Schlussbericht

zum Vorhaben

Thema:

TRANSBIO – Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem

Zuwendungsempfänger:

Teilvorhaben 1: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Teilvorhaben 2: Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH (IZES)

Teilvorhaben 3: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Teilvorhaben 4: Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

Förderkennzeichen:

Teilvorhaben 1: 2220NR128A

Teilvorhaben 2: 2220NR128B

Teilvorhaben 3: 2220NR128C

Teilvorhaben 4: 2220NR128D

Laufzeit:

01.05.2021 bis 30.04.2024

Monat der Erstellung:

07/2024

Gefördert durch:

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorenschaft.

Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem (TRANSBIO) - Schlussbericht

FKZ: 2220NR128A, 2220NR128B, 2220NR128C, 2220NR128D

Autor:innen: Tino Barchmann[1], Annemarie Kronhardt[1], Uta Schmieder[1], Martin Dotzauer[1], Nadja Rensberg[1], Ludger Eltrop[2], Patrick Matschoss[3], Mark Paterson[4], Bernhard Wern[3], Milad Rousta[2]

[1] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

[2] Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)

[3] Institut für ZukunftsEnergie- und Stroffstromsysteme (IZES gGmbH)

[4] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

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

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Datum: 15.07.2024

Zuwendungsgeber	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) OT Gülzow Hofplatz 1 18276 Gülzow-Prüzen
Kontakt:	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH Torgauer Straße 116 04347 Leipzig Tel.: +49 (0)341 2434-112 E-Mail: info@dbfz.de Internet: www.dbfz.de **Tino Barchmann** Tel.: +49 (0)341 2434-375 E-Mail: tino.barchmann@dbfz.de **Uta Schmieder** Tel.: +49 (0)341 2434-556 E-Mail: uta.schmieder@dbfz.de
Erstelldatum:	15. Juli 2024
Projektnummer DBFZ:	3230093
Projektnummer Auftraggeber oder Zuwendungsgeber:	2220NR128A
Gesamtseitenzahl + Anlagen	96 + 57

Inhaltsverzeichnis

1 **Gesamtkontext des Verbundvorhabens 6**

2 **Projektstruktur und Arbeitsinhalte 7**

2.1 Teilvorhaben 1 - Datenkonsolidierung und Methodenvergleich (DBFZ) 8

2.1.1 Datenakquise mit Hilfe der Projektbegleitenden Arbeitsgruppe (PAG) 8

2.1.2 Arbeitsabläufe zur Datenverarbeitung 14

2.1.3 Fachdatenkonsolidierung 16

2.1.4 BE Future Forschungsdatenplattform 19

2.1.5 Methodenkompendium 24

2.2 Teilvorhaben 2 - Post-EEG-Thesen und Kommunikation (IZES) 25

2.2.1 Partizipationsformate: DialogForum und Delphi-Analyse (AP 2.2) 25

2.2.2 Post-EEG Handlungsrahmen und interdisziplinärer Wissenschaftstransfer: Post-EEG-Synopse (AP 5) 30

2.2.3 Multimedialer Informationstransfer: Kommunikationsstrategie (AP 6.1) 36

2.2.4 Bioenergienutzung in der Industrie – neue Geschäftsfelder mit neuen Perspektiven (AP 9) 36

2.3 Teilvorhaben 3 - Multimedialer Informationstransfer (KTBL) 49

2.3.1 Kommunikationsstrategie (IZES) 49

2.3.2 Fachveranstaltungen 51

2.3.3 Aktualisierung des Onlinerechners 54

2.3.4 Aktualisierung des Post-EEG-Fachportals Biogas 57

2.3.5 Online-Umfragen Post-EEG (Biogas) 58

2.3.6 Erklärfilme 65

2.3.7 Veröffentlichungen für die Biogas-Praxis 66

2.3.8 Öffentlichkeitsarbeit 68

2.4 Teilvorhaben 4 - Markt- und Risikobewertung, Vermittlung Systemeffekte (IER) 70

2.4.1 Markt- und Risikobewertungen der Post-EEG-Perspektiven von Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem (Strom- u. Wärmesektor, Brenn- und Kraftstoffe) 71

2.4.2 Aktualisierung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere zur Berücksichtigung von Unsicherheiten auf den Gas- und Strommärkten (AP 8) 76

3 **Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen 84**

4 **Zusammenfassungen der Teilvorhaben 86**

4.1 Teilvorhaben 1 86

4.2 Teilvorhaben 2 86

4.3 Teilvorhaben 3 88

4.4 Teilvorhaben 4 90

5 **Anhänge 95**

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AP	Arbeitspaket
BAU	Business as usual
BBE	Bundesverband Bioenergie
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Capital expenditures - Investitionsausgaben
CNG	Compressed Natural Gas – Komprimiertes Erdgas
CO_2	Kohlendioxid
CSR	Corporate social responsibility – gesellschaftliche Verantwortung von Unternehmen im Sinne des nachhaltigen Wirtschaftens
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnFG	Energiefinanzierungsgesetz
EPEX	European Power Exchange – Börse für kurzfristigen Stromgroßhandel
EU-EHS	Europäisches Emissionshandelssystem
FNR	Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe
GF	Geschäftsfeld
GP	Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken
HKN	Herkunftsnachweise
ISO	Internationale Organisation für Normung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

KMU	Kleine und mittelständische Unternehmen
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KWK	Kraft- Wärme-Kopplung
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
LNG	Liquified Natural Gas – Verflüssigtes Erdgas
MVF	Market value factors
MW	Megawatt
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NGO	Non governmental organisation - Nichtregierungsorganisation
OPEX	Operational expenditures – Laufende Kosten/Betriebskosten
PAG	Projektbegleitende Arbeitsgruppe
PaR	Profit at risk
PV	Photovoltaic
RED	Renewable Energies Directive – EU Richtlinie zur Nutzung Erneuerbarer Energien
SDL	Systemdienstleistungen
SOFC	Solid oxid fuel cell - Festoxidbrennstoffzelle
THG	Treibhausgase
TRANSBIO	Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem
VaR	Value at risk
VOV	Vor-Ort-Verstromung
WEA	Windenergieanlage
WZ	Wirtschaftszweig

1 Gesamtkontext des Verbundvorhabens

In den vergangenen Jahren hat das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) eine Reihe von Post-EEG-Forschungsvorhaben gefördert, um Perspektiven für Bioenergieanlagen nach Auslaufen ihrer 20-jährigen Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auszuloten. Darin wurden mögliche Optionen für zukunftsfähige Geschäftsmodelle untersucht. In dem vom BMEL geförderten Verbundvorhaben TRANSBIO werden diese Ergebnisse gezielt gebündelt, um den Anlagenbetreibenden und politischen Entscheidungsträger:innen konkrete Handlungsempfehlungen anzubieten. Viele Betreibende von Biogasanlagen und Holzkraftwerken stehen vor der Frage, wie ein erfolgreicher Weiterbetrieb in den nächsten Jahren gesichert werden kann. Die Ergebnisse aus den Forschungsprojekten sind vielfältig und zeigen keine allgemeingültigen Lösungen für die sehr anlagenspezifischen Betriebskonzepte. Zudem werden aktuelle rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Errichtung und Weiterentwicklung von Bioenergieanlagen immer anspruchsvoller.

Das Vorhaben „TRANSBIO – Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem“ diente dazu, die zentralen Ergebnisse und Handlungsoptionen der vom BMEL und weiteren Ministerien geförderten Post-EEG-Projekte aufzubereiten, zu bündeln und an die jeweiligen Zielgruppen in Politik, Forschung und Betreibende heranzutragen. Betreibende sollen zudem in die Lage versetzt werden, mit dieser Hilfestellung Entscheidungen für die Zukunft ihrer Anlage zu treffen. Die Entwicklungen der rechtlichen Rahmenbedingungen, z. B. des EEG 2021 / EEG 2023, des Klimaschutzgesetzes 2030 oder der nationalen Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED), werden hierbei mit einbezogen, da sie großen Einfluss auf die Perspektiven von Bioenergieanlagen in Deutschland haben. Die Ergebnisse werden durch eine Forschungsdatenplattform „BE Future“ seitens DBFZ, einem Post-EEG-Fachportal für Biogas seitens KTBL sowie einen multimedialen Informationstransfer in Verbindung mit zahlreichen Veranstaltungen einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

2 Projektstruktur und Arbeitsinhalte

Die im Projektantrag dargestellten Arbeitspakete wurden schwerpunktmäßig in jeweils einem Teilvorhaben bearbeitet. Zur besseren Nachvollziehbarkeit sollen deshalb nachfolgend die Ergebnisse und verwendeten Methoden entsprechend dem beteiligten Teilvorhaben strukturiert werden. Um eine Zuordnung der Arbeitsinhalte nach Arbeitspaketen zu ermöglichen, ist in Abbildung 1 die Struktur der Arbeitspakete dargestellt, wobei die Teilvorhaben folgende Arbeitspakete umfassen:

- Teilvorhaben 1: Datenkonsolidierung und Methodenvergleich (DBFZ)
- Teilvorhaben 2: Post-EEG-Thesen und Kommunikation (IZES)
- Teilvorhaben 3: Multimedialer Informationstransfer (KTBL)
- Teilvorhaben 4: Markt- und Risikobewertung, Vermittlung Systemeffekte (IER)

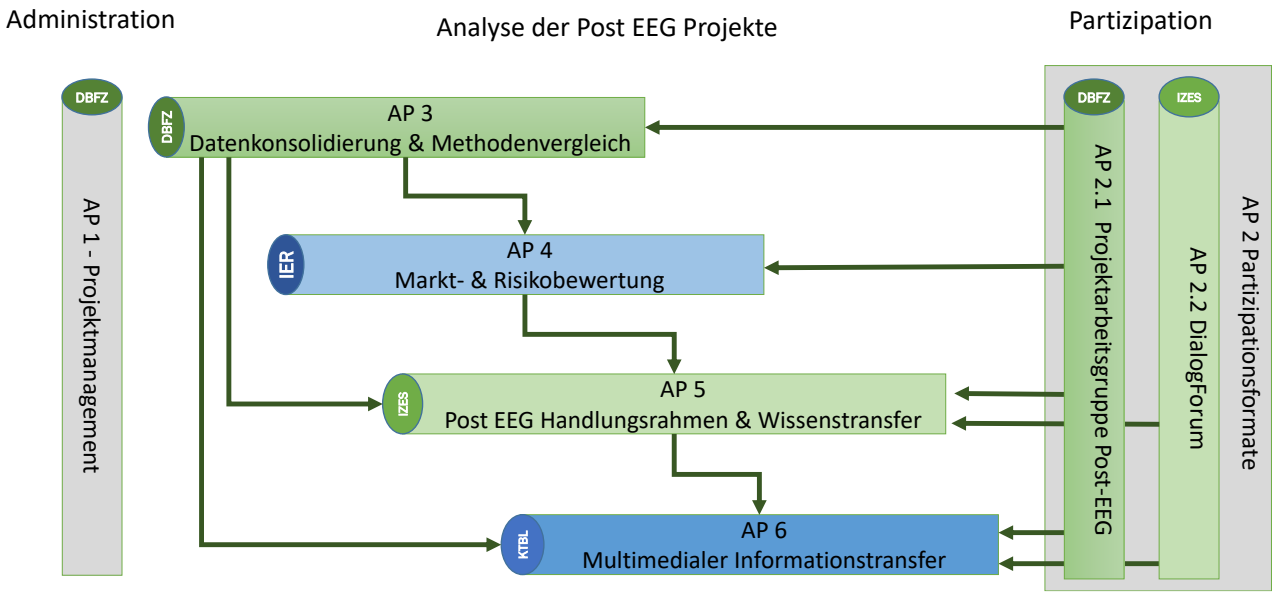

Abbildung 1: Projektstruktur im Vorhaben TRANSBIO differenziert nach Arbeitspakten (AP) mit Zuordnung der jeweiligen Verantwortlichkeiten

Im Verlauf des Projekts hat sich im Konsortium, vordergründig durch akute erhebliche Veränderungen der politischen sowie gesamtwirtschaftlichen Lage, unter anderem der Bedarf nach einer Erhebung aktuell vorherrschender Marktpreise herauskristallisiert, was in einer Erweiterung des Projekts unter anderem um das AP 7 resultierte. Hier wurden durch das Projektteam weitere Datenakquisen außerhalb der PAG eingeleitet und analog zum oben beschriebenen Datenfluss verarbeitet. Das AP 5 (Teilvorhaben 2) wurde um das AP 9 ergänzt, in dessen Rahmen die Auswirkungen der o. g. Änderungen auf betriebliche Nachhaltigkeitsstrategien untersucht wurden. Hierbei wurde eine Umfrage zur Rolle der Bioenergie in der Defossilisierung industrieller Prozesswärme durchgeführt.

Im AP 4 "Markt- und Risikobewertung" wurden die Aktualisierung der Szenariorahmenbedingungen, die Entwicklung des IER-Betriebsmodells und die Bewertung der Post-EEG-Repowering-Konzepte in verschiedenen Szenarien im Rahmen von AP 8 "Aktualisierung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen" verfolgt.

Das Arbeitspaket 6 „Multimedialer Informationstransfer“ (Teilvorhaben 3) wurde um das Arbeitspaket 10 erweitert, was die Datenbankverarbeitung der in AP 7 erhobenen Daten und die Anpassung des IT-Fachkonzepts beinhaltet. Darüber hinaus wurde eine erneute Online-Befragung der Biogaspraxis zu den Aspekten der „Weiterbetriebsoptionen Biogas“ und eine Veröffentlichung der der Ergebnisse vorgesehen. Als zusätzlicher Arbeitsschritt wurden die Biogas-Betriebsmodelle für Post-EEG-Biogasanlagen, die im Rahmen des Verbundvorhabens „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen" (ProBiogas) im Jahr 2021 erstellt wurden, mit Daten aus dem Vorhaben überarbeitet.

2.1 Teilvorhaben 1 - Datenkonsolidierung und Methodenvergleich (DBFZ)

Ziel des Teilvorhaben ist es, einen Gesamtüberblick der vorhandenen Daten und Methoden zu erarbeiten, der eine fundierte Bewertung von Geschäftsfeldern (GF) für Bioenergieanlagen mit Bezug zum zukünftigen Energiesystem (Schwerpunkt: Stromsektor) auf Basis der dann geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen (Fokus: EEG 2021 / 2023, RED II und Klimaschutzgesetz (KSG)) erlaubt. Die Wahl der Kennzahlen sowie der Informationsebene orientierten sich dabei an der Verwendung im Gebiet der Wissenschaft und Forschung. Das Hauptprodukt dieses Teilvorhabens bildet die Post-EEG Forschungsdatenplattform BE Future[1], welche die konsolidierten Informationen aus den teilnehmenden Post-EEG-Projekten übersichtlich darstellt und grafisch aufbereitet.

2.1.1 Datenakquise mit Hilfe der Projektbegleitenden Arbeitsgruppe (PAG)

Im Arbeitspaket 2, welches im Wesentlichen die Aktivitäten um die projektbegleitende Arbeitsgruppe (PAG) bündelt, wurden neben Vorarbeiten zur Konzeptionierung der Arbeitsprozesse innerhalb der PAG auch die notwendigen Grundlagen für eine strukturierte Datenhaltung und Datenverarbeitung geschaffen. Folgende Post-EEG-Vorhaben innerhalb der PAG und deren untersuchte Geschäftsfelder wurden in die PAG eingebunden (vgl. Tabelle 1):

Die PAG begleitete das Projekt TRANSBIO während der Phase der Datenerfassung, -aufbereitung und -konsolidierung. In ihr waren Vertreter der in Tabelle 1 genannten Projekte repräsentiert, um eine möglichst reibungslose Datenerfassung zu gewährleisten. Die PAG erfüllte ihre Aufgaben bis zum Mai 2023, wobei während ihres Bestehens insgesamt vier Treffen abgehalten wurden und ein reger Austausch auch zwischen den Treffen gewährleistet wurde.

[1] https://datalab.dbfz.de/befuture

Tabelle 1: Eingebundene Post-EEG-Vorhaben innerhalb der PAG und deren untersuchte Geschäftsfelder (ASD = Ausschreibungsdesign; ÖSD = Ökosystemdienstleistungen; SDL = Systemdienstleistungen); keine abschließende Betrachtung

Geschäftsfelder zu Projekten	ASD	Eigenstromnutzung	Erhöhung Wärmeauskopplung	Biomethan-Pooling	Biomethan Solo-Aufbereitung	Biomethan-Hoftankstelle	ÖSD	Verteilnetz-/Flexibilität / SDL	CO_2-Zertifikate
Altholz quo vadis			x					x	
AuRaSa	x	x			x	x			
BE20plus	x	x	x	x			x	x	
Bio2020plus									
Biogas2030	x		x		x				
Biogas Autark	x	x							
Biogas Natur							x		
Makro Biogas	x						x	x	x
NxtGenBGA	x		x		x	x	x	(x)	x
OptiBioSy								x	
ProBiogas	x	(x)	x	x	x	x		x	
REzAB	x	x		x		x			
SmartBio	x							x	
ZertGas	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)				

Das grundsätzliche Vorgehen zur Datenakquise ist im linken Teil von Abbildung 2 dargestellt, wobei der Prozess iterativ zwischen der Datenerhebung innerhalb der PAG, der DBFZ-internen Datenverarbeitung und der Übergabe von Zwischenergebnissen an das AP 3 erfolgt. Das grundlegende Schema in Abbildung 2 veranschaulicht somit die Scharnierfunktion zwischen PAG und der Forschungsdatenplattform BE Future, wobei aus technischer Sicht eine SQLite-Datenbank als Datendrehscheibe genutzt wird.

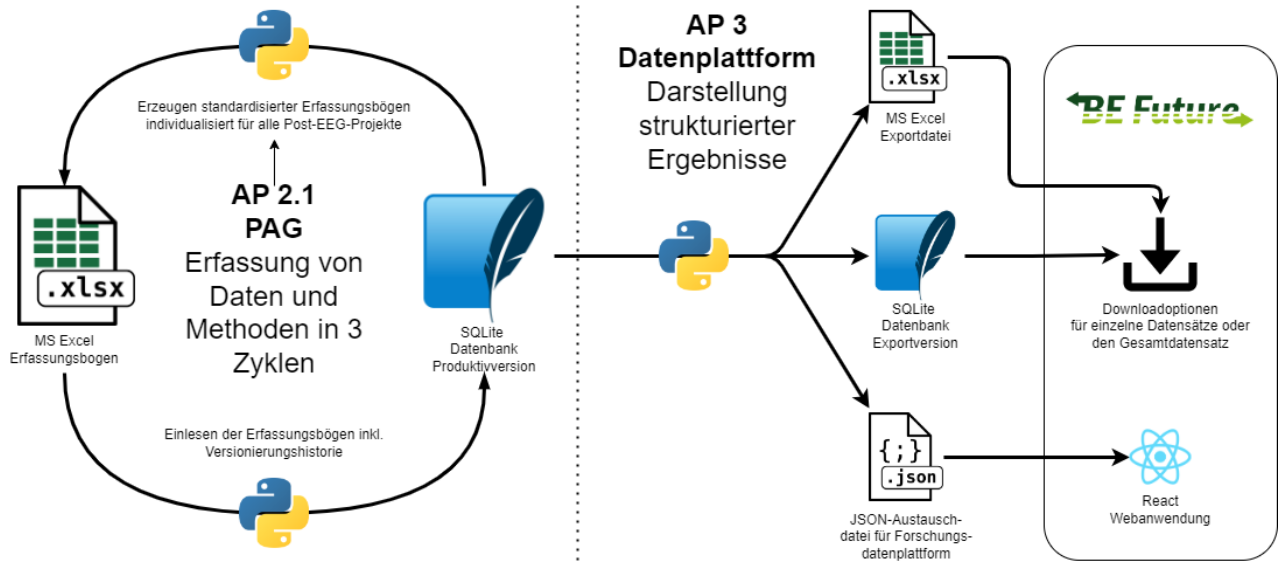

Abbildung 2: Grundschema der Scharnierfunktion des PAG-Datahub zwischen der PAG und der Forschungsdatenplattform

Da über die Datendrehscheibe eine Reihe unterschiedlicher Daten erhoben worden sind, werden nachfolgend die relevanten Datenquellen beschrieben. Für die Datendrehscheibe wurden im Wesentlichen Daten aus folgenden Kategorien akquiriert:

- Qualitative und quantitative Daten aus der PAG über zwei Fragebögen
- Durch das DBFZ definierte Metadaten für grundsätzliche Zusammenhänge und Begriffe
- Einträge für das Glossar, die durch das DBFZ gesammelt und die PAG geprüft wurden
- Preisindizes von Destatis zur Korrektur historischer Investitionsbedarfe auf ein einheitliches Bezugsjahr
- Investitionsbedarfe für eine Auswahl an Anlagenkomponenten für Bioenergieanlagen
- Preise für energiebezogene Produkte von Bioenergieanlagen.

Im Rahmen der PAG wurden zwei Befragungskampagnen durchgeführt, um verschiedene Informationen für die Datendrehscheibe zu gewinnen.

In einer ersten Befragungsrunde wurden die Teilnehmenden darum gebeten, zu den von Ihnen bearbeiteten Projekten eine Reihe von Informationen beizusteuern. Dazu wurden zum einen Metadaten der Projekte, wie die beteiligten Projektmitarbeitenden und deren Rolle im jeweiligen Projekt erfasst. Weiterhin wurde erfasst, welche Geschäftsfelder in den beteiligten Projekten jeweils untersucht wurden, wobei nach schwerpunktmäßiger und teilweiser Bearbeitung differenziert wurde. Es wurde außerdem erfasst, welche Anlagenkonzepte im Projekt konkret untersucht worden sind und welche Post-EEG-Optionen diese Anlagen grundsätzlich beschreiten können, wenn die erste Förderperiode ausläuft. Zu den ebenfalls abgefragten Kennzahlen für globale Parameter (Zinssätze, Preissteigerungsraten, Lohnkosten, Betrachtungszeitraum) konnten im Rahmen der Befragung keine ausreichend fundierten Daten erhoben werden.

In einer zweiten Befragungsrunde wurden auf Basis der Zuordnung der untersuchten Geschäftsfelder je Projekt aus der ersten Befragungsrunde konkrete Informationen für die jeweils betroffenen Geschäftsfelder abgefragt. Dabei wurde bzgl. der grundsätzlichen Ausrichtung des Geschäftsfeldes eine

Kurzbeschreibung und eine Kontextualisierung zur Relevanz des Geschäftsfeldes als qualitative Information erhoben. Als quantitative bzw. semiquantitative Informationen wurden für jedes Geschäftsfeld außerdem die möglichen Produktströme beschrieben und Chancen sowie Hemmnisse erfasst. Im Rahmen der zweiten Befragungsrunde wurde außerdem der Abgleich der Glossareinträge durch alle PAG-Teilnehmenden durchgeführt. In einer separaten MS Excel-Datei wurden vorab Metadaten für folgende Kategorien erfasst:

- Übersicht der Projektträger
- Projekte: FKZ, Name, Akronym, Projektwebseite, Projektleitung
- Übersicht der Institute
- Editoren
- Mapping Projekte – Mitarbeitende
- Übersicht über die Geschäftsfeldkategorien (Strom, Wärme, Kraftstoff, etc.)
- Übersicht der betrachteten Geschäftsfelder
- Methoden
- Mapping Projekte - Geschäftsfelder
- Produkte
- Mapping Geschäftsfelder - Produkte
- Anlagenkonzepte
- Mapping Anlagenkonzepte - Produkte

Die Tabellenblätter für einzelne Kategorien enthalten unterschiedliche Attribute, in der Regel Bezeichnungen, Abkürzungen, Förderkennzeichen oder URLs. Die Tabellenblätter zum Mapping von jeweils zwei Kategorien codieren dagegen als Kreuztabelle die Relationen zwischen diesen Kategorien. In einigen Fällen erfolgt die Zuordnung aber nicht in binären Attributen, sondern z. B. gestuft nach obligatorischen Produkten für ein Geschäftsfeld und solchen, die optional vermarktet werden können. Für das Mapping von Projekten und Mitarbeitenden erfolgt eine Differenzierung nach der Rolle im Projekt (Bearbeitende / Projektleitende) bzw. im Mapping für Projekte und Geschäftsfelder nach schwerpunktmäßiger und teilweiser Betrachtung in einem Projekt.

