anzunehmen, dass Bioenergieanlagen mit höheren Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten gegenüber der Referenz in 2050 verbunden sein werden. Bei der Herstellung von Anlagen und Komponenten ist der inländische Anteil der Effekte jedoch in hohem Maße abhängig von der zukünftigen Entwicklung der entsprechenden Industrie(n) in Deutschland.

Bezüglich des Potenzials für regionale Wertschöpfung und Beschäftigung in einer durchschnittlichen Region zeigt die Ampelbewertung, dass die Größe der Anlagenkonzepte entscheidend ist. Dezentrale

Anlagenkonzepte sind breit verteilt über Deutschland und damit auch mit einer hohen Wahrscheinlichkeit in einer durchschnittlichen Region zu finden. Die Anlagen werden von einer Vielzahl unterschiedlicher, in der Regel regional verankerter Akteure finanziert und betrieben, und die Biomassebereitstellung erfolgt regional. Damit bieten dezentrale Anlagenkonzepte in vergleichsweise vielen Regionen Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale. Bei zentralen Anlagenkonzepten konzentrieren sich die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf eine geringere Zahl an Akteuren und Anlagenstandorten. Der Übergang von einem dezentralen Einsatz von Bioenergie hin zu zentralen Konzepten wäre folglich mit einer Änderung der Bereitstellungskonzepte und der beteiligten Akteure verbunden, was eine Umverteilung der regionalökonomischen Effekte zur Folge hätte.

4.2.5 Soziale Kriterien

Die Ergebnistabelle kann einen groben Einblick verschaffen, worauf bei der Einführung verschiedener Technologiepfade besonders geachtet werden müsste. Sie darf auf keinen Fall dazu genutzt werden, Pauschalurteile zu fällen, oder als alleinige Entscheidungsgrundlage dienen. Besonders zu beachten ist, dass einige Ausbauszenarien erst im Laufe des Ausbaus wirklich bewertet werden können, und dazu sind empirische Erhebungen und begleitende Forschung unerlässlich – und zwar nicht nur in Bezug auf die Technologieentwicklung, sondern vor allem auch in Bezug auf die Akzeptanzentwicklung unter Berücksichtigung gesellschaftlicher Werte und internationaler Verpflichtungen.

Die Einschätzungen wurden vereinfacht dargestellt, um deutlichere Erkenntnisse ableiten zu können. Einschätzungen bezüglich in der Zukunft liegender technologischer Optionen sind abhängig von anderen Entwicklungen. Eine präzise Einschätzung kann teilweise schwierig sein, dennoch wurde versucht, eine Farbgebung zu benennen und nur in wenigen Fällen ein „Farbspektrum“ anzugeben, das heißt einen Bereich, in dem sich die Ausprägung des Kriteriums bewegen könnte. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass es insgesamt deutlich andere Einschätzungen geben kann, so sich die Rahmenbedingungen ändern – als Beispiel hierfür seien die Ausschreibungen für Windenergie genannt, bei denen bisherige Erfahrungen zeigen, dass sich ihre Einführung tendenziell negativ auf die Akteursvielfalt auswirkt und sie eher große, zum Teil international agierende Konzerne begünstigen.[8]

Eine Betrachtung der Bewertungen, die aufgrund der Einstufung verschiedener Technologiepfade anhand der Kriterien erfolgten, führt zu folgendem Bild:

Auffällig ist, dass ***Autonomie*** **und** ***Verteilungsgerechtigkeit*** bei allen Technologiepfaden eine positive Bewertung erhalten, bis auf die beiden zukünftigen Technologiepfade „Biomethan als Erdgassubstitut“ und „Holzbasierte Bioraffinerie“. Dort liegen sie (eher) nicht im optimalen Bereich und werden sogar als kritisch betrachtet. Bei der Wahl einer dieser Pfade wäre daher besonderes Augenmerk darauf zu legen, wie es zu akzeptablen Umsetzungen kommen kann oder welche ergänzenden Maßnahmen herangezogen werden könnten, da sie von besonderer Relevanz für das Entstehen von Akzeptanz im Bereich der Nutzung von Bioenergietechnologien sind.