Die Glossareinträge sind technisch gesehen ebenfalls als Teil der Metadaten erarbeitet worden. Da diese aber im Zuge der zweiten PAG-Befragungsrunde nochmals validiert wurden, sind diese hier separat aufgeführt und finden sich deshalb auch in den entsprechenden Fragebögen der weiten PAG-Befragung wieder.

Ergänzende Recherchen für Post-EEG-Konzepte für Bioenergieanlagen waren erforderlich, da sich durch das im Jahr 2022 dramatisch geänderte Marktumfeld teils erhebliche Abweichungen in den Kosten- und Erlösstrukturen für Betreibende von Bioenergieanlagen ergeben hatten. Dies hat nicht nur Auswirkungen auf den laufenden Betrieb der Anlagen, sondern ganz besonders auch auf die zukünftige ökonomische Tragfähigkeit der im TRANSBIO-Projekt betrachteten Post-EEG-Geschäftsfelder. Die derzeitigen Rahmenbedingungen, die sich nicht nur auf bestimmte Kostenblöcke eines Konzeptes beziehen, haben sich sowohl gegenüber dem Informationsstand zur Antragsstellung als auch zum Zeitpunkt des Projektstarts signifikant und zwischen verschiedenen Kategorien heterogen entwickelt. Da sich gerade in Hinblick auf die Finanzierungs- und Beschaffungssituation auf den verschiedenen Märkten ein fundamentalter Wandel vollzogen hat, nimmt insgesamt die Investitionssicherheit für Betreibende bzw.

zukünftige Betreibende stark ab. Dieser Entwicklung gilt es in Hinblick auf die in den betrachteten Post-EEG-Projekten genutzte Datenbasis und den daraus erarbeiteten Ergebnissen Rechnung zu tragen.

Zur Parameterschätzung der Kostenfunktionen für Anlagenkomponenten werden auf Basis historischer Stichproben für diese Komponenten inflationsbereinigte, d. h. reale Kostenpunkte erzeugt. Um die nominellen Kosten für einzelne Datenpunkte und reale Daten für ein definiertes Bezugsjahr (hier: 2022) zu überführen, werden spezifische Preisindizes von Destatis verwendet, die aus drei Datenreihen gewonnen werden. So werden lange Reihen der Fachserie 17, Reihe 2 (*Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz)) nach dem Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken* herangezogen, in denen folgende Produktklassen verzeichnet sind:

- Platten, Folien, Schläuche und Profile, aus Kunststoffen (GP 22 21, Lfd. Nr. 228)
- Erzeugnisse aus Beton, Zement und Kalksandstein für den Bau (GP 23 61, Lfd.Nr. 255)
- Behälter aus Eisen oder Stahl (GP 25 91, Lfd. Nr. 334)
- Elektrische Transformatoren (GP 27 11 4, Lfd. Nr. 379)
- Verfahrenstechnische Maschinen und Apparate (diverse GP, Lfd. Nr. 418)
- Wärmetauscher (GP 2825 11, Lfd. Nr. 428)
- Motoren für Wasser- und Schienenfahrzeuge, industrielle u. a. Zwecke (GP 28 11 1, Lfd. Nr. 449)

Weiterhin wurden zwei Indizes aus der Rubrik Energiepreisentwicklung erfasst:

- Fernwärme mit Dampf und Warmwasser (Belieferung Mehrfamilienhaus / Nichtwohngebäude) (Index 09-353)
- Elektrischer Strom bei Abgabe an gewerbliche Anlagen (Index 09-3511 13).

Zum anderen wurde ein Index aus der Fachserie 7 genutzt, *Baupreisindizes: Deutschland, Jahre, Messzahlen mit / ohne Umsatzsteuer, Ingenieurbau, Bauarbeiten (Tiefbau),* wobei hier im Detail der Index für Ortskanäle – Erdarbeiten (Index 61261-0003) erfasst wurde. Im weiteren Projektverlauf des Forschungsvorhaben TRANSBIO wurden nicht alle Preisindizes genutzt, da nicht für alle geplanten Preiskomponenten genügend Daten akquiriert werden konnten.

Tabelle 2: Zuordnung von Destatis Preisindizes zu ausgewählten Anlagenkomponenten**

Komponenten / Elemente	Destatis GP Index	Destatis Bezeichnung
Transformator	27 11 4	Elektrische Transformatoren
Wärmespeicher Stahltank	25 91	Behälter aus Eisen oder Stahl
Wärmespeicher Stahlbeton	23 61	Erzeugnisse aus Beton, Zement und …
Gasspeicher, fermentergebunden	22 21	Platten, Folien, Schläuche und Profile, …
Gasspeicher solo / extern	22 21	Platten, Folien, Schläuche und Profile, …
BHKW	28 11 1	Motoren für Wasserfahrzeuge, Schienen, .
Biomethanaufbereitung	418	Verfahrenstechnische Maschinen und Apparate
Komplettanlage Güllevergärung	418	Verfahrenstechnische Maschinen und Apparate
Reversible SOFC-Anlage	418	Verfahrenstechnische Maschinen und Apparate
LNG-Tankstellen Add-on	418	Verfahrenstechnische Maschinen und Apparate
CNG-Tankstellen Add-on*	418	Verfahrenstechnische Maschinen und Apparate
Wärmeleitung*	2221	Platten, Folien, Schläuche und Profile, aus …
Rohgasleitung*	2221	Platten, Folien, Schläuche und Profile, aus …
Leitungstiefbau*	61261_0003	Ortskanäle - Erdarbeiten
Wärmeübergabestation*	428	Wärmetauscher (GP-Nr.: 2825 11 302/307)

* Komponenten wurden strukturell angelegt aber im späteren Verlauf nicht mit ausreichend Stichpunkten erfasst, so dass für diese keine Kostenfunktionsparameter geschätzt wurden.
** Hinweis: Nicht alle dargestellten Komponenten wurden im weiteren Projektverlauf weiterverarbeitet, weil zum Teil zu nur wenig Primärdaten verfügbar waren.

Zur Bewertung der zukünftigen Geschäftsfelder spielen neben den Kosten zum Retrofit von Bestandsanlagen vor allem die zu erwartenden Erlöse für die verschiedenen Produkte eine entscheidende Rolle. Da die Preisentwicklung für Energieprodukte in den Jahren 2021 bis 2023 sehr volatil verlief, wurde auf eine Extrapolation der Produktpreise verzichtet. Anstatt dessen wurden für sechs Kategorien historische Produktpreise (z. T. mit Unterkategorien) erfasst:

- THG-Quotenerlöse auf Basis der 38. BImSchV[2]
- EPEX-Spot mit den Unterkategorien[3]
  - Base - arithmetischer Mittelwert eines Jahres
  - Best 12 - Mittelwert der täglich teuersten 12 h eines Jahres
  - Best 8 - Mittelwert der täglich teuersten 8 h eines Jahres
  - Best 6 - Mittelwert der täglich teuersten 6 h eines Jahres
- Gewerbestrom[4]
- Wärme frei Netz sowie Wärme frei Kunde mit den Unterkategorien: [5]

[2] https://equota.de/quotenerloese/
[3] https://gitlab.com/M.Dotzauer/gpm_dbtb
[4] https://www.bdew.de/media/documents/230215_BDEW-Strompreisanalyse_Februar_2023_15.02.2023.pdf
[5] Biogas Journal | 02_2023, Krisenwinter steigert die Wertigkeit von Biogaswärme

  - Nahe Angehörige
  - Dritte
- Biomethan[6]

2.1.2 Arbeitsabläufe zur Datenverarbeitung

Vorbereitend auf die oben erläuterte Befragung der PAG-Teilnehmenden wurde für die Datenverarbeitung ein Repositorium auf dem DBFZ-intern bereitgestellten Portal für Softwareentwicklung GitLab eingerichtet.

Der sogenannte PAG-Datahub wurde nach Dokumententypen unterteilt und enthält im Wesentlichen:

- Darstellungen zur Konzeptionierung und Dokumentation des Workflows sowie der Produkt-Bausteine
- Exceltabellen, die überwiegend als menschenlesbare Eingabemasken dienen
- Python-Skripte zur Datenverarbeitung und -übertragung zwischen Dateneingabe, Datendrehscheibe und Darstellung im Endprodukt sowie Erstellung von Hilfsabbildungen
- Das SQL-Skript zur Erstellung der TRANSBIO.db Datenbank sowie die befüllte Datenbank
- Generierte Abbildungen mithilfe Python
- CSV-Dateien zum Datentransfer aus der Datenbank in die Webanwendung

Eine Übersicht der erhobenen Daten und eine Veranschaulichung des Zusammenspiels verschiedener digitaler Formate liefert Abbildung 3.

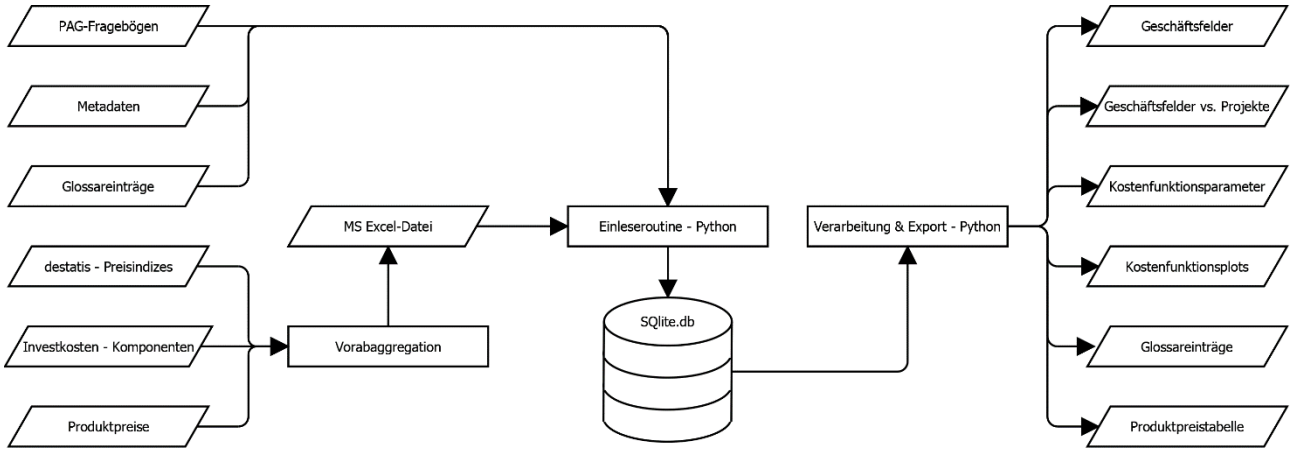

Abbildung 3: Flussdiagramm der Forschungsdatenabfrage, -aggregation, -speicherung sowie Datenverarbeitung und Export

Der erste Schritt zur Initialisierung der PAG-Befragung umfasste sowohl die Ausarbeitung einer strukturierten und kommentierten Excel-Vorlage je Befragungsrunde. Dazu wurden im gleichen Schritt die ersten Python-Skripte geschrieben, die zunächst eine lokale SQLite-Datenbank mit einer zur Vorlage

[6] https://www.biogaspartner.de Branchenbarometer Biomethan 2019-2021

passenden Struktur – das heißt mit entsprechenden Tabellen und Spalten – erstellen und die Eingabefelder aus den ausgefüllten Excel-Befragungsbögen aggregieren und in die Datenbank speisen.

Mit den bereits vorhanden Projektdaten wurde je Projekt eine Eingabemaske vorausgefüllt und mit zusätzlichen Ausfüllhinweisen in Form eines siebenseitigen Word-Dokuments an die PAG-Mitglieder zur Ergänzung bzw. Korrektur versandt.

Das Programm zur Datenverarbeitung, das in der Skriptsprache Python implementiert wurde, setzt sich modular aus vier Python-Dateien zusammen, die unterschiedliche Aufgaben übernehmen und wiederum in Hilfsfunktionen unterteilt sind:

- *Create*-Skript, das den SQL-Code zur Datenbankerstellung ausführt
- *Dat*-Skript mit zahlreichen Hilfsfunktionen zu folgenden Zwecken:
    - Vorausfüllen der Befragungsbögen
    - Befüllung der Datenbank mit den Informationen aus den ausgefüllten Excel-Tabellen aus der Befragung
    - CSV-Exporte aus der Datenbank anstößt
    - Erstellen von Grafiken wie Flussdiagrammen
- *Prices*-Skript, das eine nichtlineare Funktion auf erhobene Investitionsdaten „fittet“
- *Set*-Skript, das auf die anderen Python-Dateien und dort definierte Funktionen zugreift und zu Workflows bündelt

Die Entscheidung für eine relationale Datenbank wurde auf Grund der möglichst strikten Kontextualisierung der zu erhebenden Daten und den Vorteilen für eine spätere Datenauswertung getroffen, die auf Basis der Datenbank sehr flexibel ausgestaltet werden kann. Abbildung 4 entspricht dem Entity-Relationship-Modell zur TRANSBIO-Datenbank, das die Struktur der relationalen Datenbank widerspiegelt. Die Datenbank enthält zum einen Tabellen, die eine Übersicht über die Objekte bieten; Sie enthalten in der Regel einen Primärschlüssel zur eindeutigen Identifikation des Eintrags sowie Informationen wie die Lang- und Kurzbezeichnungen in Deutsch und Englisch oder Kurzbeschreibungen. Metadaten-Tabellen beinhalten zudem weitere Informationen wie Kontaktdaten von Projektbeteiligten. Des Weiteren sind Mapping-Tabellen enthalten, die mindestens zwei Spalten mit ausschließlich Primärschlüsseln enthalten, anhand derer zwei Objekte per SQL-Abfragen einander zugeordnet werden, bspw. die Zuordnung zwischen Anlagenkonzepten und hieraus möglichen Produkten. Es werden also Objekte und Beziehung weitestgehend in verschiedenen Tabellen gespeichert, was einen minimalen Umfang der Datenhaltung gewährleistet, da so bspw. Dopplungen vermieden werden. Für eine Ansicht, die sich u. a. für das menschliche Auge freundlich gestaltet, können dank der Mapping-Tabellen die Daten per SQL-Befehle zusammengeführt und in einer Übersicht, einer sogenannten View angezeigt, zwischengespeichert und exportiert werden. Diese Views sind ebenfalls in der Datenbank vorgefertigt.

Neben dem Repositorium PAG-Datahub wurde durch die Arbeitsgruppe Datenlabor am DBFZ das GitLab-Projekt für das Endprodukt BE Future angelegt, wo sich die Datenverarbeitung fortsetzt. Hier wurden die exportierten CSV-Dateien mit der Sprache JavaScript in das Format JSON (JavaScript Object Notation) – ein Format, das explizit auf die Datenverarbeitung mit JavaScript zugeschnitten ist – übersetzt und auf der Serverseite der Webanwendung abgelegt, da diese mithilfe der JavaScript-Softwarebibliothek React entwickelt wurde. Die Informationen werden hier entnommen und in Visualisierungen des GUI (Graphic User Interface) – der Weboberfläche verwendet.

Einen besonderen Stellenwert bekommen die Geschäftsfeldsteckbriefe, die zusätzlich aus Excel direkt in das PDF-Format exportiert wurden und neben der Webdarstellung zum Download bereitstehen.

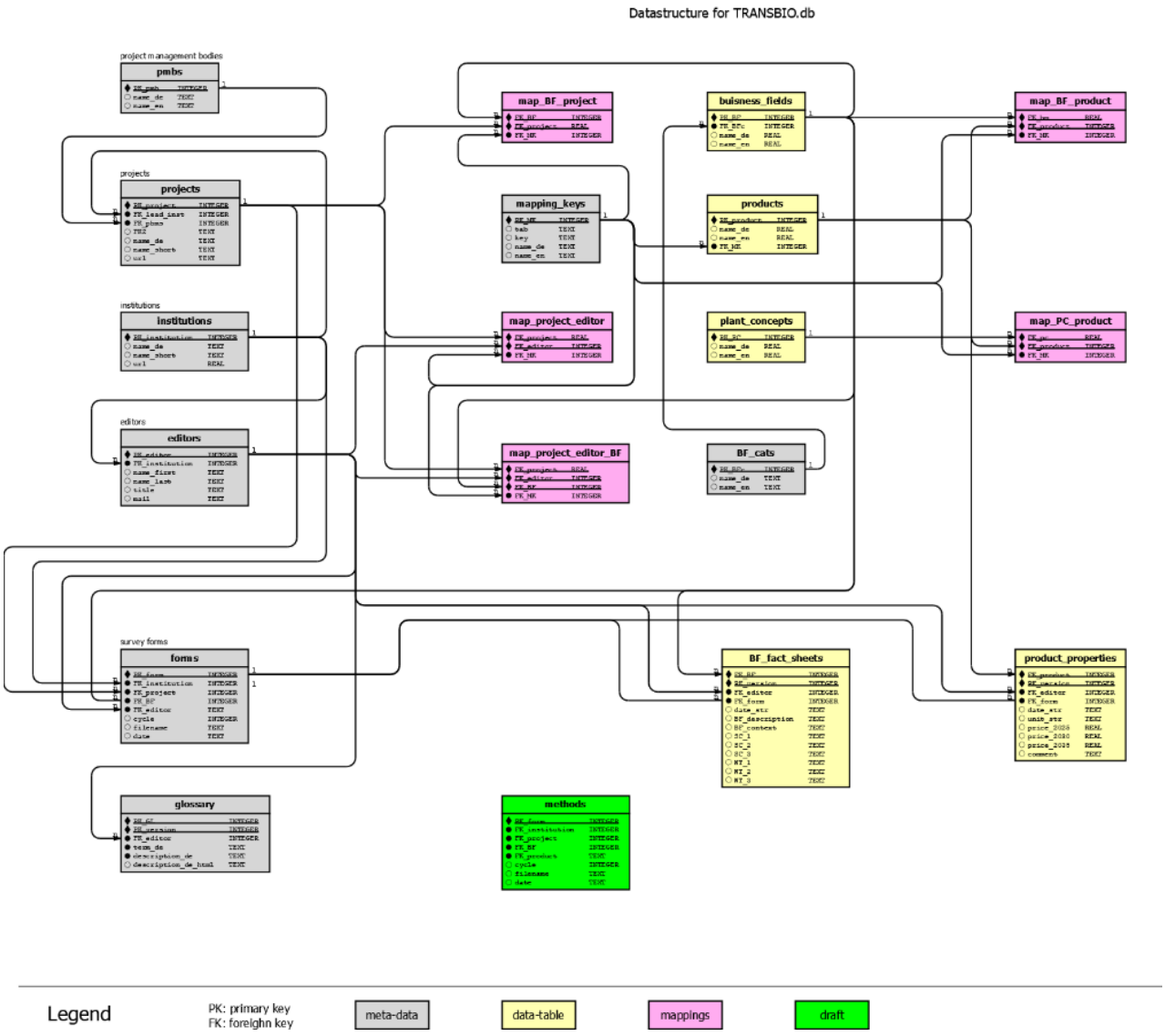

Abbildung 4: Darstellung der Datenbankstruktur

2.1.3 Fachdatenkonsolidierung

Die Fachdatenkonsolidierung stellt einen besonderen Verarbeitungsschritt mit zentralem Stellenwert für das Projekt dar und kann auf unterschiedliche Weisen verstanden und umgesetzt werden. Eine Betrachtung der bereitgestellten Informationen, die sie aus den heterogenen Kontexten heraus vergleichbar macht, wurde hierbei als Hauptziel definiert.

Zunächst war der Anspruch des Projektteams, eine Schnittmenge der verfügbaren Daten zu identifizieren, sodass fundierte und belastbare Daten zur Thematik veröffentlicht werden können. Bereits in der Phase der Datenerhebung des oben beschriebenen Befragungsvorgehens war es Ziel, in der Vorlage eine anwendbare Struktur für sämtliche betrachtete Projekte zu etablieren: So sollte die bereits erwähnte Eingabemaske den meisten untersuchten Projekte gerecht werden und die notwendige Variabilität

erhalten, gleichermaßen aber auch zu einer Vereinheitlichung und damit späteren Vergleichbarkeit der Daten führen.

Ein weiterer wesentlicher Schritt war die Vereinheitlichung der Nomenklatur, wobei einige Projekte von leicht anderen Begrifflichkeiten ausgehen. Beispielsweise gibt es feine Unterschiede in dem, was unter Geschäftsfeldern und Geschäftsmodellen verstanden wird. Dieser Systematisierung der Nomenklatur spiegelt sich auch im Glossar auf der Forschungsdatenplattform BE Future wider. Darin sind die im Konsortium vereinbarten Begrifflichkeiten dokumentiert.

Das weitere Vorgehen zur Vereinheitlichung umfasste die Definition von Betriebsmodellen und Geschäftsfeldern, die anhand einer einheitlichen Struktur grob beschrieben werden sollten. Einerseits sollte dabei die Bandbreite der Geschäftsfelder Erwähnung finden, aber auch die untersuchten Spezifika Raum finden. Die Abstimmungen zur Fachdatenkonsolidierung waren daher ebenfalls recht umfangreich. Methodisch wurden innerhalb des Konsortiums zu jedem Geschäftsfeld Ansprechpartner:innen, sogenannte Key-User, festgelegt, die die aus den Fragebögen erfassten Daten sichten, ggf. gewichten und darstellen sollten. Nach einer Revision durch die anderen Konsortialpartner wurden die entsprechenden Darstellungen auf BE Future veröffentlicht.

Um dem Anspruch der Vereinfachung gerecht zu werden, wurden aus den konsolidierten Daten noch Steckbriefe für die jeweiligen Geschäftsfelder und Betriebsmodelle. Die Steckbriefe enthalten:

- Eine grobe Einordnung der Geschäftsfeldkategorie: ob es sich um Strom, Wärme, Kraftstoff, Ökosystemdienstleistungen oder sonstige Felder handelt
- Eine kurze Beschreibung des Geschäftsfelds
- Eine Begründung, welche Rolle dieses Geschäftsfeld in der Post-EEG-Betriebsführung spielen könnte,
- Die möglichen Kombinationen mit anderen Geschäftsfeld
- Die zugrunde liegenden Anlagenkonzepte,
- Eine grobe Einschätzung der Erlöse sowie
- Eine Darstellung der Stärken / Chancen und Schwächen / Risiken, die das GF bietet.

Für die Entwicklung der Webseite wurden weiterhin Einleitungstexte in die Gesamtthematik sowie in einzelne Fragestellungen erstellt, von einer beauftragten Key-Userin und aus Sicht der Wissenschaftskommunikation überprüft und weiter ausgearbeitet.

Nachfolgend werden zwei weitere wesentliche Arbeitsabläufe zur Datenverarbeitung im Projekt TRANSBIO beschrieben, die zum einen die Harmonisierung der historischen Stichproben für Investitionsbedarfe und zum anderen die Parameterschätzung der Kostenfunktionen für Komponenten kurz erläutert. Um für die Parameterschätzung der Kostenfunktionen ausgewählter Komponenten Stichproben zu den Investitionsbedarfen aus unterschiedlichen Zeiträumen nutzen zu können, werden diese Daten inflationsbereinigt auf ein einheitliches Referenzjahr harmonisiert. Um keinen allgemeinen Preisindex zu nutzen, sondern für jede Komponente einen möglichst passenden Preisindex, wurde für eine Auswahl an Komponenten ein individueller Preisindex zugeordnet (vgl. Tabelle 2).

Auf Basis des jeweiligen Preisindizes wurden anschließend die historischen nominellen Investitionsbedarfe jeder Komponente auf einen realen Preis für das Referenzjahr 2022 harmonisiert. Es

gilt trotz der gewählten Zuordnung zu den zum Teil sehr spezifischen Preisindizes, z. B. der Erzeugerpreisindex für elektrische Transformatoren, zu beachten, dass es sich hierbei um ein approximatives Verfahren handelt, um für die anschließende Parameterschätzung die Preissteigerung in Stichproben zu berücksichtigen, die Datenpunkte aus unterschiedlichen Jahren enthalten.

Ergänzend zur Harmonisierung der historischen Werte auf das Bezugsjahr 2022, wurden für eine prospektive Berechnung der zukünftigen Kosten noch lineare Preissteigerungsraten von 2 %, 4 %, 6 % und 8 % bis ins Jahr 2027 fortgeschrieben und damit ebenfalls Parameterschätzungen für Kostenfunktionen berechnet. Dies war durch die Anfang 2022 stark ansteigenden Energiekosten und dadurch bedingt die zunehmende Inflation notwendig geworden. Da zum damaligen Zeitpunkt die Höhe der Inflation nicht abgeschätzt werden konnte, wurde mittels der vier genannten Szenarien eine grobe Einordnung der Kostensteigerungen ermöglicht.

Die Parameterschätzung wurde für das Schema der spezifische Kostenfunktionen einheitlich nach Formel 1. durchgeführt. Dabei sind die Kosten (C) abhängig von einem Skalierungsfaktor (x) und ergeben sich durch Addition des Funktionsparameters a mit dem Quotienten aus dem Funktionsparameter b und dem Produkt aus dem Funktionsparameter b sowie x.

$$C(x) = a + \frac{b}{c * x} \qquad \text{Formel 1}$$

Beispielsweise werden die spezifischen Kosten für BHKW in Abhängigkeit der installierten Leistung ermittelt (vgl. Abbildung 5). Zur Parameterschätzung wird dazu die Funktion *curve_fit* aus dem Modul *optimize* der Python-Bibliothek *scipy* angewendet. Zusätzlich zu den Funktionsparametern wird der Korrelationskoeffizient *R* berechnet und zusammen mit den Funktionsparametern gespeichert.

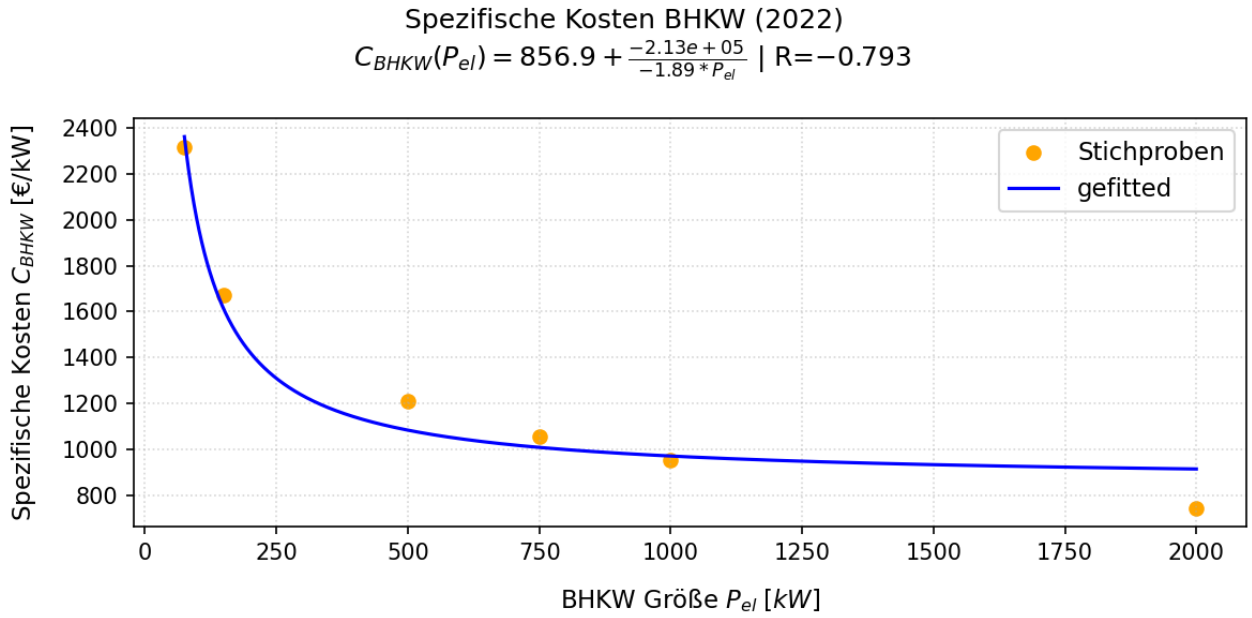

Abbildung 5: Spezifische BHKW-Kosten in Abhängigkeit der installierten Leistung in kW

Abbildung 5 visualisiert die Funktion des Fittings anhand des Beispiels des BHKW-Investitionsbedarfs. Das Vorgehen wurde für weitere Anlagenkomponenten und auch Kleinanlagen angewandt.

Es wurde im Rahmen der Parameterschätzung zudem geprüft, ob ein Konfidenzintervall für die Kostenfunktionen ermittelt werden kann, um den Unsicherheitsbereich der Parameterschätzung quantifizieren zu können. Auf Grund des geringen Stichprobenumfangs für Investitionen über alle Komponenten hinweg, musste dies allerdings verworfen werden. Um die Zuverlässigkeit dieser Funktionen für Nutzende der Webanwendung darzustellen, wurde sich um Transparenz bemüht, indem man die Stichprobengröße sowie den Korrelationskoeffizienten R zwischen den Datenpunkten angezeigt bekommt.

Durch die Aufstockung und Verlängerung der Projektlaufzeit bis 2024 wurden nach Veröffentlichung der Preisindizes für das Jahr 2023 durch Destatis die Daten aktualisiert.

Durch die oben dargelegten Vorarbeiten ist auch eine zukünftige Aufnahme von weiteren Post-EEG-Projekten in die BE Future Forschungsdatenplattform grundsätzlich möglich. Dies unterstreicht die Möglichkeiten zur wissenschaftlichen Weiterverwertung des Produktes BE Future.

2.1.4 BE Future Forschungsdatenplattform

Ziel des Produkts im Teilvorhaben 1, der Webanwendung BE Future, ist es, die Erkenntnisse, die mit oben geschilderten Verfahren generiert wurden, spezifisch den Zielgruppen der Wissenschaft und Forschung bereitzustellen. Durch das Datenlabor des DBFZ wurde eine resiliente Programmierinfrastruktur und Entwicklungsumgebung durch eine virtuelle Maschine und einer sogenannten CI / CD (Continuous Integration / Continuous Deployment) bereitgestellt, wo die Forschungsdatenplattform als React-App implementiert wurde. Eine Nutzung der Webanwendung auf Smartphones oder Tablets wurde hier mitgedacht und berücksichtigt, allerdings ist die Webseite in erster Linie für die Nutzung an einem PC angedacht.

Prototyp 05/2023
+ Geschäftsfeldkatalog
+ Glossar
+ Übersicht Post-EEG-Projekte
+ Übersicht Produkte
+ Prototyp „Interaktive Kostenfunktion“ Wärmespeicher

Release 02/2024
+ Migrationspfade
+ Kostenkurven für weitere Komponenten
+ Produktpreise
+ Zertifizierung nach RED II & BGA-Landkarten nach Leistungsgrenzen

Abbildung 6: Übersicht zu implementierten Produktkomponenten

Zum Projektbeginn wurde ein initiales Konzept für die Webseite vorgestellt und bei den teilnehmenden Mitarbeitenden der PAG Use Cases abgefragt, um einen Anforderungskatalog an das Produkt zu erstellen, das die Bedürfnisse der Zielgruppe möglichst treffend bedient. Nach dieser Abfrage hat sich das Projektteam mit Blick auf eine gute Anwendungsfreundlichkeit und Übersichtlichkeit auf ein Design geeinigt, das genannte Fragestellungen in sogenannten Themenblöcken gezielt adressiert und entsprechende Informationen liefert, sofern eine Erhebung dieser möglich ist. Anwendungen und Informationen, die auf der Post-EEG-Fachportal Biogas, dem KTBL-Post EEG-Rechner oder auf der TRANSBIO-Projektseite abgelegt sind, wurden hier verlinkt.

Neben dem gesonderten Geschäftsfeldkatalog entstanden insgesamt sechs Themenblöcke und ein Glossar, das zentrale Begriffe erklärt. Wo anwendbar, werden die Daten zum Download in den maschinenlesbaren und verarbeitungsfreundlichen Formaten CSV und JSON angeboten:

- Post-EEG-Projektübersicht
- Produktübersicht zu Anlagenkonzepten und Geschäftsfeldern
- Migrationspfade
- Interaktive (Investitions-)Kostenfunktion
- Produktpreise
- Zertifizierung nach RED II

Die genannten externen Links und der Zugang zum Geschäftsfeldkatalog sind in der Navigationsleiste am Kopf der Website zu finden. Der Startbereich enthält eine knappe Einführung in die Thematik und Informationen zur Nutzung der Seite.

In Hinsicht auf Datenverfügbarkeit in den PAG-Projekten und Charakteristik konnten für zwölf Geschäftsfelder Steckbriefe im sogenannten „Geschäftsfeldkatalog“ vorgestellt und zugehörige PDF-Steckbriefe zum Download bereitgestellt werden:

- Eigenstromnutzung
- Stromsystemdienstleistungen
- PPA (Power Purchase Agreements)
- Prozesswärmebereitstellung
- EEG-Festvergütung
- Biomethanumrüstung – Solo Netzeinspeisung
- Rohgasproduktion für Biomethan-Pooling
- Teilnahme am EEG Ausschreibungsdesign
- Sonstige Direktvermarktung
- Hybridkonzept Strom-Biomethan
- Biomethanumrüstung – Hoftankstelle
- Fernwärmelieferung

Die Startansicht des Geschäftsfeldkatalogs umfasst zwölf Kacheln zu den genannten Geschäftsfeldern mit der Bezeichnung und ein Verschau auf die Beschreibung. Per Klick werden weitere Daten und Details des Geschäftsfeldes angezeigt. Jedes Geschäftsfeld wird als Steckbrief dargestellt, der in eine Kurzbeschreibung, weitere kombinierbare Geschäftsfelder und kompatible Anlagenkonzepte sowie in den PAG-Projekten abgeschätzte mögliche Erlöse und definierte Stärken und Schwächen gegliedert ist. Weiterhin soll hier die Frage beantwortet werden, inwiefern das Geschäftsfeld im Post-EEG-Kontext eine Rolle spielt. Die Informationen zum entsprechenden Geschäftsfeld werden hier dynamisch in eine einheitliche JavaScript-Vorlage eingesetzt.

Weiterhin erhielt die Rubrik der Zertifizierungskriterien nach RED II Richtlinie eine Sonderstellung, da sie lediglich in einem einzigen teilnehmenden Projekt (ZertGas), jedoch schwerpunktmäßig, untersucht wurden. Hier wurde eine vereinfachte Darstellung der Kriterien für spezifische Anlagen (Entscheidungsbaum, angelehnt an Abbildung 9) aufgegriffen und als interaktiver „Test“ umgesetzt. Durch weitere Zuarbeiten der PAG wurden zudem sechs Landkarten im deutschen Raum erstellt, die

Szenarien-artig die Standorte der zur Zertifizierung verpflichteter Anlagen unter Annahme verschiedener Leistungsgrenzen (nach Feuerungswärmeleistung je Anlage) darstellen.

Zur kompakten Seitenansicht sind alle Themenfelder unter Balken eingeklappt, die per Klick aufklappen. Hier ist ebenfalls eine kurze Einleitung in die Fragestellung, Anleitung zur Nutzung des Anwendungsabschnitts und ggf. Links zu weiterführenden Informationen zu finden. Im Folgenden wird der Aufbau der einzelnen Themenblöcke kurz umschrieben.

Die Übersicht über die teilnehmenden Projekte, die durch die PAG repräsentiert wurden und die hier erforschten Geschäftsfelder werden, ebenfalls wie die Übersicht über mögliche Produkte aus den unterschiedlichen Anlagenkonzepten werden anhand einer filterbaren Tabelle dargestellt. Die Geschäftsfelder sind zudem mit Links hinterlegt, die zum entsprechenden Glossareintrag mit einer Kurzbeschreibung springen.

Migrationspfade bezeichnen die möglichen Ausbaumaßnahmen für spezifische Anlagendesigns, die als Unterkategorie von Anlagenkonzepten verstanden werden. Hierfür wurde eine Visualisierung als Baumdiagramme gewählt.

Das in Kapitel 2.1.3 beschriebene Vorgehen zur Errechnung einer Kostenfunktion zu Anlagenkomponenten wurde im Themenblock Investitionskosten integriert. Hier ist die erste Besonderheit, dass sich ein Informationstext zur Methodik aufklappen lässt, der wie erwähnt statistische Kenngrößen zu Anlagenkomponenten enthält. Darauf folgt eine interaktive Grafik, die die Komponenten im Prozess der Bioenergieerzeugung darstellen sollen. Unterhalb dieser Grafik ist eine weitere in JavaScript programmierte Darstellung der Funktion zu spezifischen Kosten, die sich aus dem Fitting ergibt, die für die ausgewählte Komponente angezeigt wird. Per Klick auf eine Anlagenkomponente wird diese Funktion als auch die angezeigten statistischen Werte angepasst. Weitere Variablen der Funktionsgrafik bilden weiterhin das betrachtete Jahr sowie ggf. Inflationsszenarien, die nebeneinandergelegt werden können. Spezifische Kosten werden als Datenpunkt über der Kurve nach einem ausgewählten Datenpunkt des Volumens in m³ bzw. der Leistung in kW angezeigt (vgl. Abbildung 7). Die Auswahl der Datenpunkts erfolgt per Eingabefeld oder durch Verschieben eines Schiebereglers unterhalb der Grafik mithilfe der Computermaus.

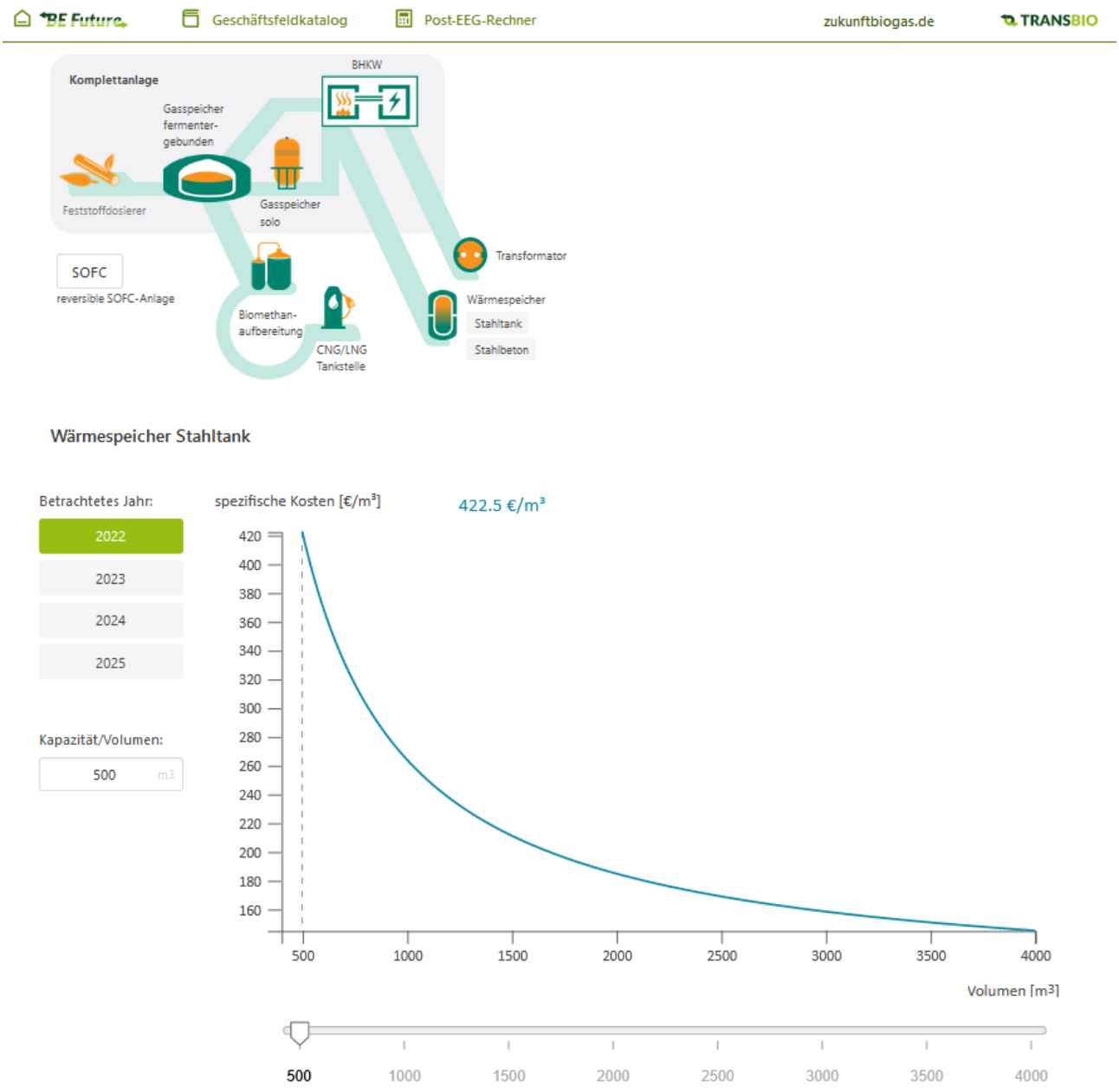

Abbildung 7: interaktive Abbildungen im Themenblock zu den Investitionsbedarfen

Der Themenblock zu Produktpreisen (vgl. Abbildung 8) umfasst dynamische Diagramme zu möglichen Produkterlösen aus Bioenergie. Links des Diagramms lässt die das Produkt auswählen, das angezeigt werden soll. Die erfassten Datenpunkte sind hier einzeln sichtbar und Werte werden angezeigt, indem mit der Maus über den Punkt gefahren wird.

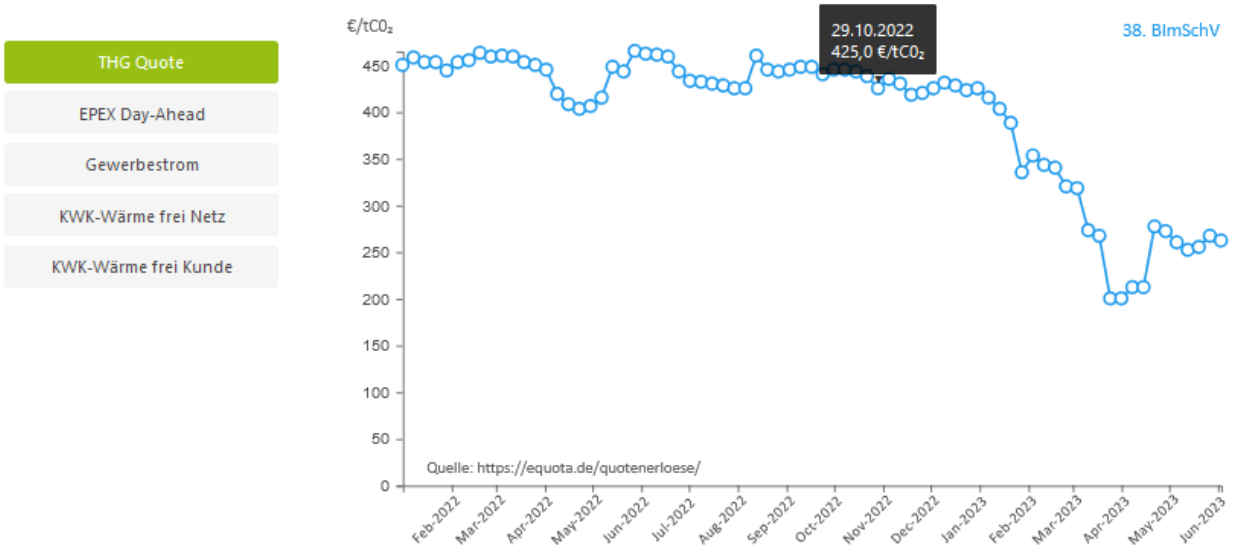

Abbildung 8: Diagramm aus dem Themenblock zu Produktpreisen

Der Abschnitt zum Thema der Nachhaltigkeitszertifizierung ist in zwei Unteranwendungen gegliedert, die sich ebenfalls anzeigen und Verbergen lassen. Im ersten Teil werden die bereits erwähnten Landkarten als kleine Vorschau angezeigt und per Klick groß eingeblendet (vgl. Abbildung 9).

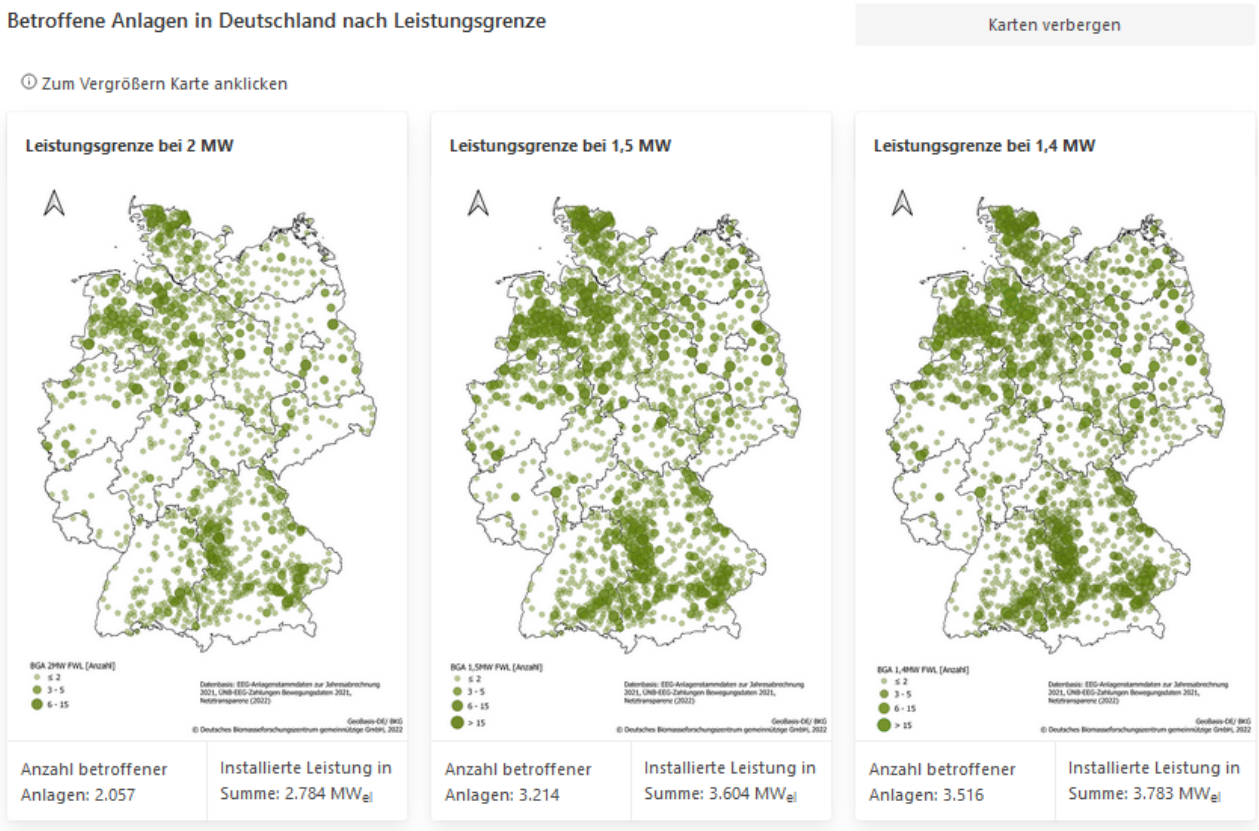

Abbildung 9: Landkarten im Themenblock zu Nachhaltigkeitszertifizierung

Hier ist die Anzahl betroffener Anlagen zur Nachhaltigkeitszertifizierung mit installierter Leistung in Summe gesondert aufgeführt. Der zweite Teil besteht aus dem Test, der als Ergebnis angibt, ob eine spezifische Biogasanlage von den Voraussetzungen zur Zertifizierung betroffen ist. Hierfür wird sukzessive eine Frage eingeblendet, die per Klick mit Ja oder Nein beantwortet wird, bevor die nächste Frage oder das Testergebnis erscheinen. Liegt die Notwendigkeit zum Nachhaltigkeitsnachweis vor, werden Informationen mit entsprechenden Begründungen und Verlinkungen zu weiterführenden Informationen eingeblendet. Anderenfalls erscheint ein kurzer Satz, dass kein Nachweis erforderlich ist.