Die ***Risikobewertung*** der Technologiepfade fällt insgesamt positiv aus; auch bei der „Holzbasierten Bioraffinerie“ kann immer noch von wenig Risiko in Bezug auf Herstellung und Nutzung ausgegangen werden. Trotzdem sollten in konkreten Planungs- und Kommunikationsprozessen diese nochmals deutlich im Fokus stehen und ausreichend kommuniziert werden.

[8] Grashof/Dröschel 2018.

Insgesamt zeigt sich, dass die ***Rohstoff***-Frage und damit verbundene Aspekte wie Konkurrenz zu Lebensmitteln, Gentechnik, Flächenbedarf und die damit einhergehende Veränderung des Landschaftsbildes zentral sind. Für „Biogas KWK 2018“ und die „Holzbasierte Bioraffinerie 2050“ werden sie kritisch gesehen; auch bei den meisten anderen Technologiepfaden wird deutlich, dass es stark auf die konkrete Ausgestaltung ankommt und in der zukünftigen Entwicklung weiterhin ein sensibles Thema darstellen wird. Hier sind alle ethischen Aspekte nochmals gründlich abzuwägen und ein gesellschaftlicher Diskurs, am besten mit offenem Ende, unerlässlich.

Die Einschätzung der ***gesundheitlichen Beeinträchtigung*** im Vergleich zu den Referenzsystemen ist fast durchgängig im gelben Bereich und demnach als gleichwertig anzusehen; bei der „Holzverbrennung zur KWK-Erzeugung“ werden die gesundheitlichen Beeinträchtigungen durch Feinstaubemissionen allerdings als gleich bis schlechter im Vergleich zur Referenztechnologie eingeschätzt. Zu beachten ist dabei, dass auch das Referenzsystem gesundheitliche Beeinträchtigungen enthält, die möglichst abzubauen sind, um die menschliche Gesundheit nicht nur zu erhalten, sondern möglichst zu verbessern.

Beim Kriterium der ***Akzeptanz*** wird für die zukünftigen Entwicklungspfade ein Spektrum dargestellt, da die Akzeptanz von verschiedenen Einflussfaktoren und somit stark von der konkreten Ausgestaltung abhängt. Insbesondere die Technologiepfade „Biomethan als Erdgassubstitut“ und „Holzbasierte Bioraffinerie“ können daher eine Herausforderung darstellen.

4.2.6 Potenzial zur CO_2-Abscheidung

Technischer Aufwand zur Integration von CO_2-Abscheidung

Bei Biogas-KWK-Anlagen fällt CO_2 im Biogas mit hohem Anteil an (40 Prozent) und lässt sich daher vergleichsweise einfach und vollständig abtrennen. Gaswäschen dafür sind bereits für die Aufbereitung von Biogas zu Erdgassubstitut (Biomethan) kommerziell verfügbar. Bei Holz-KWK-Anlagen liegt der CO_2-Gehalt im Rauchgas zwar bei über 10 Prozent, allerdings erscheint der Einsatz von Lösemittelwäschen zur Gasreinigung in 10-kW-Anlagen technisch besonders aufwendig; für 100 kW tendenziell besser und weit entfernt von den heute üblichen CCS-Betrachtungen fossil befeuerter Kraftwerke mit Leistungen meist über 300 MW_{th}. Für Vergasungsanlagen einer Synthesegas-Bioraffinerie ist die CO_2-Abtrennung verfahrensbedingt notwendig und die Technik dazu verfügbar, allerdings kommerziell eingesetzt bislang nur in kohle- und erdgasbefeuerten Anlagen. In zukünftig zu errichtenden Anlagen lässt sich eine CO_2-Abscheidung von vornherein miteinplanen, was technisch und kostenseitig günstiger als eine Nachrüstung von Bestandsanlagen ist.