Den Abschluss der Webanwendung bildet das Glossar, wo die Bezeichnungen und Kurzbeschreibungen automatisiert aus dem oben beschriebenen Datenexport angezeigt werden.

Mit der Fertigstellung weiterer Produkte des Projekts, bspw. Methodenkompendium, Vorstellungsvideo und Präsentation zur Abschlussveranstaltung, wurden diese im Startbereich bereitgestellt (vgl. Abbildung 10). Künftig wäre bei Hinzukommen weiterer Produkte die Ausgliederung des Abschnitts in einen Produktkatalog denkbar – in Form eines Dropdown-Menüs der Navigationsleiste oder ähnlich dem Geschäftsfeldkatalog.

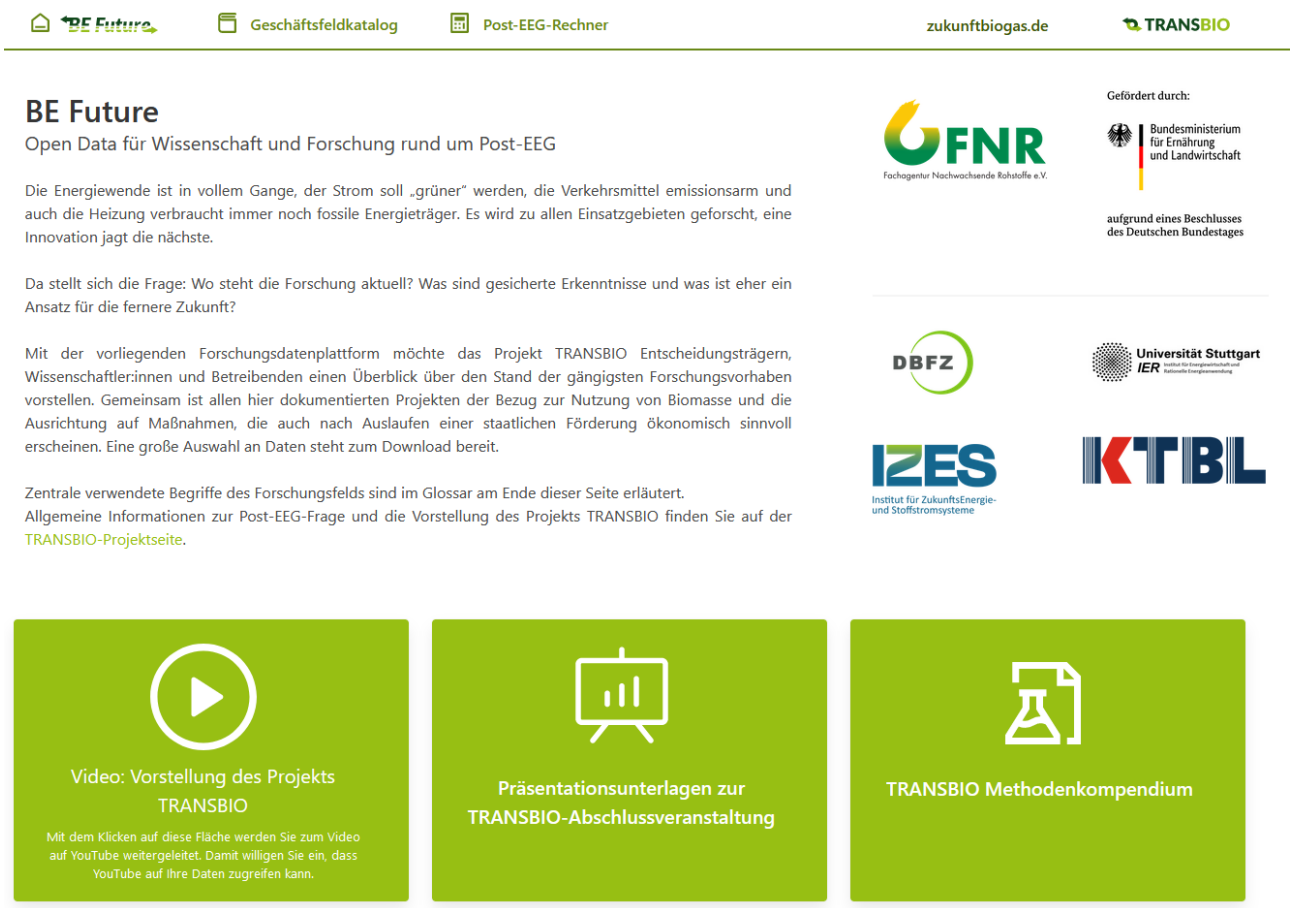

Abbildung 10: Startseite der Webanwendung BE Future

2.1.5 Methodenkompendium

Der Methodenvergleich soll typische Untersuchungsmethoden für verschiedene Fragestellungen im Post-EEG-Kontext abdecken. Das Methodenkompendium versteht sich dabei ausdrücklich nicht als

„Methodenhandbuch“, worin bestimmte Verfahren für klar definierte Fragestellungen vorgegeben werden, es soll vielmehr eine kurze Übersicht bisher genutzter Methoden der im TRANSBIO gebündelte Post-EEG-Projekte sein. Es entstand unter Zuarbeit aller Konsortialpartner unter Federführung des DBFZ.

Ziel dieses Schriftstückes ist es, die Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Projekten zu erläutern und ausgewählte Unterschiede in den Methoden aufzuzeigen. Das Methodenkompendium grenzt sich damit explizit von denen bereits im Rahmen der Begleitforschung zur Energetischen Biomassenutzung erarbeiteten Methodenhandbüchern ab. Es umfasst sechs Hauptkapitel mit jeweils einigen Unterkapiteln. Alle Unterkapitel sind formal gleichartig strukturiert und behandeln die Punkte Problemstellung, Vorgeschlagene Herangehensweise, ein Rechenbeispiel sowie eine Auflistung zu weiterführender Literatur. Das Methodenkompendium ist ein separates Dokument und als Produkt des TRANSBIO-Vorhabens Teil der BE Future Forschungsdatenplattform[7].

2.2 Teilvorhaben 2 - Post-EEG-Thesen und Kommunikation (IZES)

Das Teilvorhaben 2 „Post-EEG-Thesen und Kommunikation“ (FKZ: 2220NR128B) setzt sich aus den AP 2.2, 5 und 6.1 zusammen, bei denen die IZES gGmbH bei den ersten beiden die Leitung innehat. Insgesamt zielt es auf die Verbreitung der Projektergebnisse von TRANSBIO neben Politik und Gesellschaft als Ganzem insb. auf Energiewendeexpert:innen, die nicht notwendigerweise auf Bioenergie spezialisiert sind („Energiefachleute“). Weiterhin sollte die Kommunikation zwischen Energiefachleuten und Bioenergiefachleuten verbessert werden.

Dazu wurden zwei Dialogforen in Verbindung mit einer Delphi-Studie (AP 2.2) durchgeführt. Weiterhin wurden die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen der Post-EEG-Studien in Form einer Post-EEG-Synopse (AP 5) aufgearbeitet. Weiterhin wurde eine Kommunikationsstrategie erstellt (AP 6.1), auf deren Basis der Besuch von Veranstaltungen aus der Wissenschaft und der energiepolitischen Praxis geplant und durchgeführt wurde. Schließlich wurde im Rahmen der Aufstockung (AP 9) eine Umfrage zur Rolle der Bioenergie in der Defossilisierung industrieller Prozesswärme durchgeführt.

2.2.1 Partizipationsformate: DialogForum und Delphi-Analyse (AP 2.2)

Der folgende Text beruht in wesentlichen Teilen auf bereits erfolgte Publikationen, die besonders auf die zielgruppengerechte Kommunikation (Entscheidende aus der Energiewirtschaft; Energiefachleute) abzielen[8,9]. Weitere Publikationen sind in der Erstellung[10].

Durch die Dialogforen und die Delphi-Befragungen sollte ein strukturierter Dialog zwischen Energiefachleuten, die sich nicht tagtäglich mit Bioenergie befassen, und Bioenergiefachleuten, wie sie bspw. in der komplementären Projektarbeitsgruppe (PAG; s. AP 2.1) zu finden sind, initiiert werden. So

[7] https://datalab.dbfz.de/befuture/
[8] Matschoss, P., Wern, B. (2022): Welchen Beitrag kann Bioenergie zur Treibhausgasneutralität leisten? – Ein Transfer- und Kommunikationsprojekt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen 72. Jg.*, Heft 6, S. 34-35
[9] Matschoss, P., Gapp-Schmeling, K., Wern, B. (2024): Der Beitrag der Bioenergie zur Treibhausgasneutralität – Umfrageergebnisse des TRANSBIO-Projekts. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen 74. Jg.*, Heft 1-2, S. 65-68
[10] Matschoss, P., Gapp-Schmeling, K., Wern, B. (2024): Future of bioenergy in Germany’s energy system – The TRANSBIO-project. Präsentation gehalten auf der Konferenz “*Challenges and Prospects of Sustainable Development*” (online) am 14.3.24. Veröffentlichung im Konferenzband im Erscheinen.

sollten mit Hilfe der Delphi-Analyse Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Sichtweise der Rolle der Bioenergie in der Energiewende abgeglichen werden. Dazu wurden im ersten Dialogforum Fragen erarbeitet. Danach wurden zwei Delphi-Befragungen mit unterschiedlichen Zielgruppen und jeweils zwei Runden durchgeführt. Nach den Auswertungen wurden die Ergebnisse in einem abschließendem Dialogforum vorgestellt und diskutiert.

Das erste Dialogforum fand am 3. Februar 2022 Corona-bedingt als online-Veranstaltung statt. Hier wurde mittels Fokusgruppen-Interviews ein Pool an möglichen Fragen für die folgende Delphi-Befragung erstellt. Dabei lautete die Leitfrage „Welche Rolle kann oder sollte Bioenergie (Biogas & feste BM) auf dem Weg zur THG-Neutralität spielen?“ Es waren sechs Fokusgruppen vorgesehen, wovon drei mit direktem Bezug zum Energiesystem (Strom-, Wärme- sowie Gas- & Treibstoffmarkt) und drei darüber hinaus (Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Rest- & Abfallstoffe) angelegt waren. Die letzte Gruppe kam mangels Beteiligung nicht zu Stande. In den Fokusgruppen wurde diskutiert, welche Rolle(n) sie den verschiedenen Bioenergien bei der Erreichung von THG-Neutralität im Energiesystem und darüber hinaus zuschreiben oder nicht zuschreiben, d. h. es wurden Aussagen zu „Chancen“ und zu „Risiken“ erarbeitet. Die Ergebnisse der Diskussionen wurden in Form virtueller Pinnwände festgehalten und per Abstimmung bewertet. Insgesamt gab es zwei Durchgänge, sodass die Teilnehmenden an zwei Gruppen teilnehmen und sich diese neu bilden konnten. Anschließend wurden die Ergebnisse im Plenum zusammengetragen.

Im Anschluss an die Veranstaltung wurde auf Basis dieser Ergebnisse ein Fragebogen für die Delphi-Umfrage im online-Format SoSci Survey (Social Science Survey – sozialwissenschaftliche Umfrage) erstellt. Nach dem Pretest wurde die erste Delphi-Umfrage mit der ersten Zielgruppe, d. h. des Dialogforums und der komplementären PAG, über zwei Runden durchgeführt. Das heißt beide Gruppen haben in der ersten Runde den Fragebogen parallel (online) im April 2022 erhalten und beantwortet. Nach der Auswertung wurde ein weiterer Pretest durchgeführt und alle Teilnehmenden haben den ausgewerteten Fragebogen im Juni 2022 nochmal erhalten und diesen angesichts der (anonymisierten) Ergebnisse der ersten Runde nochmal beantwortet. Es ist ein wesentliches Merkmal des Delphi-Formats, dass alle Teilnehmenden die Möglichkeit haben, sich angesichts der „Mehrheitsergebnisse“ nochmal entscheiden können, ob sie Ihre Meinung ändern oder nicht, selbst wenn diese vielleicht konträr zur „Gruppenintelligenz“ ist. Aufgrund des anonymisierten Formats entstehen dabei keine Gruppenzwänge durch die Wortführenden der Gemeinschaft (hier: Energie- vs. Bioenergiefachleute).

Um eine bessere Vergleichbarkeit und statistisch besser abgesicherte Ergebnisse zu erhalten, wurde nach der finalen Auswertung im 3. Quartal 2022 beschlossen, eine zweite Delphi-Befragung durchzuführen. Der (leicht angepasste) Fragebogen wurde dafür über große, einschlägig bekannte email-Verteiler von Energie- und Bioenergiefachleuten versandt (Strommarkttreffen, Grüne-Gase-Gruppe, Wärmesektor-Liste). Das Verfahren war dabei wie oben beschrieben. Nach einem weiteren Pretest fand die erste Runde im September 2022 und die zweite im Januar 2023 statt.

Über alle Umfragen hinweg ergaben sich 148 gültige Fälle. Alle Teilnehmenden mussten eine Selbsteinschätzung seiner Expertise als „Expert:in“, „sachverständig“, „vertraut“ oder „gering vertraut“, entweder für „Bioenergie“ oder für „allgemeine energiewirtschaftliche Fragestellungen“ abgeben. Für die Bioenergie haben sich 40 % als Expert:in und 52 % als sachverständig bezeichnet, für Teilnehmende aus der allgemeinen Energiewirtschaft 12 % und 41 %; d. h. aus der „Bioenergie-Szene“ nahmen mehr aktiv Forschende an den Befragungen teil. Basierend auf der Auswahl und Gewichtung aus den Fokusgruppen wurden den Teilnehmenden im Fragebogen zu jedem Themenbereich zehn Aussagen präsentiert. Für den Themenbereich „biogene Rest- und Abfallstoffe […]“ wurden durch die Teilnehmenden in der ersten

Runde mit Hilfe von Freitextfeldern zehn Aussagen generiert. Im Rahmen einer „Zustimmungsfrage“ sollten die Aussagen zunächst in fünf Stufen (von „überhaupt nicht“ bis „voll und ganz“) bewertet werden, die fünf wichtigsten Aussagen sollen im Rahmen einer ‘Rankingfrage’ ausgesucht werden (Ranking 1 - 5).

In jedem Themenbereich wurden mit Blick auf Zustimmung und Wichtigkeit die 3 - 4 priorisierten Aussagen anhand statistischer Tests identifiziert. Das heißt es wurden prioritäre Aussagen, die in den Umfragen insgesamt statistisch signifikant höhere Zustimmungswerte erzielten bzw. als besonders wichtig eingestuft wurden, identifiziert. Zudem wurden eventuelle Unterschiede im Antwortverhalten der Energieexpert:innengruppen dargestellt. Für den Bereich **Bioenergie im Energiesystem** wurden im Frageblock *Stromsystem* folgende Aussagen als prioritär bewertet:

- Eine flexible Fahrweise bietet die Chance zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien.
- Anreizsysteme für Bioenergie (z. B. EEG) sollten in Richtung gesicherter BHKW-Leistung und flexibler Fahrweise weiterentwickelt werden.
- Die Bedeutung der Leistungsbereitstellung durch Bioenergie zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung nimmt zu.

Besonders Bioenergiefachleute mit – nach eigener Einschätzung – hoher Expertise schätzen die Bedeutung der flexiblen Fahrweise zum Ausgleich des Stromsystems tendenziell höher ein, als die Energiefachleute. Im Frageblock zum *Wärmesystem* wurden folgende Aussagen als prioritär bewertet:

- Die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen zur industriellen Prozesswärmebereitstellung hat einen sehr hohen Klimaschutzbeitrag.
- Die notwendige Sektorkopplung begünstigt eher strombasierte Wärmesysteme.
- Hybridkonzepte mit Bioenergie bieten im Wärmebereich die Chance, Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Hier lagen die Unterschiede zwischen Energieexpert:innen und Bioenergiefachleuten bei der letzten Aussage. Bioenergiefachleuten sehen die Aussage häufiger als wichtig an. Im Frageblock zum *Gas- und Treibstoffmarkt* unterschieden sich vier Aussagen in der Bewertung durch die Expert:innen signifikant von den übrigen und wurden als prioritär bewertet:

- Die Frage der Gesamtmenge an Bioenergie mit den Folgen für Landnutzung und Biodiversität ist zu klären.
- Biomethan ist eine Kohlenstoff-Quelle und ein multifunktioneller Energie- und Grundstoffträger für industrielle und andere Anwendungen.
- Biomethan kann als saisonaler Speicher für den Winter für verschiedene Anwendungen genutzt werden.
- Innerhalb des Transportsektors bestehen Nutzungskonkurrenzen. Die Verwendung grüner Gase für LKW und Schiff sollte ggü. PKW priorisiert werden.

Unterschiedliche Bewertungen gab es bei der ersten Aussage: Energieexpert:innen stimmten dieser Aussage im Unterschied zu Bioenergiefachleuten häufiger zu, scheinbar ist diese Frage für die Energieexpert:innen noch zu klären, was für Kommunikationsbedarf spricht. In den energiesystembezogenen Themenblöcken bezogen sich die Diskussionen des finalen Dialogforums auf übergreifende Aspekte und werden weiter unten dargestellt.

Zur Frage der **Rolle der Bioenergie jenseits des Energiesystems** wurden die drei verbleibenden Themenblöcke behandelt. Im Bereich *„Biogas und Landwirtschaft“* wurden drei Aussagen als prioritär bewertet: (1) der Beitrag zur THG-Minderung und zur Verwertung von Reststoffen (Wirtschaftsdünger), (2) die Verwendung der Gärreste als Stickstoffdünger (v. a. im Ökolandbau) und (3) eventuelle negative Einflüsse auf die Biomasseverfügbarkeit durch Klimawandelrisiken. Hier wurden die ersten beiden Aussagen von Bioenergiefachleuten häufiger als wichtig angesehen als von Energieexpert:innen. In den Ergebnissen der Umfrage erhielt die Aussage: „Landwirtschaft ist eine erneuerbare Kohlenstoffquelle und dient als Ankoppelstelle für erneuerbaren Wasserstoff für klimaneutrale Kohlenwasserstoffe“, deutlich geringere Zustimmungswerte und wurde nur 22 Mal als eine der wichtigsten Aussagen angesehen. Dies ist bemerkenswert, da im finalen Dialogforum erneut die potentielle Kohlenstoffsenke als ein Alleinstellungsmerkmal betont wurde. Für die Landwirte sei in der Kommunikation der unmittelbare Nutzen als erneuerbare Kohlenstoffquelle stärker zu betonen.

Im Bereich *„feste Biomasse und Forstwirtschaft“* wurden die drei Aussagen zur Notwendigkeit einer verlässlichen Zertifizierung, zum ökonomischen Wert des Waldes und des Holzes als Kohlenstoff-Senke sowie die zukünftige Substitution anderer Baustoffe (Beton, Stahl) durch Holz priorisiert. Diese Aussagen werden von Bioenergiefachleuten häufiger als wichtig angesehen. Im finalen Dialogforum wurde diskutiert, dass die Nutzung fester Biomasse in der Einzelraumfeuerung („Kamin“) abnehmen sollte und ein Transformationsplan für das Auslaufen von Holz in Kaminöfen diskutiert. Diese Aussage war auch in den Statements enthalten, wurde aber von beiden Gruppen als ambivalent und wenig wichtig bewertet.

Schließlich wurden im Bereich *„biogene Rest- und Abfallstoffe nach dem KrWG (Kreislaufwirtschaftsgesetz)“* vier Aussagen als prioritär bewertet. Auch diese Aussagen stuften die Bioenergiefachleute häufiger als wichtig ein. Sie beziehen sich auf die unbedingte Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe zur energetischen Nutzung des darin enthaltenen Kohlenstoffs sowie die Verdrängung fossiler Energien und Verbesserung der THG-Bilanz durch deren Nutzung. Eine weitere prioritäre Aussage bemängelt, dass die fehlende Klarheit gesetzlicher Definitionen die energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe erschwert. So führen z. B. gesetzliche Definitionen zum Ausschluss verschiedener Abfälle für die energetische Verwertung. Schließlich wurde das Potential regionaler Wertschöpfung durch die Nutzung von Landschaftspflegematerial als prioritär bewertet. Dies wurde im finalen Dialogforum vertieft, u. a. wurden Probleme mit der Definition von Regionalität (z. B. Brandenburg und Berlin getrennt vs. zusammen) und Wissensdefizite – und somit Forschungsbedarf – z. B. bei der Nutzung von Straßenbegleitgrün konstatiert.

Im Mai 2023 fand das finale Dialogforum in Präsenz statt. Hier wurden die o. g. Ergebnisse vorgestellt und diskutiert und es wurden Forschungs- und Kommunikationsbedarfe übergreifend diskutiert und auf Metaplanwänden / Pinnwänden gesammelt. Am Schluss der Veranstaltung erhielten die Teilnehmenden Klebepunkte, um die aus ihrer Sicht wichtigsten Forschungs- und Kommunikationsbedarfe zu priorisieren. In der Diskussion während des finalen Dialogforums wurden mit Blick auf den **Forschungsbedarf** die Interdependenzen zwischen den Sektoren betont. Generell sollten z. B. die Wechselwirkungen zwischen energetischer und stofflicher Nutzung, biobasierte Wertschöpfungsketten sowie die Nutzungseffizienz stärker beachtet werden. Dabei könnten sich land- und forstwirtschaftliche Themenbezüge auch als Restriktionen auf die Nutzung im Energiesystem auswirken.

Das Thema der saisonalen Stromerzeugung wird aus Sicht der Teilnehmenden zukünftig weiter an Bedeutung für die Bioenergie gewinnen, da fluktuierende EE auch eine ausgeprägte Saisonalität haben. Dabei sollten die Möglichkeiten der intelligenten Einbindung mit anderen erneuerbaren Energien

(flexibler Einsatz als Spitzenlast, in Wärmenetzen / in KWK, Interaktion mit Stromsystem) stärker adressiert werden. Im Bereich des Gas- und Treibstoffmarktes war die Frage der Erdgasinfrastruktur ein dominantes Diskussionsthema. So wurde Forschungsbedarf bei den gegensätzlichen Positionen „Weiternutzung“ (mit veränderten Einspeise- und Nutzungsprofilen) vs. „Rückbau“ identifiziert. In dem Zusammenhang stellen sich Fragen nach realistischen Mengen an erneuerbaren Gasen, notwendigen (Netz-) Technologien, Vermeidung von Pfadabhängigkeiten durch Infrastruktur-Entscheidungen und dem Einfluss eines strategischen Verhaltens der Gasnetzbetreiber. Im Verkehrssektor wurde die THG-Vermeidung und die daraus entstehenden Nutzungskonkurrenzen mit Blick auf die Bioenergie diskutiert. Aus Sicht des Dialogforums führt v. a. die Regulierung (THG-Quotenhandel) zu einer deutlich höheren Zahlungsbereitschaft. Forschungsbedarf bzgl. Nutzungskonkurrenzen und des möglichen Einsatzes von Biomasse im Treibstoffsektor wurde festgestellt. Gleichzeitig wurde betont, dass der Verkehr ohne Biomasse nicht defossilisiert werden kann.

Forschungsbedarf wurde mit Blick auf THG-Minderungsraten auch in landwirtschaftlichen Prozessen (Lachgasemissionen, Biokohleprodukte) sowie die Auswirkung der stofflichen Nachfrage auf die Biomasseverfügbarkeit gesehen. Im Hinblick auf Rest- und Abfallstoffe waren Zertifizierungssysteme ein neuer Punkt. Diese seien zwar vorhanden, aber in der Fläche schwierig umzusetzen. Dabei treten eine Reihe von Herausforderungen auf (Heterogenität, Kleinteiligkeit, Saisonalität von Abfällen) und daraus folgend die Frage nach Reststoffpotentialen. Schließlich wurde mehrfach auf die Notwendigkeit einer besseren Verlässlichkeit von Zertifizierungssystemen und – als Forschungsbedarf – deren wissenschaftliche Evaluation hingewiesen.

Mit Blick auf **Kommunikation** wurde die Notwendigkeit zielgruppenspezifischer Veranstaltungsformate (z. B. parlamentarische Abende) sowie Veranstaltungs- und Informationsformate für ein breiteres Publikum (Themenabende, Fachdiskussionen) hervorgehoben. Informationsdefizite in der Öffentlichkeit und bei Endnutzern und damit Kommunikationsbedarfe lägen z. B. bei:

- Mangelnde (aber notwendige) Differenzierung unterschiedlicher Technologien und Größenklassen (z. B. Schadstoffemissionen und Effizienz bei Einzelraum- vs. Großfeuerung);
- Bedeutung hoher Energiedichten;
- Komplexität landwirtschaftlicher Themen und praxisrelevanter Kernbotschaften;
- Begrifflichkeiten und Definitionen der Forstwirtschaft (Kohlenstoff-Senke, -vorrat);
- Importanteile von Holz nach Deutschland zur energetischen Verwertung.

Insgesamt sei eine größere Interdisziplinarität und Kommunikation zur flexiblen Bioenergienutzung im Kontext des verfügbaren Bioenergiepotentials notwendig.

Es kann festgestellt werden, dass sich die Ergebnisse der Befragung als insgesamt stabil erwiesen haben. Auch die veränderten Rahmenbedingungen während der Energiekrise haben nicht zu einer wesentlichen Änderung des Antwortverhaltens geführt. Bemerkenswert ist, dass im finalen Dialogforum einige Themen verstärkt diskutiert wurden, die in der Umfrage von der Mehrheit als weniger wichtig eingestuft worden sind. Dies mag an der Zusammensetzung des Dialogforums liegen. Zwar wurde über breite Verteiler eingeladen, aber Personen, die der Bioenergie kritisch gegenüberstehen könnten, waren weniger vertreten.

Es können folgende **zusammenfassende Schlussfolgerungen** für die künftige Rolle der Bioenergie aus dem Dialogprozess gezogen werden: Im Bereich *Strom* sollte der Fokus der Bioenergie auf der Backup-Funktion für die fluktuierenden erneuerbaren Energien (Windkraft und PV) liegen. Im abschließenden Voting des Dialogforums zum Forschungsbedarf lag der Schwerpunkt v. a. beim saisonal differenzierten Betrieb und der systemischen Betrachtung. Im Bereich *Wärme* sollte der Fokus der Bioenergie einerseits auf den strategischen Schlüsselbereichen (z. B. Prozesswärme) und der Versorgungssicherheit liegen. Dabei werden auch die begrenzte Rolle der Bioenergie und die Notwendigkeit des effizienten Einsatzes betont. Im Bereich *Gas und Treibstoff* wurde angebotsseitig auf die begrenzte umweltverträgliche Gesamtmenge verwiesen. Nachfrageseitig wird die Multifunktionalität in energetischen Anwendungen und darüber hinaus (Grundstoffchemie) betont. Im Bereich *Biogas und Landwirtschaft* wird die Multifunktionalität von Biogas (THG-Minderung und Produktion von Düngern) und gleichzeitig die Vulnerabilität gegenüber Klimawandelrisiken hervorgehoben. Im Bereich *feste Biomasse und Forstwirtschaft* liegt der Schwerpunkt auf der Notwendigkeit einer verlässlichen Zertifizierung, der Wertigkeit holzartiger Biomasse als C-Senke und als Baustoff. Schließlich rückt im Bereich *biogene Rest- und Abfallstoffe nach dem KrWG* die Bedeutung der energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in den Fokus. *Übergreifend* weisen die Umfrage und das finale Dialogforum auf einen starken Kommunikationsbedarf mit der Forderung an die Politik nach konsistenten, transparenten und langfristigen Rechtsnormen. In wesentlichen Aspekten herrscht Konsens zwischen den Energie- und Bioenergiefachleuten. Es fehlt aber grundlegendes Verständnis für die komplexen Zusammenhänge in Medien und Politik. Hier muss die Energiebranche gemeinsam klarer kommunizieren und aufklären.

2.2.2 Post-EEG Handlungsrahmen und interdisziplinärer Wissenschaftstransfer: Post-EEG-Synopse (AP 5)

In diesem Arbeitspaket wurde eine Aufarbeitung der Post-EEG-Studien in Form einer Meta-Analyse vorgenommen. Der vorliegende Text stellt einen Auszug aus dieser sog. Post-EEG-Synopse[11] (oder kurz: Synopse), dar. Aufgrund des Umfangs der Synopse beschränkt sich der vorliegende Text auf das Ziel und das Vorgehen sowie die wichtigsten Ergebnisse und Handlungsempfehlungen.

2.2.2.1 Ziel und Vorgehen

Gemäß dem Ziel des Projekts TRANSBIO, die zentralen Ergebnisse der Post-EEG-Projekte zu bündeln, zu harmonisieren, verständlich aufzubereiten und Handlungsoptionen abzuleiten, zielt die Synopse auf folgende Leitfragen: „Was ist der (sinnvolle) Beitrag der Bioenergie zur Energiewende?“, „Welche Perspektiven ergeben sich daraus für Anlagenbetreibende?“ sowie schließlich „Was folgt daraus für die Politik bzw. Regulierung?“ ab. Es wird einerseits die Anlagenperspektive und andererseits die systemische bzw. regulatorische Sichtweise betrachtet. Im Rahmen der Synopse konnten die Post-EEG-Studien „MakroBiogas“, „Biogas 2030“, „Biogas Autark“, „Biogas Natur“, „AuRaSa“, „NxtGenBGA“, „BE20plus“, „OPTIBIOSY“, „ProBiogas“ und „SmartBio“ untersucht bzw. verglichen werden.

Daher wurde im ersten Kapitel zunächst für die „Perspektiven für Betreibende“ eine Meta-Analyse bzw. Nebeneinanderstellung der jeweils in den Post-EEG-Studien gewählten Anlagenkategorien, gefolgt von

[11] Matschoss, P., Wern, B., Baur, F. (2024): Die Bioenergie in der Energiewende und die „Post-EEG-Frage“. Eine Synopse von Post-EEG-Studien. *IZES-Schriftenreihe 2024_1*, Juni 2024. Berlin und Saarbrücken. https://izes.eu/veroeffentlichungen/schriftenreihe/ (Abruf: 20.06. 2024)

zugehörigen Geschäftsfeldern durchgeführt. Im zweiten Kapitel folgt eine analoge Meta-Analyse für die „systemischen Effekte und Handlungsoptionen für die Regulierung“ in Form einer Nebeneinanderstellung der systemischen Aussagen der Studien. Schließlich folgen im dritten Kapitel Implikationen zur Rolle der Bioenergie mit Schlussfolgerungen für Betreibende und Regulatorik. Darauf folgen Anhänge mit Zusammenfassungen der Studien, die dort kurz mit Untersuchungsgegenstand, Methode und Ergebnissen in Form von Synopsen dargestellt sind und die Grundlage der o. g. Analysen bilden. Dabei wurde der Versuch unternommen, eine Tiefe zu erreichen, die über Einleitungs- und Ergebnistexte hinausgeht, aber trotzdem noch einen lesbaren Überblick bietet.

2.2.2.2 Betrachtete Anlagen und Geschäftsfelder

Die meisten Studien versuchen den jeweils interessierenden Anlagenbestand (Bundesgebiet, Bundesland, Netzgebiet) durch repräsentative Anlagenkonzepte bzw. Referenzanlagen abzubilden. Eine Studie (BE20plus) kategorisiert den gesamten Anlagenbestand in Gruppen bzw. Clustern. Zwei Studien (Biogas Autark, BiogasNatur) stellen beispielhafte reale Anlagen dar, die in Ort und/oder Funktionalität als jeweils repräsentativ angesehen werden. I. d. R. werden folgende Charakteristika unterschieden:

- Typ (häufig mit Substratmix verbunden),
- Größe(-nklassen): installierte und/oder Bemessungsleistung,
- Flexibilität: Überbauungsgrad / Flexibilitätsfaktor (i. V. m. Größe),
- Produkte und
- Jahrgänge.

Je nach Zweck (Einzelanalysen, Energiesystemmodellierung) sind die Anlagen unterschiedlich stark differenziert bzw. bilden bestimmte Charakteristika unterschiedlich differenziert ab.

Die meisten Studien weisen als Ergebnis Anlagenseitig bestimmte Optionen für eine betriebswirtschaftliche Perspektive für ihre jeweils definierten Referenz- oder Beispielanlagen für den Zeitraum nach der ersten EEG-Förderperiode aus. Dabei besteht keine einheitliche Bezeichnung bzw. Definition der Termini „Geschäftsfeld“, „Betriebsmodell“ oder „Folgekonzept“. Stellvertretend sei hier der Begriff *Geschäftsfeld* verwendet.

Energiesystemisch liegt der Hauptfokus der Geschäftsfelder auf dem Strommarkt, häufig auch auf dem Wärmemarkt. Weiterhin behandeln einige Studien entweder die Analyse bestimmter Geschäftsfelder unter den Bedingungen der Energiewende und deren Effekte im Energiesystem (Systemdienstleistungen, SDL) bzw. nehmen bestimmte Geschäftsfelder als Grundlage der Studie an, um deren Effekte und Möglichkeiten zu prüfen (SmartBio, Biogas Autark). Einzelne Studien gehen schließlich über das Energiesystem hinaus und beleuchten weitergehende Effekte, z. B. in der Reststoffverwertung der Landwirtschaft (MakroBiogas)

Einige Studien unterscheiden dabei zwischen Modellen innerhalb und außerhalb des EEG. Weiterhin werden Szenarien gebildet, um unterschiedliche Rahmenbedingungen für die Anlagen bezüglich der Marktentwicklungen (Strompreishöhen und -spreads, Wärmebedarfe etc., in Einzelfällen Einsatzstoffpreise) abzubilden. Schließlich dient die Szenarienbildung auch der Abschätzung der Entwicklung des Gesamtbestands und – in einigen Fällen – der Implikationen für das restliche Energiesystem. So lassen sich die Geschäftsfelder folgendermaßen einteilen:

- Flexibilisierung Strommarkt
- Wärmenutzung(-spotentiale): BGA und Altholz
- Systemdienstleistungen im Strommarkt
- Biogasaufbereitung (Methanisierung)
- Weiterführende Aspekte: Eigenversorgung, Ökosystemleistungen

Generell betonen fast alle Studien die Individualität der Anlagen und Gegebenheiten vor Ort. Daher sind allgemeine Empfehlungen über alle Studien hinweg – auch wenn dies hier im Rahmen der Synthese versucht wird – oft schwierig und mit gewisser Distanz zu betrachten.

2.2.2.3 Szenarien, Bestandsentwicklung, Systemische Aspekte

Während alle Studien Bewertungen zu Geschäftsfeldern, Betriebsmodellen etc. abgeben, betrachten einige darüber hinaus auch explizit das energiewirtschaftliche Umfeld in Form von Modellierungen. Damit wird einerseits gezeigt, unter welchen wirtschaftlichen Umständen sich bestimmte Konzepte einzelwirtschaftlich unterschiedlich darstellen. Andererseits kann gezeigt werden, wie sich der Anlagenbestand unter alternativen Annahmen als Ganzes entwickelt, um so Rückschlüsse für die Regulierung zu ziehen. So sollen die Auswirkungen der zum Zeitpunkt der jeweiligen Studie aktuellen Regulierungen (z. B. EEG 2017) durch deren Fortschreibung sowie die Auswirkungen langfristiger Zielsetzungen (z. B. EE-Ausbau, THG-Reduktionsziele) ermittelt werden. Weiterhin werden mögliche Beiträge des Bestands zum Energiesystem (überwiegend Strom und Wärme, teils auch Treibstoffe) durch hypothetische Annahmen über die Bestandsentwicklung und/oder das (Nicht-)Zulassen von Maßnahmen untersucht. Schließlich untersuchen einige Studien die Auswirkungen der Bestandsentwicklung auf die THG-Reduktion sowie – vereinzelt – auf weitergehende Effekte außerhalb des Energiesystems (v. a. Landwirtschaft).

2.2.2.4 Handlungsempfehlungen für die Regulierung

Der Großteil der Studien, der eine große Bandbreite möglicher Geschäftsfelder abdeckt – MakroBiogas, Biogas 2030, BiogasNatur, AuRaSa, NxtGenBGA, BE20plus, ProBiogas – nimmt das EEG 2017 mit dem damals eingeführten und durch das Energiesammelgesetz 2018 fortgeschriebenen Ausschreibungsverfahren zur Grundlage. So werden zu geringe Ausschreibungsvolumina sowie ein fehlender Pfad ab 2023 kritisiert und teils als zentral angesehen. Weiterhin werden der „strategische Erhalt des Bestands“ zur EE-Produktion und Senkung der Gesamtsystemkosten genannt. Auch wird eine bessere Ausgestaltung der Flexibilitätsprämie empfohlen. Schließlich werden auch immer wieder die infrastrukturellen Voraussetzungen bestimmter Geschäftsfelder angesprochen (insb. Wärme- u. Gasnetze), die ihrerseits durch Regulierung bedingt sind.

Weiterhin wird empfohlen, Anreize für die THG-Minderung zu schaffen. Dazu gehört die Förderung von Anlagen-Pooling, die Übergabe der Verantwortung für Kompression und Konditionierung des Biomethans an Netzbetreiber, den Einsatz von Biomethan in innovativen KWK-Konzepten, die Einführung einer THG-Quote für (Erd-)Gase (Biomethan als Erfüllungsoption) und auch die Anpassung an die Referenzwerte aus der RED II (Kraftstoffsektor). Für Kleinanlagen – bei denen die THG-Reduktion im Vordergrund steht – wird die Weiterführung der Festvergütung empfohlen.

Studien, die auf bestimmte Geschäftsfelder / Bereiche fokussieren, geben dementsprechende Empfehlungen ab. So stehen einer gewünschten Erhöhung des Stromeigenanteils verschiedene regulatorische Hemmnisse im Weg, wie z. B. die Einspeiseverpflichtung bei Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen, Belegung von sämtlichen aus dem Netz bezogenen Strommengen mit Umlagen sowie bestimmte Anforderungen an die Definition des Autarkiebegriffs (Biogas Autark). Mit Blick auf das Geschäftsfeld Systemdienstleistungen (SDL) wird darauf verwiesen, dass für eine Teilnahme der BGA am Smart-Market letzterer erst geschaffen werden muss (SmartBio). Auch für die andere marktliche Erbringung von SDL müssen zunächst dort, wo notwendig, die entsprechenden regulatorischen Grundlagen geschaffen werden, sodass BGA daran ggfs. teilhaben können (OPTIBIOSY). Mit Blick auf die Nutzung von Landschaftspflegematerial wird auf ein fehlendes Verwertungsgebot verwiesen, welches, als generelles Gebot, mit einer Herausnahme des Landschaftspflegematerials aus der Abfalldefinition einhergehen sollte. Je nach Situation vor Ort (falls keine Zusatzgewinne möglich sind, die für den Naturschutz eingesetzt werden können) sind ggfs. Ausgleichszahlungen notwendig (BiogasNatur).

Schließlich wird immer wieder auf das insgesamt unvorteilhafte energiewirtschaftliche Umfeld in Form zu niedriger Strom- und Wärmepreise verwiesen. Diese sind u. a. das Resultat unzureichender CO_2-Preise, d. h. einer mangelnden Internalisierung gesellschaftlicher Kosten der THG-Emissionen. Somit sind viele der untersuchten – systemisch sinnvollen – Folgekonzepte nicht wirtschaftlich.

2.2.2.5 Handlungsempfehlungen für Betreibende

Fast alle Studien, die mehrere Geschäftsfelder vergleichen (MakroBiogas, Biogas 2030, BiogasNatur, AuRaSa, NxtGenBGA, BE20plus, ProBiogas), heben zunächst die großen Anlagenunterschiede und die Notwendigkeit individueller Lösungen hervor. Dann werden zwei grundsätzliche Strategiepfade gesehen, die sich wiederum an den verschiedenen Regulierungen orientieren: Der eine Strategiepfad verfolgt ein Beibehalten des Konzepts der Vor-Ort-Verstromung (VOV) mit einer Beteiligung an den EEG-Ausschreibungen. Je nach anlagenspezifischen und örtlichen Gegebenheiten sind hier unterschiedliche Kombinationen von Flexibilisierung, Verringerung des Einsatzes nachwachsender Rohstoffe (NawaRo-Einsatz) und besserer Wärmenutzung sinnvoll. Da die Absenkung des NawaRo-Anteils durch die Regulierung praktisch gesetzt ist, wird je nach Gegebenheiten zwischen einer Flexibilisierung durch Überbauung – und dessen Grad – oder einer reinen Absenkung der Bemessungsleistung („Flexibilisierung nach unten“) mittels Absenkung des NawaRo-Anteils unterschieden. Weiterhin sehen fast alle Studien in einer (verbesserten) Wärmenutzung den betriebswirtschaftlich entscheidenden Faktor, für den wiederum unterschiedliche Voraussetzungen erfüllt sein bzw. geschaffen werden müssen. Schließlich sind weitere Randbedingungen, wie z. B. Anlagengröße, Substratpreise etc. zu beachten. So sollen neben dem EEG als „Grundvergütung“ mit den jeweils neuen Konzeptionen Zusatzeinnahmen generiert werden, wie z. B. höhere Erträge am Spot- oder Regelleistungsmarkt und durch Wärmeabgabe.

Der andere Strategiepfad sieht die Abkehr von der VOV und eine Umrüstung als Biomethananlage vor. Diese Strategie wird v. a. dann empfohlen, wenn die o. g. Voraussetzungen der VOV nicht gegeben sind, d. h. nur geringe Chancen für eine erfolgreiche Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen gesehen werden und eine Wärmevermarktung kaum bis gar nicht gegeben ist. Da bei dieser Strategie einerseits zwischen dem Konzept der großen Einzelanlage und des Poolings mehrerer kleinerer Anlagen und andererseits zwischen der Einspeisung des Biomethans in ein Gasnetz oder alternativ des Verkaufs über eine Tankstelle unterschieden werden kann, sind mehrere Kombinationen möglich. Dies hängt wiederum von den örtlichen Gegebenheiten (Topographie, Gasanschluss, Lage der Anlagen) ab. Die Erträge entstehen

durch den Verkauf des Biomethans und Zusatzerlösen durch Teilnahme am THG-Quotenhandel. Die o. g. Notwendigkeiten zur Umstellung des Substratmix spielt hier eine besondere Rolle, da – über unterschiedliche Anrechenbarkeit – auch die Zusatzeinnahmen durch den THG-Quotenhandel davon abhängen.

Generell wird eine frühzeitige Planung und damit Ausrichtung auf ein Geschäftsfeld als strategisch entscheidend angesehen. Dies ist auch mit Blick auf Erfordernisse zu technischer Planung, Investition, Umbau und Nachgenehmigungen, die mit den verschiedenen Geschäftsfeldern einhergehen, zu sehen, die für sich genommen Herausforderungen darstellen.

2.2.2.6 Gesamtergebnis und Schlussfolgerungen Post-EEG-Synopse

Aus der Gesamtheit der Studien ist zunächst deutlich geworden, dass Bioenergie – und hier insb. Biogas – neben der (nicht unerheblichen) EE-Produktion eine Reihe weiterer Systembeiträge erbringt oder erbringen kann. Dadurch kommt der Bioenergie eine Schlüsselrolle im ansonsten zukünftig auf fluktuierenden EE basierenden Energiesystem zu. Dies betrifft sowohl Beiträge zum gesamten zukünftigen Energiesystem (flexible Produktion und Systemdienstleistungen Strom, Wärmeauskopplung, Biomethan), als auch Einflussbereiche darüber hinaus, wie z. B. Naturschutz, Reststoffnutzung sowie Land- und Forstwirtschaft. Letzteres zeigt zudem den engen Bezug zur Landnutzungspolitik auf. In Summe erwächst aus den Funktionen außerdem eine hohe Relevanz für die THG-Minderung. Somit können auch Gegensätze zwischen Biomassenutzung und verschiedenen Naturschutzbereichen durch Regulierung moderiert bzw. es können entsprechende Synergien geschaffen werden. Anreize für diese weitergehenden Systembeiträge im Rahmen des EEG wurden in den Studien nur punktuell adressiert. Hier wurde insb. die Ausgestaltung der Flexibilitätsanreize für BGA über längere Zeit – d. h. im Zeitraum der meisten Studien – als wenig wirksam kritisiert. Andere Geschäftsfelder erfordern gänzlich neue Regulierungen, da sich freiwillige Leistungen im Markt bisher als wenig wirksam erwiesen haben.

Letztlich lassen sich zwei Schlussfolgerungen ziehen. Erstens kann festgestellt werden, dass es – neben der Notwendigkeit individueller Lösungen und rechtzeitiger Planung – für Betreibende eine starke Abhängigkeit zwischen Geschäftsfeld und regulatorisch-ökonomischem Umfeld gibt. So war es das Ziel der Studien zu zeigen, mit welchen neuen Strategien und Geschäftsfeldern die Biomasseanlagen „fit“ für die Post-EEG-Phase gemacht werden können. Gleichzeitig wurde deutlich, welch entscheidende Bedeutung der regulatorische Kontext – insb. die zu Grunde liegende Version des EEG und die zum Zeitpunkt der Studie aktuellen Gegebenheiten der Energiemärkte (insb. Strom-, Wärme- und Gaspreise) – für die Tragfähigkeit der Geschäftsfelder hat. Anders ausgedrückt werden Betreibende ihre Anlagen nur auf die Geschäftsfelder umstellen, die betriebswirtschaftlich tragfähig und regulatorisch verlässlich sind. So zielen zwar die meisten Geschäftsfelder auf die o. g. Systembeiträge und gehen auch mit betriebswirtschaftlichen Vorteilen einher, gleichzeitig reichen diese – zu den Zeitpunkten der jeweiligen Studienerstellung – für eine dauerhafte betriebswirtschaftliche Tragfähigkeit häufig nicht aus. Neben entsprechenden Änderungen am EEG (höhere Ausschreibungsmenge, höherer anlegbarer Wert, höhere Flexibilitätsprämie) lässt sich aus den Studien als zentrale Empfehlung ein verlässlicher Pfad einer CO_2-Bepreisung in ausreichender Höhe ableiten. Die vorübergehenden, kriegsbedingten rapiden Strom- und Gaspreiserhöhungen (s. u.) erscheinen als Ersatz verfehlt. Mit Blick auf die o. g. Abhängigkeit zwischen Geschäftsfeld und marktlichem Umfeld ist die Investitionssicherheit entscheidend. Abgesehen vom Hauptzweck der THG-Reduktion ist ein entsprechender CO_2-Preispfad v. a. dann unerlässlich, wenn die EEG-Vergütung nur noch einen Grundsockel der Vergütung darstellen soll.