Entnahmekapazität der Einzeltechnologie

Bei Biogas-KWK-Anlagen wird Kohlendioxid vor der Verbrennung aus dem Biogas abgetrennt; das bei der Verbrennung im Blockheizkraftwerk entstehende CO_2 könnte optional ebenfalls, allerdings mit höherem technischem und energetischem Aufwand, abgetrennt werden. Daher kann theoretisch ein CO_2-Abscheidegrad von 40 bis 100 Prozent erreicht werden. Dies entspricht für die 500-kW_{el}-Anlage einer CO_2-Entnahme von etwa 1,4 bis 3,5 kt/a. Gleiches gilt für das Szenario Biogas KWK in 2050. Aufgrund der vergleichsweise kleinen Anlagengröße ändert sich dabei die Bewertung nicht. Bei Biogas als Erdgassubstitut (Biomethan) wird das im Biogas enthaltene CO_2 vor Ort abgetrennt. Die Anlage mit 1 MW_{th} führt dann zu einer CO_2-Entnahme von 2,8 kt/a bei Abtrennung der 40 Prozent CO_2 im Biogas und verbleibt in der Kategorie Orange (Annahmen zur Berechnung: 8.000 Betriebsstunden, 6 kWh Energiegehalt, 60 Prozent Methanausbeute im Biogas). Ob das bei der Verbrennung von Biomethan entstehende CO_2 ebenfalls abgeschieden werden kann, hängt von der Verwendung des Biomethans nach Entnahme aus dem Erdgasnetz ab. Da die Art der Nutzung als Erdgassubstitut nicht ohne Weiteres festzulegen ist, wird hier keine CO_2-Entnahme angenommen.

Die thermische Brennstoffwärmeleistung bei der dezentralen Verbrennung von Holz von 10 kW beziehungsweise 100 kW führt zu einer möglichen CO_2-Entnahme von 3,1 beziehungsweise 31 t CO_2 pro Jahr. Für die Verbrennung wurde eine Luftüberschusszahl von 1,5 angenommen, für die Holzpellets ein Brennwert von 4,9 kWh/kg mit einer chemischen Zusammensetzung von $C_6H_8O_4$. Das CO_2 kann aus dem Rauchgas im Vollstrom zu über 90 Prozent abgetrennt werden. Für Kleinanlagen dieser Größe wird die Technologie nicht kommerziell angeboten. Für alle Abschätzungen wurde vereinfachend eine maximale, hundertprozentige CO_2-Entnahme angenommen.

Aus einer Synthesegas-Bioraffinerie kann CO_2 in unterschiedlichem Maße abgetrennt und gespeichert werden. Vereinfachend wird etwa die Hälfte des im Einsatzstoff enthaltenen Kohlenstoffs über das Kohlenmonoxid als Produkt gewonnen (Kohlenwasserstoff), die andere Hälfte kann als CO_2 nach der Vergasung zu über 90 Prozent abgetrennt werden. Wird das Produkt als Kraftstoff eingesetzt, so wird das dabei entstehende CO_2 als in die Atmosphäre emittiert betrachtet. Wäre Wasserstoff das Hauptprodukt, so würde das bei der Vergasung entstehende Kohlenmonoxid über die Wassergas-Shift-Reaktion komplett zu Wasserstoff und weiterem CO_2 umgewandelt, das wiederum in konzentrierter Form gewonnen werden kann. Somit wäre bei der Wasserstoffherstellung eine nahezu vollständige CO_2-Entnahme möglich. Bei einer installierten Verarbeitungskapazität von 500.000 Tonnen trockenem Holz (5 kWh/kg) würden etwa 900 kt CO_2 abgetrennt werden können (Ersatzformel für Holz $C_6H_8O_4$).

Reifegrad für den kommerziellen Einsatz von CO_2-Abscheidung

Für die Synthesegasherstellung werden bereits heute Anlagen zur CO_2-Abtrennung gebaut, allerdings für Kohle und Erdgas als Einsatzstoff. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Produktionskapazitäten dafür bereits heute verfügbar sind beziehungsweise vergleichsweise schnell erhöht werden könnten. Die CO_2-Abtrennung bei der Aufbereitung von Biogas zu Erdgassubstitut ist ebenfalls kommerziell verfügbar, und es kann angenommen werden, dass die Produktionskapazitäten bei einer vermehrten Nachfrage der Technologie in Biogasanlagen mitentwickelt werden. Für Holz-KWK-Anlagen kann die gleiche Technologie zum Einsatz gebracht werden. Für die 10-kW-Wärmeerzeugung mit Holz wird derzeit keine Technologie kommerziell angeboten. Grundsätzlich sind zwar die gleichen Verfahren anwendbar wie bei den anderen Anlagentypen, jedoch erscheint der technische Aufwand im Vergleich zur Verarbeitungskapazität der Anlagen als überaus hoch und daher kommerziell uninteressant. Auch würden hier Partikelemissionen mitbetrachtet werden müssen.