Zweitens wird deutlich, dass es bisher keinen Konsens in der Regulierung – und damit in der Gesellschaft – darüber gibt, die vorhandene Ressource Biomasse weiter zu nutzen. Zwar zielte die Kritik der Studien zeitpunktbedingt vor allem auf die Schwächen des EEG 2017 und des Energiesammelgesetzes 2018 (zu geringe Ausschreibungsvolumina, zu niedriger anlegbarer Wert, fehlender Pfad ab 2023), von denen mit dem im EEG 2021 erstmals definierten Ausschreibungspfad für das Zieljahr 2030 zumindest der letzte Punkt korrigiert wurde. Aber trotz des aufgezeigten substitutiven Charakters von Biogas zu Erdgas und der kostensenkenden Wirkung eines „strategischen Erhalts" des einst politisch aufgebauten (und über das EEG finanzierten) Kraftwerksparks scheint auch vor dem Hintergrund der neueren geopolitischen Risiken die Nutzung von Erdgas der bevorzugte Energieträger in der näheren Zukunft zu sein. Die Tragödie des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine stellt das – nicht nur energiepolitisch – alles bestimmende Großereignis dar. So wuchs – zumindest auf europäischer Ebene – das Interesse an der Bioenergie als „heimische Energie" zur Verringerung geopolitischer Risiken im Sinne der Steigerung der Resilienz des Energiesystems und es folgte eine Verdoppelung des in der „Fit für 55"-Strategie vorgesehen Produktionsziels für Biomethan auf 35 Mrd. m^3 (Europäische Kommission 2022, S. 9)[12]. Auf nationaler Ebene scheint die aktuelle Kraftwerkstrategie der Bundesregierung (BR), die ausreichende steuerbare Kapazität sicherstellen soll, hingegen hauptsächlich auf neue Erdgaskraftwerke zu setzen. Bereits in den Handlungsempfehlungen von Anfang 2023 – basierend auf dem entsprechenden Bericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) und dem Ausschreibungspfad des EEG – ist die BR von einem Zubaubedarf für flexible Gaskraftwerke von 17 – 21 GW bis 2031 ausgegangen (BR 2023, S. 11; BNetzA 2023; S. 12)[13,14]. Erste Informationen zur aktuellen Kraftwerksstrategie sehen nun Ausschreibungen von 10 GW „H_2-ready" Erdgaskraftwerke in 4 Runden (erste Runde noch in 2024) vor. Es ist vorgesehen, die Kapazitäten im Zeitraum 2035-2040 auf Wasserstoff umzustellen (PM BMWK / BR 5.2.24)[15]. Über eine Ausweitung der Nutzung der Bioenergie ist bisher nichts bekannt.

Somit lässt sich als Gesamtergebnis im regulatorischen Kontext festhalten, dass die Entwicklung der Bioenergie mit Ihren verschiedenen Beiträgen zum Energiesystem und darüber hinaus maßgeblich vom Willen der Regulierung (und damit der Gesellschaft) abhängig ist. Letztlich ist ein über mehrere Wahlperioden haltender Konsens über die Rolle der Bioenergie im Energiesystem erforderlich, der eine entsprechende Konstanz der Regulierung erlaubt.

Schließlich sind neuere Aspekte zu berücksichtigen, die von den betrachteten Studien noch nicht aufgenommen werden konnten. Zum einen sind dies neue Nutzungskonkurrenzen, die aus der stofflichen Nutzung entstehen und zu denen erste Ansätze im Entwurf der nationalen Biomassestrategie vorhanden sind. Zum anderen geht die neue europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) mit neuen / geänderten Nachhaltigkeitsanforderungen einher, die von den untersuchten Studien noch nicht berücksichtigt werden konnten.

[12] Europäische Kommission (2022): REPowerEU: gemeinsames Europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie. Straßburg, den 8.3.2022. COM(2022) 108 final

[13] BR (2023): *Handlungsempfehlungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität.* Empfehlungen der Bundesregierung gemäß § 63 Abs. 2 EnWG, Januar 2023

[14] BNetzA (2023): *Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität.* Stand: Januar 2023, Bundesnetzagentur

[15] BMWK / BR (2024): Einigung zur Kraftwerksstrategie. 5.2.24. BMWK / BR

2.2.3 Multimedialer Informationstransfer: Kommunikationsstrategie (AP 6.1)

Weiterhin wurde im Rahmen des Teilvorhabens Multimedialer Informationstransfer eine Kommunikationsstrategie erstellt (AP 6.1), auf deren Basis der Besuch von Veranstaltungen aus der Wissenschaft und der energiepolitischen Praxis geplant wurde. Diese wurde in mehreren Treffen im Jahr 2021 vorbereitet und wesentliche Inhalte mit Expert:innen diskutiert und im Laufe des Jahres 2022 fertiggestellt. Die Kommunikationsstrategie selbst wird im Abschnitt des Teilvorhaben 3 beschrieben (vgl. Kapitel 2.3.1).

2.2.4 Bioenergienutzung in der Industrie – neue Geschäftsfelder mit neuen Perspektiven (AP 9)

2.2.4.1 Methodik, Rahmendaten und Überblick Interviews

In diesem Arbeitspaket werden die Ergebnisse der im Rahmen der Aufstockung durchgeführten Umfrage zur Bioenergienutzung in der industriellen Prozesswärme (AP 9) beschrieben. Wie aus Abbildung 11 ersichtlich, gehört Biomasse gehört zu den wenigen erneuerbaren Energien, mit denen die für industrielle Prozessenergieanwendungen notwendigen Temperaturen (v. a. jenseits 300 °C) erzeugt werden können. Daher wird Biomasse – neben erneuerbarem Wasserstoff („Grüner H_2“) und erneuerbarem Strom – eine besondere Bedeutung bei den Bemühungen um eine Defossilisierung der Prozesswärme in der Industrie zugeschrieben. Ziel des AP war es daher, anhand exemplarischer Interviews Planungen in den betroffenen Branchen und mögliche Rückschlüsse sowohl für die Branchen selbst als auch für die Biomassebranche (Biogas und feste Biomasse) und die Betreibenden entsprechender Anlagen aufzuzeigen.

Als *Methodik* wurden dafür telefonische, semistrukturierte, leitfadengestützte Interviews[16,17] durchgeführt. Dabei handelte es sich um für Prozessenergie zuständige Mitarbeitende in Industriebetrieben, die nach den Plänen des Unternehmens zur Defossilisierung der Prozessenergie befragt wurden. Das heißt es wurde telefonisch ein Fragebogen mit Freitextfeldern abgefragt und von der Person ausgefüllt, die das Interview führt. Der Fragebogen wurde der interviewten Person zur Kontrolle zugeschickt und ggfs. korrigiert. So konnte – trotz unterschiedlichster technischer Prozesse – von Seiten der interviewenden Person eine ähnliche Detailtiefe / Vergleichbarkeit der Antworten gewährleistet und von Seiten interviewten Person Missverständnisse hinsichtlich der Antworten vermieden und eventuelle Unklarheiten zumindest in den meisten Fällen beseitigt werden. Dennoch mussten einige Unklarheiten verbleiben, wenn auch nach Rückfragen letztlich keine befriedigende Antwort gegeben werden konnte. Dies war z. B. der Fall, wenn eine eher technisch versierte Person die Regulierungen, dem das Unternehmen unterliegt, nicht gut genug kennt oder sonstige Fragen auch nach mehrfacher Nachfrage nicht beantwortet wurden.

[16] Schnell, Rainer; Hill, Paul B.; Esser, Elke: *Methoden der empirischen Sozialforschung*. 9., aktualis. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2011

[17] Diekmann, Andreas: *Empirische Sozialforschung. Grundlagen, Methoden, Anwendungen.* Reinbeck: Rowohlt Verlag, 2007

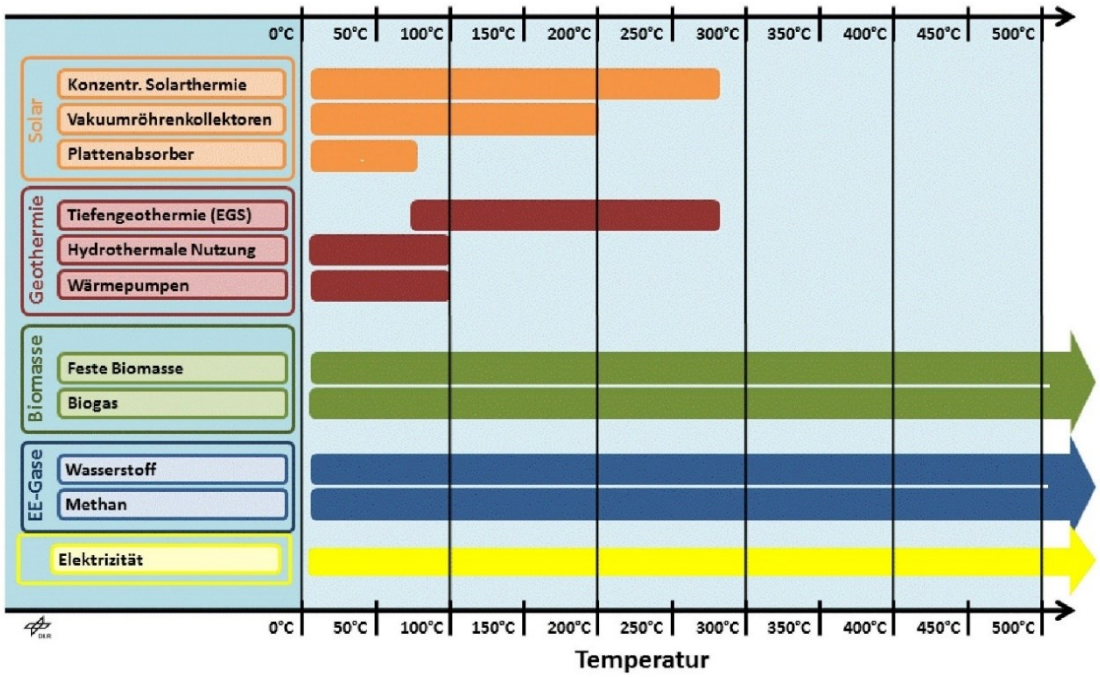

Abbildung 11: Mit erneuerbaren Wärmequellen erzielbare Temperaturen: Quelle: DLR (2016): Prozesswärme für die Industrie: Einsatz erneuerbarer Technologien abhängig von Temperaturanforderungen.[18]

Ein allgemeiner Fragenblock bezog sich zunächst auf Angaben zur Größe, Branche, Energieintensität etc. sowie auf eventuelle Forderungen von Anspruchsgruppen (Kunden, Banken), der generellen Strategie zur Defossilisierung und deren Hemmnissen. Der zweite Block stellte Fragen zur aktuellen Prozessenergienutzung (techn. Prozess, Menge, Temperatur) und deren Herstellung. Als Kern des Fragebogens wurden im letzten Block schließlich die geplanten oder auch nur als geeignet befunden erneuerbaren Energieträger mit Ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen abgefragt. Bei den einzelnen erneuerbaren Energieträgern wurde jeweils gefragt, ob dieser einen Teil des zukünftigen Mix darstellen könne und wenn ja, mit welchem Anteil (letzteres wurde praktisch nie beantwortet). Weiterhin, welche besonderen Vor- oder Nachteile der jeweilige Energieträger im Zusammenhang mit der eigenen Prozesswärme habe. Schließlich wurde gefragt, ob man eher Eigenproduktion oder Fremdbezug plane und ob im letzterem Fall bereits Kontraktoren und/oder Versorger bekannt seien. Um eine bessere Einordnung von Bioenergie in die Gesamtstrategie der Betriebe zu erhalten und aufgrund des geringen zusätzlichen Aufwands wurde hier wurden neben Biogas / Biomethan und fester Biomasse auch H_2 und erneuerbarer Strom abgefragt. Da nach den ersten Interviews die Bedeutung der Abwärmenutzung schnell deutlich wurde, wurde dies ebenfalls in den Fragebogen aufgenommen. In der folgenden Auswertung wurde dort, wo es sinnvoll erschien von der Reihenfolge der Fragen abgewichen. Um die Anonymität der Betriebe zu wahren, werden Aussagen zu den Branchen entsprechend aggregiert gehalten.

[18] https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2016/20160310_prozesswaerme-fuer-die-industrie-einsatz-erneuerbarer-technologien-abhaengig-von-temperaturanforderungen_17040 Bild 2/3 Credit: DLR (CC-BY 3.0)

Tabelle 3: Rahmendaten Interviews Defossilisierung Prozesswärme; k. A.: keine Angabe, a: eigene Erhebung oder Schätzung; Quelle: eigene Darstellung

Interview	01	02	03	04	05	06	07	08	09
Unt.-Größe	groß	mittel	mittel	groß	mittel	groß	groß	groß	k. A.; mittel[a]
WZ08-23: Glas, Keramik, Steine Erden		X			X			X	
WZ08-24: Metallerzeugung	X					X	X		X[a]
WZ08-25: Herstellung von Metallerzeugnissen			X						
WZ08-28: Maschinenbau				X					
Energieintensiv / privilegiert gemäß Regulierung (EEG, EnFG, EU-EHS)	Nein	Ja	tlw.	k. A.; nein[a]	Antwort nicht eindeutig	tlw.	ja	ja	k. A.
Aktuelle Energieträger	Erdgas, Strom als backup, Abwärme	Erdgas; biogene Zuschlagstoffe, Ausbrand, Abwärme	Strom, Erdgas, Stickstoff	Strom (bis 120°), Gas bis 180°	Erdgas	Erdgas, Strom, Abwärme	Abwärme, Erdgas, Strom, Abwärme	Erdgas, Strom, Abwärme	Erdgas

Rahmendaten: Es konnten im Zeitraum Mitte Januar bis Mitte April 2024 neun Partner (Interviews 1 - 9) für Interviews gewonnen werden (vgl. Tabelle 3). Aufgrund der Schwierigkeiten, Personen bzw. Betriebe für derartige Interviews „neben dem Tagesgeschäft“ zu gewinnen, ist aufgrund der Nutzung vorhandener Kontakte mit Blick auf die regionale Verteilung eine gewisse Häufung im Südwesten und Süden (5x im Saarland, je 1x in Baden-Württemberg, Bayern, Nordrhein-Westfalen, Hamburg) festzustellen. So haben auch verstärkte Bemühungen, weitere Interview-Partner z. B. im Nordosten Deutschland zu finden, nicht zum Ziel geführt[19]. Mit Blick auf die Verteilung der Branchen konnten insgesamt sieben Interviews in den von Destatis als energieintensiv eingestuften Industriezweigen WZ08-23[20]: „Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“ und WZ08-24: „Metallerzeugung und -bearbeitung“ durchgeführt werden. Als Vergleich konnten zwei weitere Interviews in den von Destatis als nicht energieintensiv eingestuften Industriezweig WZ08-25 „Herstellung von Metallerzeugnissen“ und WZ08-28: „Maschinenbau“ durchgeführt werden. Somit kann die Umfrage zwar nicht als repräsentativ im statistischen Sinne gelten, sie gibt aber hilfreiche Einblicke in die betriebliche Praxis und Planungen im Hinblick auf die Defossilisierung der Prozessenergie in verschiedenen betrieblichen Prozessen in energieintensiven und nicht-energieintensiven Branchen. Insgesamt scheint sich die Definitionen von „energieintensiv“ von Destatis und den unterschiedlichen Regulierungen etwas zu unterscheiden, sodass nicht alle von Destatis als energieintensiv bezeichneten Betriebe auch von den Privilegierungen der unterschiedlichen Regulierungen (EEG, EnFG, EU-EHS) profitieren und umgekehrt. Allerdings wurde auch in einem Interview von einer bewussten Reduktion der Feuerungswärmeleistung auf unter 20 MW berichtet, um der Emissionshandelspflicht zu entgehen.

In einem *Überblick über die Interviews* folgt eine kurze Darstellung der Betriebe mit Blick auf die Prozessenergienutzung, die dennoch die Anonymität wahren soll. Dort wo der Betrieb lediglich einen Standort eines Konzerns darstellt, beziehen sich die Angaben immer auf den interviewten Standort, es sei denn, es ist anders erwähnt. Gemäß KMU-Leitfaden[21] handelt es sich um fünf Großbetriebe und vier mittlere Betriebe.

Es entfallen drei Betriebe auf den energieintensiven Industriezweig WZ08-23: „Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“. Genauer handelt es um ein mittleres Unternehmen der Ziegelherstellung (Interview 2), das Prozessenergietemperaturen von 850 - 950 °C in einem erdgasbetriebenen Tunnelofen für das Brennen der Ziegel erzeugt (50 % des Gasverbrauchs) sowie 180 - 200 °C in einem Trockenofen (40 % des Gasverbrauch) sowie schließlich Prozessdampf für die Verpackung (Gasbrenner Schrumpffolien) und für Rauchgasreinigung erzeugt (10 % des Gasverbrauchs). Zwar ist Erdgas der Hauptenergieträger aber es besteht eine prozessbedingte Nutzung biogener Zuschlagstoffe zur Porosierung (Bildung von Luftblasen) der Ziegel. Als Porosierungsmittel dienen Sägespäne und Papierfangstoffe (Reste aus Papierherstellung), die „ganz grob“ 30 % des Energiebedarfs ausmachen. Schließlich wird der prozessbedingte Ausbrand der Zusatzstoffe als Abwärme über Ventilatoren abgeführt. Weiter handelt es sich um ein mittleres Unternehmen der Herstellung von Schleifkörpern (Interview 5), das Prozessenergietemperaturen von bis zu 1.300 °C in erdgasbetriebenen Hochtemperaturöfen (kompletter Gasverbrauch) zum Verfestigen von Rohlingen

[19] So wurde z. B. ein Kontakt zum RKW Sachsen aufgebaut, die den Durchführenden freundlicherweise die Möglichkeit gaben, im online-newsletter des Netzwerks einen Artikel zu platzieren, in dem das Projekt mit der Bitte um Interview-Partner beworben werden konnte. Leider blieb auch dieses Bemühen erfolglos.

[20] Vogel, L. et al. 2023: Berechnung und Entwicklung des neuen Produktionsindex für energieintensive Industriezweige, Tabelle 1. WISTA 2, 2023, Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.), Wiesbaden

[21] Europäische Union 2020: Benutzerleitfaden zur Definition von KMU, S. 11. Luxemburg: Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, 2020

(nach dem Pressen derselben) erzeugt. Schließlich erzeugt ein Großbetrieb der Glasherstellung (Interview 8) Prozessenergietemperaturen – je nach Glasart – entweder zum Einschmelzen des Rohstoffs von 1.600 °C oder zur Verformung bei 1.100 °C, nutzt weiter Prozessenergie zum kontrollierten Abkühlen von 1.100 °C auf 600°C und weiter auf 100 °C. Dabei macht die erdgasbetriebene Glasschmelze ca. 80 – 90 % des Prozessenergiebedarfs aus.

Vier Betriebe entfallen auf den energieintensiven Industriezweigs WZ08-24: „Metallerzeugung und -bearbeitung“. Dabei werden in einem Großbetrieb der Leichtmetallgießerei (Interview 1) Prozessenergietemperaturen von 750 °C in erdgasbetriebenen Schmelzöfen und anschließend von 720 °C in erdgasbetriebenen Gießmaschinen erzeugt. Strom kann als backup für bestimmte Prozessschritte (nicht für Schmelzöfen) genutzt werden. Ein weiterer Großbetrieb der Leichtmetallgießerei (Interview 6) erzeugt Prozessenergietemperaturen von 740 °C in erdgasbetriebenen Schachtschmelzöfen und Warmhalteöfen (33 % des Erdgasverbrauchs). Vor dem Abguss erfolgt ein nochmaliges elektrisches Hochheizen auf 730 °C in Induktoröfen zum Ausgleich von Transportverlusten, worauf eine Wärmebehandlung bei 500°C (Tunnelofen) folgt (insg. werden 86 % des Stromverbrauchs für Prozessenergie genutzt). Ein Großbetrieb zur Erzeugung von Nichteisenmetallen (Interview 7) schmilzt Erzkonzentrat bei ca. 1.200 °C in einem Hochofenprozess ein. Obwohl die Erdgasfeuerung „nur“ zum Starten und Stützen der Feuerung genutzt wird (exothermer Prozess), macht sie praktisch die gesamte Erdgasnutzung aus. Für die Vortrocknung des Erzes wird Prozessdampf von ca. 150 °C zu 80 % aus Abwärme, alternativ aus Erdgas oder Strom (Elektrodendampfkessel) hergestellt. Schließlich werden in einem Betrieb zur Herstellung von kaltgezogenem Draht (Interview 9) Säurebäder auf 90 °C und Trockenöfen auf 120 °C erhitzt, bevor die Produkte bei bis zu 500 °C verzinkt und schließlich in einer Glühanlage bei 700 – 950 °C gehärtet werden. Alle mengenmäßig relevanten Prozesswärmeschritte werden auch hier mit Erdgas beheizt.

Im von der Destatis als nicht energieintensiv eingestuften Industriezweig WZ08-25 „Herstellung von Metallerzeugnissen“ wird in einem Betrieb der Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung (Interview 3) zur Vorab-Reinigung der Bauteile Prozessenergietemperaturen von 850 °C erzeugt, bevor sie weiter auf 850 – 1.200 °C erhitzt und dann „abgeschreckt“ werden. Darauf folgt das „Einstellen der Eigenschaften“ der Bauteile entweder i) durch Erwärmung auf 500 °C oder ii) voriges Tiefkühlen auf -90 °C und dann Erwärmung auf 500 °C. Schließlich kühlen die Bauteile auf Raumtemperatur ab. Dabei wird in allen Prozesswärmeschritten wird (je nach Anlage) Strom und Gas eingesetzt, wobei die genaue Zuteilung unbekannt ist bzw. nicht gemessen wurde (Kälte: Nutzung flüssigen Stickstoffs). Im ebenfalls von der Destatis als nicht energieintensiv eingestuften Industriezweig WZ08-28: „Maschinenbau“ wird in einem Betrieb zur Herstellung von Maschinen für die Textilherstellung (Interview 4) eine Lackieranlage bei 180 °C betrieben. Dabei wird die Temperatur bis 120 °C durch eine Stromdirektheizung erzeugt und die restliche Prozesswärme bis 180 °C durch eine Gasdirektheizung. Dabei nimmt letztere einen Anteil am Erdgasverbrauch von > 60 %/a des Betriebs ein.

2.2.4.2 Treibhausgasreduktions- und Nachhaltigkeitsziele, Hauptstrategie, Forderungen von Anspruchsgruppen

Bevor die einzelnen Energieträger abgefragt wurden, wurde zunächst nach vorhandenen THG- bzw. Nachhaltigkeitszielen, nach Forderungen zur Defossilisierung durch Anspruchsgruppen (Kunden, Banken) und der „generellen Strategie“ sowie ggfs. nach bereits erfolgten „Optimierungen im

Eigenbetrieb“ gefragt. Hier wurde schnell die zentrale Rolle der Abwärmenutzung deutlich, die nach zwei Interviews als Zusatz in den Fragebogen mit aufgenommen wurde (s. nächster Abschnitt).

Zu den *THG-, bzw. Nachhaltigkeitszielen* gaben mehrere Interview-Partner an, über einen aktuellen Nachhaltigkeits- / CSR-Bericht und/oder über definierte THG-Reduktionsziele mit Zeitplan zu verfügen (Interview 1 - 2, 7), die z. T. über den interviewten Standort hinaus als konzernweite Strategie definiert seien (Interview 6, 9). Alternativ oder ergänzend zum CSR-Bericht wurden Angaben zu ISO-zertifizierten Energie-Management und/oder Carbon-Footprint-Management-Systemen gemacht (Interview 2 - 3, 6 - 8). In einem Fall wurde bei Abwesenheit ausformulierter Ziele wurde z. T. betont, dass „die Stellschrauben“ bekannt seien (Interview 3). In anderen, vereinzelten Fällen wurde darauf verwiesen, dass Prozesswärme wegen geringer Energieintensität „nicht im Fokus“ Stünde (Interview 4) bzw. der befragte Standort wegen des vergleichsweise geringen Energieverbrauchs bei dem Thema nur eine geringe Priorität bei der Konzernmutter genieße (Interview 9).

Die Fragen zu den *Forderungen* nach einer Defossilisierung *durch Anspruchsgruppen* war nach Forderungen durch Kunden und durch Banken bei der Kreditvergabe geteilt. Bei Kundenforderungen zur Defossilisierung gaben mehrere Interviewpartner an, dass entweder schon direkte Produktvorgaben zum CO_2-Fußabrduck bestünden (Interview 1, 3) oder dies „zunehmend“ (ohne direkte Vorgabe) nachgefragt oder für die Zukunft erwartet würde (Interview 6 - 8), u. a. auch bei KfW-geförderten Projekten (Interview 2). Einige Interviewpartner meldeten Zweifel bei der Möglichkeit an, die entstehenden Mehrkosten an die Kunden weitergeben zu können (Interview 6 - 7). Die Frage nach Bankenforderungen zur Defossilisierung wurde von der Mehrheit der Interviewpartner entweder verneint (Interview 3 - 7) oder als unbekannt bzw. als Aufgabe des Mutterkonzerns bezeichnet (Interview 8 - 9). Andere erwarten dies entweder in Zukunft (Interview 1) oder berichten von besseren Konditionen bei entsprechenden Nachweisen zu z. B. Energieeffizienzprojekten (Interview 2).

Als *Hauptstrategie* zur Defossilisierung der Prozesswärme geben mehrere Interviewpartner die Umstellung von Erdgas auf grünen H_2 an, entweder komplett (Interview 1, 6-9) bzw. mit „kontinuierlicher Steigerung“ (Interview 5) oder teilweise (Interview 2) oder mit dem Wunsch einer Komplettumstellung, auch wenn diese z. B. „für die nächsten Jahre als insg. unwahrscheinlich“ eingeschätzt wird (Interview 1). Ein anderer Interview-Partner bezeichnet die H_2-Umstellung „trotz noch offener verfahrenstechnischer Fragen“ als „einzige realistische Möglichkeit“ (Interview 6). Einige Interviewpartner gaben anstatt grünem H_2 auch „grüne Gase“ (Interview 2, 3, 8) oder „H_2 & -derivate“ (Interview 8) oder explizit z. B. Ammoniak an (Interview 7). Weitere „eventuelle Alternativen“ seien „ggfs.“ die Nutzung von efuels / synfuels oder „ggfs.“ der Bezug des bereits verflüssigten Rohstoffs, wodurch – neben dem Erfordernis neuer eigener Öfen – der Energiebedarf und die Emissionen dieses Prozessschritts auf den Zulieferer verlagert würde (Interview 1).

Für die Bereitstellung der restlichen Prozessenergie (bzw. im Fall verzögerter / nicht erfolgreicher Umstellung) wurden mehrere Optionen genannt. Mehrere Interviewpartner nannten die weitere Elektrifizierung von Prozessen mit Umstellung auf Grünstrombezug (Interview 1 - 2, 7 - 8), wobei dies von den Investitionsnotwendigkeiten und -zyklen sowie offenen technischen Fragen abhängen würde (Interview 1 - 3). In einem Fall wurde darauf verwiesen, dass mit stärkerer bzw. kompletter Elektrifizierung die Aufgabe der betrieblichen Eigenerzeugung einherginge, die die aktuellen Planungen zur Abwärmenutzung mit Blick auf die (Mit)Versorgung des städtischen Wärmenetzes berühre und eine entsprechende Koordination erfordere. Alternativ würde eine Weiternutzung von Erdgas für die

verbleibenden Prozessenergiebedarfe mit Kompensation der Restemissionen durch freiwillige CO_2-Zertifikate erwogen. (Interview 1).

In den Fällen, in denen die Defossilisierung der Prozesswärme insgesamt eine geringere Priorität genießt gab ein Interviewpartner an, angesichts vergleichsweise geringer Prozesswärmebedarfe und Temperaturen zunächst eine Hybridheizung in Form einer Wärmepumpe in Kombination mit existierenden Gaskesseln in Erwägung zu ziehen. Als nächsten Schritt gäbe es eine „Präferenz für eine Hochtemperatur-Wärmepumpe (180 °C), wenn diese wettbewerbsfähig verfügbar wird“. (Interview 4). Schließlich verwies ein Interviewpartner auf die Priorisierung anderer Standorte durch die Konzernmutter (Interview 9).

Mit Blick auf Biogas machten einige Interviewpartner, wie oben erwähnt, die Angabe, anstatt grünem H_2 auch „grüne Gase“ zu erwägen (Interview 2, 3, 8). So gab ein Interviewpartner an, im Zuge der Gaspreiskrise neben anderen Optionen auch die einer eigenen Biogasanlage geprüft, inzwischen aber fallengelassen zu haben (Interview 2). Feste Biomasse ist dort Teil der Strategie, wo es entweder schon Teil des Prozesses ist und es wird, soweit möglich, eine Erhöhung des Anteils erwogen (Interview 2). In einem anderen Fall gab ein Interviewpartner an, dass Kohlenstoff prozessbedingt, d. h. aus metallurgischen Gründen, notwendig sei. Daher seien Tests zur (zunächst technischen) Eignung von Biokohle/-koks als Ersatz für fossilen Koks geplant (Interview 7). Schließlich wurde in einigen Fällen im Rahmen der Strategie bereits die Steigerung der Effizienz, insb. Abwärmenutzung genannt (Interview 3, 5). Da dies bei den meisten Interviewpartnern eine Rolle spielt, ist dies im Anschluss weiter ausgeführt.

2.2.4.3 Optimierungen im Eigenbetrieb / Abwärme

Es wurden auch abgefragt, inwiefern bereits Analysen und Optimierungen der Prozessenergienutzung im Eigenbetrieb erfolgt seien oder ob dies geplant sei, welche Kriterien dabei angesetzt werden und welche Hemmnisse dabei besehen. Hier wurde bald die wichtige Rolle der Abwärmenutzung deutlich, sodass diese nach zwei Interviews in den Fragebogen mit aufgenommen wurde.

Zur Frage von *Analysen der eigenen Prozessenergieströme* verwiesen einige Interviewpartner auf vorhandene Energie- und/oder & Carbon Footprint Management Systeme (Interview 1, 2) oder auf bereits durchgeführte Energieberatungen (Interview 4). Zwei andere gaben an, derzeit entsprechende Messprojekte durch externe Dienstleister durchführen zu lassen (Interview 3, 9).

Als *wirtschaftliche Kriterien und Hemmnissen* wurden von den meisten Interviewpartnern wettbewerbliche Aspekte genannt. Sie wurden teils recht spezifischen Angaben zu Amortisationszeiten (teils unter Einberechnung von Fördermitteln) bzw. Return On Investment (ROI) unterschiedlicher Länge gemacht (Interview 1, 6, 7). Andere nannten diese Kriterien lediglich ohne feste Werte bzw. betonten individuelle Entscheidungen je nach Projekt (Interview 3) bis hin zum allgemeinen Verweis auf „Frage von Invest. & Amortisationszeit“ (Interview 5) oder „müssen wettbewerblich vertretbar sein“ (Interview 4). Es wurden auch teils strategische und kommunikative Erwägungen (Versorgungssicherheit, Flexibilität, Image, Zukunftsfähigkeit, Effekt auf CO_2-Fußabdruck) genannt (Interview 1, 3). Mit Blick auf strategische Erwägungen gab ein Interviewpartner an, dass bspw. ein Projekt zur Umstellung auf H_2 trotz einem ROI von 3 Jahre freigegeben wurde, obwohl „normalerweise 1 - 2 Jahre (und letzteres nur bei „sehr guten“ Projekten)“ anzusetzen sei (Interview 6).

Anhand der wettbewerblichen Aspekte der Eigenmaßnahmen wurde auch die Abhängigkeit von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insb. Preise fossiler Energien deutlich, deren übliches Niveau niedriger als das der nichtfossilen Alternativen sei und somit ein Hemmnis darstelle. So gab ein Interviewpartner an, dass viele Optimierungen im Zuge der Gaspreiskrise vorgenommen wurden (Interview 6). Ein anderer gab an, dass geprüfte Optionen, u. a. eine Biogasanlage (s. u.) durch wieder gesunkene Gaspreise „aktuell keine Alternative" seien (Interview 2). Schließlich gab ein Interviewpartner mit Blick auf die Nutzung von H_2 „als Heizgas" an, dass dessen Heizgaspreis wettbewerblich gegenüber dem Preis von Erdgas – inkl. CO_2-Zertifikaten – und/oder EE-Strom sein müsse; die derzeitige Einschätzung dazu sei „unwahrscheinlich" (Interview 3). In diesem Zuge wurde teilweise auch die Notwendigkeit von staatlichen Förderungen hervorgehoben (Interview 1, 7). Insb. sei mit Blick auf die „H_2-Diskussion" neben der sonst üblichen Investitionsförderung (CAPEX) auch eine Förderung der Betriebskosten (OPEX) notwendig (Interview 7). Als weitere wirtschaftliche Hemmnisse gab ein Interviewpartner an, dass im Betrieb (noch) kein eigenes Budget vorgesehen sei und jede Maßnahme im Wettbewerb zu Investitionen im Kerngeschäft stehe (Interview 7), oder auch eine insgesamt geringe Priorität bei der Konzernmutter, die z. B. Investitionen genehmigen muss (Interview 9). Schließlich wurden die infrastrukturellen Voraussetzungen der alternativen Energieträger, insb. ungeklärte Fragen der Schaffung von / Anschluss an die entsprechende H_2-Infrastruktur, als Hemmnis benannt (s. u.) (Interview 1, 2).

Zu den bereits erfolgten *Eigenmaßnahmen* zählen z. B. Effizienzsteigerungen im Prozessenergiebereich durch den Ersatz alter Schmelzöfen (tlw. im Rahmen von Förderprogrammen) (Interview 1) oder Prozessoptimierungen durch den Umbau von Brennöfen zur Absenkung der Prozesstemperatur und der Erhöhung des Anteils biogener Zusatzstoffe und Einbau Hochtemperaturfähiger Lüfter (Interview 2). Weiter wurden auch Maßnahmen im Nicht-Prozessenergiebereich vorgenommen, wie z. B. Optimierungen von Licht und Heizung (Büros, Fabrikhalle), die Abschaltung nicht notwendiger Maschinen am Wochenende etc. (Interview 4, 6).

Wie erwähnt, haben fast alle Interviewpartner Maßnahmen zur besseren *Abwärmenutzung* als bereits erfolgte Eigenmaßnahmen benannt (Interview 1 - 2, 4, 6 - 8) oder dass sie diese erwägen (Interview 3, 5, 9). Dazu zählen die Rückgewinnung aus Abluft von Öfen, Kompressoren, BHKW, aus thermischen Nachverbrennungen oder aus Schmelzprozessen. Diese werden – je nach Temperatur – entweder in andere Prozessenergieschritte oder in die generelle betriebliche Wärmeversorgung (Raumheizung etc.) eingespeist (Interview 1 - 2, 4, 6 - 8). Ein Interviewpartner gab an, dass rund 80 % der Abwärme des Ofens (Abgas) für die „klassische Dampferzeugung" zur Versorgung des werkseigenen Dampfnetzes genutzt würden, woraus sowohl Prozessenergieschritte („Konzentrattrocknung") als auch andere Anwendungen (Gebäude- und Werkstattheizung, etc.) gespeist würden (Interview 7). Andere verwiesen auf aktuelle Planungen zur Einspeisung der betrieblichen Abwärme in städtische Wärmenetze (Interview 1, 7).

2.2.4.4 Biogas

Mit Blick auf Biomethan – d. h. auf Erdgasqualität aufbereitetes Gas / Bioerdgas – wurde in allen Interviews die – zumindest technisch mögliche – direkte Substituierbarkeit (1:1-Ersatz) in allen Erdgas-Anwendungen als Vorteil angegeben. Als problematisch / nachteilig wurde hingegen zum einen der höhere Preis und der damit einhergehende Wettbewerbsnachteil genannt (Interview 2 - 4, 7). Zum anderen wurde auf die Notwendigkeit der „konstanten Verfügbarkeit" verwiesen (Interview 3 - 4, 6 - 8). Dies wurde – u. a. auch mit Blick auf die notwendigen großen Mengen – zum einen mit Blick auf die

ausreichende Verfügbarkeit von Grüngas-Zertifikaten ausreichender Qualität (fehlende allgemeine Anerkennung mit Entwertungsnachweis; Interview 3) begründet oder auch mit befürchteten Problemen der physischen Verfügbarkeit (Interview 6), insb. bei Produktionsprozessen, die „24/7“ laufen (Interview 7). Handelt es sich um kein Erdgas-Äquivalent (Nutzung des Rohbiogases), werden auftretende technische Fragen als Nachteil genannt. Diese betreffen noch nicht kompatible Schmelz- und Brennöfen und die Notwendigkeit & Eignung neuer BHKW-Motoren (Interview 1). Dort, wo die Flamme direkten Kontakt zum Produkt hat, werden bei Nutzung anderer Qualitäten Fragen der Prozesschemie aufgeworfen und technologische Prüfungen notwendig (Interview 7).

Als weiterer Vorteil von Biogas / Biomethan wurde mehrfach die Regionalität (Nähe zum Betrieb o. ä.) genannt. Gleichzeitig wurden die o. g. Nachteile der Nichtverfügbarkeit der benötigten Mengen in der Region oder die Kosten oder auch regulatorischer Hürden genannt, sodass von entsprechenden Plänen einer regionalen Versorgung wiederum abgesehen wurde (Interview 2 - 6). In einem Fall war eine eigene Biogasanlage geplant, wobei das Projekt aufgrund der „wieder gesunkenen Gaspreise aktuell keine Alternative“ darstelle und „aktuell in der Schublade liege“. Die Kosten der Eigenproduktion (Investition, Betrieb) wurden mit dem 2 - 3fachen des Erdgasbezuges am Markt angegeben (Interview 2). In einem anderen Betrieb wurde der Bezug von zwei benachbarten Biogasanlagen erwogen aber wieder verworfen: Der landwirtschaftliche Betreiber der einen Anlage äußerte Interesse erst ab 23 ct/kWh Verkaufspreis und das Betreiber-Konsortiums der anderen Anlage war bereits über mehrere Jahre vertraglich gebunden. Die Idee einer eigenen Biogasanlage auf dem Betriebsgelände wurde wegen zu vieler regulatorischer Hürden (Standort im Wasserschutzgebiet, benachbartes Wohngebiet) nicht weiterverfolgt (Interview 3). Ähnlich äußerte sich – neben Platzproblemen – ein weiterer Interview-Partner (Interview 5) zum technisch / regulatorischen Aufwand einer eigenen Biogasanlage (Anlagen unterliegen BImSchG, Genehmigung nötig). Dementsprechend, wie weit die Überlegungen fortgeschritten sind, gab es zur Frage des geplanten Bezugs bei den Befragten entweder noch gar keine Überlegungen (Interview 1 - 5, 9) oder es wurde lediglich der aktuelle Gasversorger befragt (Interview 6-8). So wurde als Motivation für eine eigene Biogasanlage u. a. angegeben, dass der Biomethanbezug am Markt nochmal deutlich teurer sei. Letzterer werde erst ab einem CO_2-Zertifikatepreis von über 200 €/t CO_2 mit Erdgas wettbewerbsfähig (Interview 2; ähnlich: Interview 7).

Schließlich wurden vereinzelt weitere Effekte benannt. So wurden in einem Fall der verbesserte CO_2-Fussabruck („wenn auch nicht null“) als Wettbewerbsvorteil („bessere Vergabechancen in Ausschreibungen“) genannt (Interview 3). In einem anderen Fall wurde die rein bilanzielle Erfassung („ähnlich HKN“) als Nachteil gewertet (Interview 8). Schließlich wurden in einem Fall grundsätzliche Bedenken zur energetischen Nutzung von Biogas (bzw. Biomasse generell) angemeldet. So seien andere Nutzungen (Nahrungsmittelproduktion, landwirtschaftliche Böden als CO_2-Speicher) sinnvoller und energetische Nutzungen nur in ausgewählten Fällen, wie z. B. KFZ (Interview 4).

2.2.4.5 Feste Biomasse

Bei fester Biomasse als Prozesswärmequelle ist die unmittelbare Substituierbarkeit häufig nicht gegeben und so wurde sie von den meisten Interview-Partnern nicht als Alternative betrachtet (Interview 1, 3 - 6, 8). Z. T. wurden explizit fehlende erforderliche Temperaturen / Energiedichten (Interview 1 - 2) oder auch nicht passende Infrastrukturen im Betrieb (Interview 6) genannt. Ein Interview-Partner hielt evtl. die Anwendung von Pyrolyse für möglich, wenn gasförmige oder flüssige Anteile verbrannt würden, bezeichnete dies aber „bestenfalls als F&E-Frage“ (Interview 8). Ähnlich wie bei Biogas wurde z. T. auch

wieder auf die mangelnde Verfügbarkeit mit Blick auf die notwendigen großen Mengen des Energieträgers verwiesen (Interview 1). Dementsprechend waren den Interview-Partnern auch keine Versorger bekannt. Analog zu Biogas hat derselbe Interview-Partner dieselben grundsätzlichen Bedenken zur energetischen Biomassenutzung angemeldet (Interview 4).

Ausnahmen bestehen in den Fällen, in denen prozessbedingt ohnehin schon Biomassen eingesetzt werden. So wird Biomasse als Zuschlagstoff im Brennprozess von Ziegeln zur Porosierung (Bildung von Luftblasen) verwendet. Als Porosierungsmittel dienen Sägespäne und Papierfangstoffe (Reste aus Papierherstellung), die „ganz grob" 30 % des Energiebedarfs ausmachen. Als Vorteil wurde genannt, dass Biomasse bei der Herstellung von Ziegeln im EU-EHS als Prozessemissionen anerkannt und mit entsprechender Gratiszuteilung versehen sind. Dabei werden fossile Reststoffanteile der CO_2-Emission berücksichtigt (ca. 50 % bei Papierfangstoffen wegen Toner-Rückständen). Als Nachteil wurde genannt, dass der Anteil der Zuschlagstoffe prozessbedingt und somit nicht beliebig steigerbar ist. In der Vergangenheit konnte der Anteil durch Prozessoptimierung von 25 % auf 30 % erhöht werden und wird derzeit als „relativ stark ausgereizt" betrachtet. Dies bedeutet, dass weitere Erhöhungen größere Änderungen am Prozess erfordern, was zunehmende Fragen hinsichtlich Steuerbarkeit und Produktqualität etc. aufwirft. Da die technischen Eigenschaften des Produkts im Vordergrund stehen, wurde zunächst davon abgesehen. Möglichkeiten des Bezugs bestehen über praktisch jeden Sägespänelieferanten oder jede Handelsfirma für Reststoffe. (Interview 2).

In einem anderen Beispiel ist der Einsatz von Koks (bzw. von Kohlenstoff) in der Metallerzeugung aus metallurgischen Gründen notwendig (Erhöhung des Reinheitsgrads, Reduktion des O_2-Gehalts etc.). So bestünde der Vorteil von Biokohle in einem möglichen Ersatz für fossilem Kohlenstoff und der Interview-Partner berichtet von aktuell durchgeführten Tests, welche Kohle mit welchen Bioäquivalenten ersetzt werden könnten. Dabei handele es sich um die Untersuchung der (zunächst technischen) Eignung von Biokohle/-koks. Die „offene Frage der Wirtschaftlichkeit wird später betrachtet", zumal es aktuelle keinen Weltmarkt für die CO_2-freie (und damit teurere) Variante des Produkts gebe. Bezüglich der Beschaffung werden die bisherigen Kohlelieferanten „auch nach biogenen Alternativen" gefragt, um diese zu testen und mit den eigenen Spezifikationen abzugleichen. (Interview 7).

2.2.4.6 „Grüner" Wasserstoff

Auch wenn im vorliegenden Projekt das Hauptaugenmerk auf der Bioenergie liegt, wurden – wie oben erwähnt – wegen des geringen Zusatzaufwands andere erneuerbare Optionen mit abgefragt. In der vorliegenden Umfrage wurde die sog. „Farbenlehre" des Wasserstoffs (H_2) zu Grunde gelegt[22]. Neben dem hier primär interessierenden „grünen" H_2 (mittels Grünstrom und Elektrolyse hergestellt) kam in den Interviews auch „blauer" H_2 (fossil hergestellt und mit überwiegender CO_2-Abscheidung) zur Sprache.

Beim Wasserstoff gehen die strategischen Vorstellungen der Interview-Partner auseinander. Zunächst besteht eine gewissen Analogie zum Biogas/Biomethan in dem Sinne, dass eine teilweise Substituierbarkeit besteht, zumindest hielten alle Interview-Partner eine Beimischung zum Erdgas bis zu 20 % oder 30 % ohne größere Änderungen für möglich (Interview 1 - 9). Von mehreren Interview-Partnern wurde die Komplettumstellung auf grünen H_2 als Hauptstrategie betrachtet (Interview 1, 5-6) und einer

[22] Nationaler Wasserstoffrat 2022: Einordnung verschiedener Pfade der Herstellung von Wasserstoff („Farbenlehre"). Informationspapier. 1.4.2022

sieht grünen H_2 als „einzige realistische Möglichkeit“ zur Defossilisierung der Prozessenergie (Interview 6). Andere planen / haben Förderungen erhalten für oder führen bereits Versuche (entweder am befragten Standort oder an anderen Standorten im Konzern) mit konventionell-fossilem oder blauem H_2 durch, wobei sie letzteren z. T. als Übergangslösung ansehen (Interview 7 - 9).

Umgekehrt wurde – teilweise – als Nachteil benannt, dass bei Beimischungen jenseits der o. g. Anteile i. d. R. Änderungen an den Prozessen bzw. neue Gasbrenner mit entsprechenden Investitionen nötig sind (Interview 1 - 4, 8). Wie groß dieser Nachteil ist, hängt vom individuellen Investitionszyklus des Betriebs ab. n einem Fall wurde auf die Marktverfügbarkeit von „Allesbrennern“ (100 % H_2 geeignet) verwiesen und dass Investitionen in Produktionsanlagen (z. B. Austausch von Öfen) in naher Zukunft ohnehin als notwendig erachtet werden (Interview 3). Als weiterer Nachteil wurden „noch zu klärende verfahrenstechnische Fragen (Tests noch erforderlich)“ aufgrund des höheren H_2O-Gehalts im Abgas von H_2 und dessen korrodierender Einfluss Anlagen und auf das Produkt selber genannt (Interview 6, 8).