Zusätzlicher Energieaufwand für CO_2-Abscheidung

Da bei der Synthesegas-Bioraffinerie und bei der Biomethananlage das CO_2 ohnehin abgetrennt wird, ist hier kein zusätzlicher Aufwand erforderlich. Bei der Biogas-KWK-Anlage wäre die Integration der CO_2-Abtrennung aus dem Biogas ebenso wie bei der Biomethanherstellung möglich; bei der Verbrennung des dann heizwertreicheren Gases würde wieder CO_2 entstehen, dessen Abtrennung aufgrund seiner Verdünnung dann mit erhöhtem Aufwand ebenfalls möglich wäre – daher der Farbverlauf für diese Fälle. Für die Holz-KWK-Anlagen müsste das CO_2 mit seinem Gehalt von 10 bis 20 Prozent aus dem Verbrennungsgas mit entsprechend hohem Energieaufwand abgetrennt werden.

Absehbare Kosten für CO_2-Abscheidung

Im Falle der Synthesegas-Bioraffinerie ist die CO_2-Abscheidung zwar heute noch nicht kommerziell etabliert, es kann aufgrund des erreichten Standes der Entwicklung aber angenommen werden, dass eine Übertragung der Technologie mit vergleichsweise geringem Aufwand möglich ist – daher Grün auch für dieses noch nicht kommerziell eingeführte Verfahren. Mit gleicher Begründung wie auch für den zusätzlichen Energieaufwand findet sich bei den Biogas-KWK-Anlagen ein Farbverlauf, je nachdem,

ob auch eine Abtrennung des bei der Verbrennung entstehenden CO_2 erfolgt oder nicht. Die Holz-KWK-Anlage wird aufgrund der nicht sehr verschiedenen Anlagengröße nicht günstiger bewertet als die kleinere Holzverbrennung zur Wärmeerzeugung.

Potenzial einer vollständigen CO_2-Abscheidung

Die Möglichkeit für eine nahezu vollständige Abtrennung des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs ergibt sich nur, wenn Wasserstoff das Zielprodukt der Synthesegasraffinerie ist. Auf diesen Fall bezieht sich die Bewertung. Bei anderen Produkten ist eine vollständige Kohlenstoffrückhaltung unsicher oder nicht möglich, wie zum Beispiel bei synthetischen Kraftstoffen, in denen CO_2 aus Kraftfahrzeugen emittiert wird. Diese Möglichkeit besteht prinzipiell auch für das Methangas aus dem Biomethan-Prozess. Dieses könnte vollständig reformiert und das dabei gebildete Kohlenmonoxid mit Wasser zu Wasserstoff umgewandelt werden. Das dabei entstehende CO_2 ließe sich in einer zweiten CO_2-Abtrennstufe ebenso gut abtrennen wie CO_2 aus Biogas. Bei Biogas-KWK-Anlagen bestünde die Möglichkeit, das bei der sauberen Methan-Verbrennung entstehende CO_2 gut abzutrennen und auch damit eine nahezu vollständige Rückhaltung des CO_2 über die ganze Prozesskette zu erhalten (von 40 auf nahezu 100 Prozent). Dies würde insbesondere aufgrund der Anlagengröße einen erhöhten Aufwand erfordern (siehe Energie- und Kostenaufwand). Auch bei der Holzverbrennung kann CO_2 im Prinzip praktisch vollständig aus dem Rauchgas entfernt werden. Gemessen an der Anlagengröße wäre der Aufwand aber besonders hoch.

5 Literatur

acatech et al. 2019
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Strategien für eine nachhaltige Bioenergienutzung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2019.