Als größte Nachteile wurden hingegen – z. T. auch ähnlich zur Bioenergie – die wettbewerblichen und infrastrukturellen Voraussetzungen und damit Fragen der physischen und preislichen Versorgungssicherheit genannt. So betonen auch diejenigen, die H_2 als Hauptstrategie betrachten, die Notwendigkeit z. B. eines entsprechenden Anschlusses an das Erdgas- bzw. das neu zu schaffende H_2-Kernnetz mit z. T. individuellen Lösungen („Stichleitung“, „Partizipation an Anschluss des Nachbarn“) oder an einen geplanten örtlichen Elektrolyseur („H_2-Hub“). Diese Gruppe sieht aber aufgrund örtlicher Gegebenheiten und – je nach Standort auch aufgrund landespolitischer Strategien – zumindest eine „gewisse Wahrscheinlichkeit“, dass diese Voraussetzungen für den eigenen Betrieb / Standort gegeben sein werden (Interview 1, 5 - 9). Eine andere Gruppe von Interview-Partnern betont als mindestens ebenso großen Nachteil die nach deren Einschätzung weder aktuell noch absehbar erreichbare Wirtschaftlichkeit des grünen H_2, v. a. wenn er „nur“ als Brennstoff / Heizgas (anstatt notwendig für Prozess) vorgesehen ist (Interview 2 - 4). So wurde H_2 z. T. als „theoretisch möglich, aber praktisch kaum eine Option“ bezeichnet (Interview 2).

Die Frage nach Kontakten mit H_2-Versorgern gestaltet sich dementsprechend nach individueller Situation. So sind entweder – wegen individueller H_2-Lösungen oder nicht-Verfolgung einer H_2-Strategie – keine Versorger bekannt (Interview 1, 4). Oder es haben erste Gespräche mit dem lokalem Gasversorger zur Abschätzung des Bedarfs stattgefunden, entweder mit offenem Ergebnis (Interview 2, 5), oder dass eine „Lieferung … im notwendigen GWh/a-Bereich nicht möglich“ sei (Interview 3). Z. T. wurde neben den örtlichen Versorgern auch mit spezialisierten Händlern gesprochen (Interview 7 - 8), wegen der genannten Nachteile noch mit offenem Ergebnis. Schließlich haben vereinzelt Gespräche mit Netzbetreibern stattgefunden (Interview 6).

Schließlich gab es vereinzelte Kommentare zum „größeren Bild“ einer industriellen grünen H_2-Srategie. Dazu gehört, dass einer einerseits einer beteiligten Landesregierung zwar hohes Engagement bescheinigt wird, die Ergebnisse aber derzeit noch offen sind. Damit verbunden seien die geplanten Maßnahmen für die Erreichung der selbstgesteckten betrieblichen oder konzernweiten THG-Reduktionsziele zu spät, weshalb z. T. auch auf blauen H_2 gesetzt werde (Interview 6). Schließlich werde die „technische Verfügbarkeit (Moleküle & Infrastruktur)“ als Hauptfrage betrachtet und die Frage nach „Bezahlbarkeit“ bzw. “Wettbewerbsfähigkeit … schon nicht mehr gestellt“, d. h. Förderungen würden ohnehin notwendig sein. In diesem Zusammenhang wurde auch auf den CO_2-Preis verwiesen, um Wettbewerbsfähigkeit herzustellen (Interview 8).

2.2.4.7 Erneuerbarer Strom

Wie erwähnt, wurde aus den o. g. Gründen (bessere Einordnung in Gesamtstrategie, geringer Zusatzaufwand) auch erneuerbarer Strom als Teil der Strategie mit abgefragt. Hier wurde insb. nach unterschiedlichen Plänen zu Eigenerzeugung und Grünstrombezug gefragt. Hier war in den Antworten nicht immer klar, ob sich die Stromnutzung ausschließlich auf Prozessenergie oder auf die restliche Stromnutzung bezieht.

Fast alle befragten Betriebe nutzen entweder bereits mindestens anteilig Grünstrom mittels Ankaufs von Herkunftsnachweisen (HKN) oder planen dies (Interview 3, 6, 7 - 8) oder sie nutzen / planen eine anteilige eigene EE-Stromerzeugung (Interview 2 - 7, 9). Ein Betrieb bezeichnete Grünstrom als „einzige echte Alternative“ zu Gas bzw. grünem H_2 (auch wenn dieser Betrieb zurzeit darauf nicht setzt, s. o.; Interview 1).

So wurden auch wieder die technische Kompatibilität bzw. Umstellbarkeit von Prozessen (z. B. elektrischer Betrieb von Schmelzöfen, Elektrodenzusatzheizung etc.) als Vorteile angegeben (Interview 1, 3 - 4, 7 - 9), zumindest bis zu einem gewissen Grad (Interview 6). Ein weiterer Vorteil sei die damit einhergehende mögliche Defossilisierung oder das „schnelle grün werden“ und dass Strom unter der Voraussetzung steigender CO_2-Preise auch ggü. Erdgas wettbewerblich sei (Interview 3, 7).

Umgedreht wurde – oft gleichzeitig – die Nicht-Kompatibilität im aktuellen Produktionsprozess bzw. notwendige Umstellungen / Investitionen als Nachteil benannt (Interview 2, 5, 7, 9). Ein Interview-Partner benannte mit reduzierter Lebensdauer der Schmelzwanne und Qualitätsproblemen beim Produkt bei höheren Stromanteilen analoge Probleme zu H_2 und das weiter steigende Elektrifizierungsanteile letztlich Prozessänderungen erfordern, die mit Blick auf Produktqualität etc. letztlich eine „F&E-Frage“ seien (Interview 8). Ein weiterer berichtete, die Komplettumstellung würde aus Prozess-Sicht (noch) technisches Neuland bedeuten (Interview 7). Im Einzelfall wurde die (Grün-)Stromnutzung für bestimmte Prozessschritte ganz ausgeschlossen (Interview 9).

Als weitere Nachteile wurden generell die physische Verfügbarkeit des Stroms bzw. seiner „grünen Eigenschaft“ mit Blick auf damit einhergehenden Kosten / Wettbewerbswirkungen benannt. So wurde auf „konstante Verfügbarkeit und wettbewerbliche Preise“ als Bedingung (Interview 4) oder auf die notwendigen großen Mengen EE-Strom bzw. Zertifikaten verwiesen (Interview 1). Weiter würde – teils analog zu grünem H_2 – der Betriebskostenanteil (OPEX-Anteil) durch den teureren (EE-)Stromeinsatz steigen, der eine entsprechende OPEX-Förderung erforderlich mache. Schließlich würde der flexibilisierte Einsatz von Strom wahrscheinlich zum Absenken der Vollbenutzungsstunden (VBh) auf unter 7000 VBh/a und damit zum Verlust der derzeitigen Privilegierung (Erstattung von 80 % der Netzentgelte) führen (Interview 8). Ein Interview-Partner berichtete hingegen, dass mit der Komplettumstellung neben dem kompletten Austausch der Fertigung (neue Öfen etc.) auch eine Erhöhung des Stromverbrauchs von 70 auf 160 GWh/a einherginge, der dann erneuerbar sein müsse. Zudem wäre ein entsprechender Ausbau der Strom-Infrastruktur (doppelte Menge an Trafos) notwendig. (Interview 7).

Wie erwähnt haben bereits fast alle Interview-Partner eine Form der Eigenerzeugung oder planen diese (Interview 2 - 7, 9). Die zwei Ausnahmen in dieser Frage planen entweder steigende Grünstrom-Anteile oder haben bereits komplett darauf umgestellt (Interview 1, 8). So gaben mehrere Interview-Partner an, eigene PV-Anlagen unterschiedlicher Größen (meist Aufdach-PV) und mit unterschiedlichen Beiträgen zum Stromverbrauch auf den Betriebsgeländen installiert zu haben (Interview 2 - 6) oder dies zu planen

(Interview 9). Hierzu zählen auch EEG-Anlagen, die nach dem Auslaufen der EEG-Förderung vom Modus der Netzeinspeisung in die Eigenversorgung überführt werden sollen. In einem Fall wurde auf unterschiedliche standortbezogene Strategien innerhalb des Konzerns verwiesen, sodass bei „sonnenreichen“ Standorten eher auf eigene PV-Anlagen und bei „sonnenärmeren“ Standorten eher auf Grünstromeinkauf gesetzt würde (Interview 7).

Auch Interview-Partner mit bereits installierten Anlagen berichteten von weiteren Planungen, die unterschiedlich weit fortgeschritten und aus unterschiedlichen Gründen erfolgreich seien oder nicht: So bestehen an einer Stelle „Überlegungen (inkl. Angebotserstellung)“ zu möglichen weiteren, größeren PV-Anlagen und an anderer Stelle wurde dies zu Gunsten eines eigenen Blockheizkraftwerks (BHKW) aufgegeben (Interview 2, 3). Zwei Interview-Partner hatten Überlegungen zu eigenen Windenergieanlagen (WEA), diese aber aus verschiedenen Gründen wieder aufgegeben: Pläne für eine WEA auf dem eigenen Betriebsgelände wurden wegen regulativer Hemmnisse (Wohngebäude, Hochspannungsleitung über Betrieb) als zu problematisch eingeschätzt (Interview 3). In dem anderen Fall waren die Winderträge in der Nähe mit geplanter Direktleitung zu gering und an einem anderen Standort hätte die notwendige Netzdurchleitung mit entsprechender Zahlung von Netzentgelten das Projekt unattraktiv gemacht (Interview 2). Mit Blick auf andere Stromerzeugungstechnologien hat sich ein Interview-Partner für ein eigenes, Erdgas-basiertes BHKW entschieden, dass für höhere H_2-Anteile („H_2-ready“) oder auch auf Biogas umgerüstet werden kann und strompreisgeführt mit automatisierter Spotmarktpreisabfrage und Wärmebedarfsprognose einen Teil der Wärmelast im Betrieb abdeckt (Interview 2). Ein anderer hatte die bereits o. g. Überlegungen zu einer eigenen Biogasanlage fallengelassen (s.o.; Interview 3). Schließlich gab ein Interview-Partner an, neben „weiteren kleineren PV-Anlagen“ die Installation von Abwärmeturbinen zur Stromerzeugung zu planen (Interview 7)

Mit Blick auf die Frage, ob der Grünstrombezug über einen Versorger / Kontraktor oder im Direktbezug erfolgt, wurden sowohl eigene Einkaufsabteilungen mit optimierten Einkaufsstrategien / stundengenaue Tranchen-Käufe (teils konzernweit, d. h. über den interviewten Standort hinaus) als auch langfristige Einkäufe mit Hilfe externer Unternehmens-Beratungen genannt, die aber jeweils über den „normalen“ Stromversorger abgewickelt werden (Interview 1 - 2, 6 - 7, 9). Alternativ wurden eigene Zwischenhändler genannt (Interview 8). Andere gaben an, nutzen „normale“ Vollversorgungsverträge zu nutzen (Interview 3 - 5),

2.3 Teilvorhaben 3 - Multimedialer Informationstransfer (KTBL)

Bei dem TRANSBIO-Vorhaben handelt es sich primär um ein Multiplikations- und Kommunikationsprojekt, das auf einer fundierten und konsistenten Daten- und Methodenbasis aufbaut. Es dient dazu, zentrale Ergebnisse und Handlungsoptionen der bis dahin abgeschlossenen Post-EEG Projekte innerhalb Deutschlands und ggf. ausgewählte EU-Projekte mit Bezug zum Rechtsrahmen von bspw. Vergütungsmechanismen in Deutschland oder ähnlichen Instrumenten zu bündeln, zu harmonisieren sowie verständlich aufzubereiten und an die jeweiligen Zielgruppen heranzutragen. Damit sollen zuvorderst Betreibende von Bioenergieanlagen dazu befähigt werden, anhand einer transparenten Informationsbasis anstehende Entscheidungen für den möglichen Weiterbetrieb zu treffen. In einem zweiten Schwerpunkt konzentrieren sich die Projektnehmenden darauf, die Ergebnisse an ein möglichst breites und bisher nicht Bioenergiespezifisches energiewirtschaftliches Umfeld zu kommunizieren und hier die Verknüpfung mit intersektoralen Fragestellungen zu berücksichtigen. Dabei ist es von großer Bedeutung, das Abstraktionsniveau der Ergebnisse zielgruppengerecht anzupassen, um eine gute Verständlichkeit zu erreichen.

Vornehmlich wurden in diesem Arbeitspaket (AP) Veranstaltungen zum Themenkomplex durchgeführt und über verschiedene Kanäle bekannt gemacht. Die in AP 5 gebündelten und vereinheitlichten Projektergebnisse verschiedener Post-EEG-Vorhaben, die in AP 4 erfolgten Analysen sowie die in AP 3 identifizierten Geschäftsfelder sowie relevante techno-ökonomische Kennwerte wurden darüber hinaus zielgruppengerecht aufbereitet und über verschiedene Kanäle an die jeweiligen Zielgruppen (Anlagenbetreibende, Biogasberatung und Lehre, Wissenschaft, Branche und Politik) transferiert.

In diesem Teilvorhaben steht die Aufbereitung der Projektergebnisse für die jeweiligen Zielgruppen und der multimediale Informationstransfer und die Öffentlichkeitsarbeit im Zentrum. Das beinhaltet im Berichtszeitraum die Erstellung der nötigen Grundlagen und Organisationen sowie die ersten Maßnahmen zur Bekanntmachung des Vorhabens.

2.3.1 Kommunikationsstrategie (IZES)

Als Grundlage für die Ansprache der jeweiligen Zielgruppe und damit auch der Wahl der entsprechenden Kanäle wurde eine „Public Relations- und Kommunikationsstrategie“ vom IZES und dem KTBL entwickelt, welches die Transfermaßnahmen für das Vorhaben beschreibt (AP 6.1). Die Maßnahmen zur zielgruppengerechten Kommunikation im Projekt fußen auf dieser Ausarbeitung. Im Ergebnis des sechsten Arbeitspaktes werden die Projektresultate aus den Arbeitspaketen 2 bis 5 zielgruppengerecht aufbereitet und über verschiedene Kanäle an die jeweiligen Zielgruppen transferiert.

Ein wichtiger Bestandteil der Kommunikationsstrategie sind die diversen Veranstaltungen; aber auch andere Formate wie eine ausgeprägte Internetpräsenz sowie in den Sozialen Medien. Positionspapiere, Vorträge und Publikationen mit Bezug zum Vorhaben runden das Ganze ab. Die konkrete Vorgehensweise bei der Public Relations- und Kommunikationsstrategie wurde in einem Brainstorming-Workshop fixiert und im Nachgang des Workshops von den jeweils zuständigen Projektpartnern im Detail ausgearbeitet.

Tabelle 4 zeigt die Arbeitsschritte, die im Projekt für die Kommunikationsstrategie festgelegt wurden und die im Weiteren beschrieben werden.

Tabelle 4: Übersicht der festgelegten Kommunikationsmaßnahmen im Vorhaben TRANSBIO

Bereich	Maßnahme	Wie / Wo	Wann	Zielgruppe
Corporate Identity	Logo	alle Veröffentlichungen	Fortlaufend	1, 2, 3
	Akronym	alle Veröffentlichungen	Fortlaufend	1, 2, 3
	PPTX-Vorlage	Präsentationen	Fortlaufend	1, 2, 3
	Textbausteine	Homepage	Start	1, 2, 3
	Info-Material zum Projekt	Flyer, Broschüren, Roll-Up, Erklräfilm	Fortlaufend	1,2,3
Internet basierte Arbeit	Informationen zum Projekt	Internetseite	Start Januar 2022	1, 2, 3
	Informationen zum Projekt	https://www.ktbl.de/themen/biogas-transbio (KTBL Homepage)	Start Januar 2022; Fortlaufend	1, 3
	Vorstellung des Projektes	Websites aller Projektpartner, Video auf DBFZ-Seite	Start Januar 2022; Fortlaufend	1, 2, 3
	Fachportal EEG und Biogas	www.zukunftbiogas.de (KTBL Homepage)	Seit Mitte 2022; Fortlaufend	1, 2, 3
	Erstellung eigener Beiträge und Verfolgen der inhaltlichen Beiträge anderer Akteure	LinkedIn (Host: KTBL, DBFZ)	Start Januar 2022; Fortlaufend	1, 2, 3
	Online Tools	DBFZ	Start Januar 2022	1, 2
	Veröffentlichung der wissenschaftlichen Ergebnisse	ResearchGate	Fortlaufend	1
Pressearbeit	Pressemitteilungen	Projektwebseite	Fortlaufend	1,2,3
	Hintergrundgespräche	Science Media Center Germany	Fortlaufend	1,2
	Interviews / Pressekonferenzen	Auf den Veranstaltungen von TRANSBIO	Bei Veranstaltungen	1, 2, 3
	Anfragen zum Themenkomplex und/oder Projekt	Projektpartner	Fortlaufend	1,2,3
Veranstaltungen	TRANSBIO-Veranstaltung	Fachtagung "Post-EEG-Biogas: Zukünftiger Beitrag landwirtschaftlicher Biogasbestandsanlagen für die Energiewende" (Host: KTBL)	6. Juli 2022	1,2,3
	TRANSBIO-Veranstaltung	Fachgesprächs "Post EEG & EEG 2023 – Neue Impulse für die Bioenergie" (Host: DBFZ)	23. November 2022	1,2,3

Bereich	Maßnahme	Wie / Wo	Wann	Zielgruppe
	Vorstellung / Diskussion der Ergebnisse	KTBL/FNR Kongress 2023, Biogasfachgespräche Leipzig 2022,	Fortlaufend	1, 3
	Workshop Zeitfenster bei Konferenzen	Berliner Energietage 2022	Wiederholend	1,2,3
	Netzwerkarbeit	Parlamentarisches Frühstück	2. Q. 2023	2
	Dialogforum	Projektinternen Workshop	Projektanfang und Projektende	1,2
	PAG	Projektinternen Workshop	Fortlaufend	1

Bei der Zielgruppenbestimmung wurden für das Vorhaben drei Kernzielgruppen identifiziert:

1. Teilnehmende der o. g. Post-EEG-Pilotprojekten und ihre Multiplikatoren bei Unternehmen und Wissenschaft

2. Entscheidungsträger:innen wie Ministerien (Bundesebene und Landesebene) und Verbände der div. Energiewirtschaften mit Bezug zur Bioenergie

3. Unternehmen aus den Branchen (Anlagenbetreibende, Anlagen- und Maschinenbau Deutschland, Energiewirtschaft (z. B. Stadtwerke), Agrarwirtschaft, Forstwirtschaft).

Als weitere Adressaten wurden Meinungsbildner wie NGO oder Fachpresse sowie nationale und lokale Medien identifiziert. Zusätzliche Adressaten ergeben sich aus der projektinternen Bezugsgruppe, zu der die für das Projekt zuständigen Behörden sowie das Netzwerk der FNR gezählt werden.

Die Kommunikationsstrategie beschreibt auf 6 Seiten den zielgruppenspezifische Informationstransfer für das Vorhaben. Das Dokument, welches federführend durch das IZES, in Zusammenarbeit mit dem DBFZ und KTBL, erstellt wurde, wird mit Fortschreiten des Projekts stetig angepasst. Im Anhang 5.1 findet sich die „TRANSBIO Public Relations- und Kommunikationsstrategie“ zur Einsicht.

2.3.2 Fachveranstaltungen

Über Veranstaltungen, die im Rahmen des Vorhabens ausgerichtet wurden (AP 6.2), konnten unterschiedliche Zielgruppen im direkten Dialog zum Themenkomplex und über die Projektarbeit informiert werden. Unterschieden werden hier TRANSBIO-Veranstaltungen, die im Rahmen des Vorhabens organisiert und durchgeführt wurden sowie Veranstaltungen Dritter, die durch das Konsortium fachliche unterstützt wurden.

Im Mai 2022 wurde, in Kooperation mit der Abteilung Öffentlichkeitsarbeit der FNR, ein Themenblock bei den **Berliner Energietage** durch das Projektteam eingebracht. Der Titel des Online-Blocks lautete „Perspektiven flexibler Bioenergie im postfossilen Energiesystem“ und richtete sich bewusst an Energiefachleute außerhalb der Bioenergie-Bubble wie Energieversorger und kommunale.

Entscheidungsträger:innen. Die Veranstaltung wurde mit 200 zugeschalteten Personen sehr gut angenommen.

Abbildung 12: Banner zur Bewerbung des TRANBSIO Themenblock während der Berliner Energietage 2022 (© M. Paterson | KTBL)

Am 6. Juli 2022 fand die **TRANSBIO-Fachtagung** "Post-EEG-Biogas: Zukünftiger Beitrag landwirtschaftlicher Biogasbestandsanlagen für die Energiewende" als Onlinetagung statt. Diese wurde federführend vom KTBL konzipiert, organsiert, beworben und durchgeführt. Die Veranstaltung richtetet sich vornehmlich an Anlagenbetreibende und Biogasberatende und war mit rund 110 Teilnehmende (bei insgesamt rund 130 verzeichneten Anmeldungen) gut besucht. Die Fachvorträge stellten aktuelle politische Entwicklungen, Informationen für die Konzeptentwicklung sowie Erfahrungen aus der Projektrealisierung praxisnah vor. Darüber hinaus haben sie einen Einblick in die facettenreiche Post-EEG-Thematik für Biogasanlagen gegeben und konnten einen wertvollen Austausch zwischen den Teilnehmenden und den Referent:innen ermöglichen. Mit einer Diskussionsrunde endete das Fachprogramm. Der Austausch mit den Referent:innen sowie die Fragen der Teilnehmenden führte zur Konzeption einer Post-EEG Online-Umfrage durch das Projektkonsortium, welche durch das KTBL durchgeführt wurde (siehe Kapitel 2.3.5).

Abbildung 13: Werbebanner zur ersten TRANSBIO-Fachtagung (© M. Paterson | KTBL)

Das **TRANSBIO-Fachgespräch** "Post EEG & EEG 2023 - Neue Impulse für die Bioenergie" des DBFZ fand am 23. November 2022 als Hybrid (online, Leipzig) statt. Die Tagung war, mit rund 70 Teilnehmenden aus den Bereichen Bioenergie (Berater, Forschung, Entscheidungsträger:innen), gut besucht. Herr Dr. Froese (BMEL) begann die Tagung mit einer Einführung in den politischen Kontext und Dr. Stark Mehr (BBE) folgte zur „Flexibilität für die Energiewende – Beiträge der Bioenergie“. Im Rahmen des folgenden Fachprogramms wurden u. a.: aktuelle Rechtsfragen, Nachhaltigkeitsanforderungen an die Holzenergie, der Status Quo der Bioenergie im Deutschen Stromsektor, die Zukunft von landwirtschaftlichen Biogasanlagen sowie das Onlineangebot des TRANSBIO-Vorhabens vorgestellt. Abgerundet wurde das Programm durch eine geleitete Podiumsdiskussion zu „Die Post-EEG – Thematik vor dem Hintergrund neuer geopolitischen Realitäten“.

Für die **Kongressreihe „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“** der FNR und des KTBL im September 2023 konzipierte das Projektkonsortium einen Themenblock zum Weiterbetrieb von Biogasanlagen. Der zweitägige Kongress fand in Bonn und online statt. Der TRANSBIO-Themenblock behandelte einen „Zukünftiger Weiterbetrieb von Biogasanlagen: Flexibilisierung, Biomethan oder gänzlich neue Wege?“ durch die Universität Stuttgart, die „Bioenergie-Kapazitäten im Engpassmanagement“ durch die Technische Hochschule Ingolstadt sowie den Praktikerbeitrag „Vom Pferdemist zum Biomethan-Kraftstoff“ der Königs Pflanzenenergie GmbH. Die Beiträge wurden im gleichnamigen Tagungsband beim KTBL und auf der Homepage der FNR veröffentlicht.

Abbildung 14: Online-Werbebanner zur TRANSBIO-Abschlussveranstaltung im März 2024 (© KTBL)

TRANSBIO-Abschlussveranstaltung fand am 6. März 2024 als Hybridevent in Leipzig und Online unter dem Motto “Bioenergieanlagen – Neue Perspektiven oder Auslaufmodell?" statt (vgl. Abbildung 14). Dabei ging es zum einen um die Post-EEG-Thematik aus volkswirtschaftlicher Sicht. Vorgestellt wurden allgemeinen Weiterbetriebsoptionen für