Elsner et al. 2015
Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. U. (Hrsg.): *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

Grashof/Dröschel 2018
Grashof, K./Dröschel, B.: *Ausschreibungen für Windenergie an Land: Erfahrungen in acht Ländern*, Berlin/Saarbrücken: IZES gGmbH 2018.

Klepper/Thrän 2019
Klepper, G./Thrän, D.: *Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2019.

UBA 2018
Umweltbundesamt: *Emissionen von Wärmekraftwerken und anderen Verbrennungsanlagen.* 26.09.2018. URL: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/emissionen-von-waermekraft-werken-anderen#textpart-1 [Stand: 19.11.2018].

Das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 100 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

Die Arbeitsgruppe „Bioenergie“

Die interdisziplinär zusammengesetzte Arbeitsgruppe bearbeitete drei Themenschwerpunkte: Erstens die Abschätzung der verfügbaren Bioenergiepotenziale, zweitens die Bewertung der möglichen Rolle von Bioenergie mit Kohlendioxid-Abscheidung und Speicherung (BECCS), und drittens die Entwicklung eines umfassenden Bewertungsinstruments für Entwicklungspfade der energetischen Biomassenutzung aus technischer, ökologischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Perspektive.

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in drei Formaten aufbereitet:

1. Die **Analyse** *„Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte“* dokumentiert in umfassender Form den wissenschaftlichen Kenntnisstand zu globalen Bioenergiepotenzialen, Bioenergietechnologien sowie BECCS und anderen CO_2-Entnahmetechnologien. Zudem stellt sie das von der Arbeitsgruppe entwickelte Bewertungsinstrument für Bioenergietechnologien dar und leitet darauf basierend Herausforderungen für die deutsche Energie- und Klimapolitik ab.

2. Die **Stellungnahme** *„Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Strategien für eine nachhaltige Bioenergienutzung“* stellt die Ergebnisse in kompakter Form dar und zeigt Handlungsoptionen für eine nachhaltige Bioenergiestrategie auf.

3. Die online verfügbaren **Materialien** *„Interdisziplinäres Bewertungsinstrument für Bioenergie-Entwicklungspfade“* enthalten eine detaillierte Beschreibung der entwickelten Bewertungsmethodik inklusive der Kriterien und Bewertungsskalen und der Ergebnisse deren Anwendung auf ausgewählte Bioenergietechnologien.

Mitwirkende des Projekts

Leitung der Arbeitsgruppe

Prof. Gernot Klepper, Ph.D. (AG-Leiter)	Institut für Weltwirtschaft Kiel
Prof. Dr. Daniela Thrän (AG-Leiter)	Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ/ Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ

Autorinnen und Autoren

Prof. Dr. Daniela Thrän	Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ/ Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ
Prof. Dr. Nicolaus Dahmen	Karlsruher Institut für Technologie
Dr. Berit Erlach	acatech
Prof. Dr. Bernd Hirschl Katharina Heinbach	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung IÖW
Christiane Hennig Stefan Majer Katja Oehmichen	Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ
Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries Irina Rau Jan Hildebrand	IZES – Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Institutionen und Gremien

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Direktorium

Das Direktorium leitet die Projektarbeit und vertritt das Projekt nach außen.

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Vorsitzender)	RWTH Aachen
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Stellvertreter)	RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Carl Friedrich Gethmann	Universität Siegen
Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann (seit Januar 2019)	Goethe-Universität Frankfurt am Main

Prof. Dr. Karen Pittel	ifo Institut
Prof. Dr. Eberhard Umbach	ehemaliger Präsident KIT

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Vizepräsident
Prof. Dr.-Ing. Dieter Spath	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Altpräsidialmitglied Leopoldina
Prof. Dr. Martin Grötschel	Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Robert Schlögl	Direktor Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär BMBF
Dr. Rodoula Tryfonidou (Gast)	Referatsleiterin Energieforschung BMWi

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach	Leiter der Geschäftsstelle „Energiesysteme der Zukunft“, acatech

Rahmendaten

Projektlaufzeit

03/2016 bis 02/2020

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Geschäftsstelle:

Dr. Ulrich Glotzbach
Leiter der Geschäftsstelle „Energiesysteme der Zukunft“
Markgrafenstraße 22, 10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 0
E-Mail: glotzbach@acatech.de

Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft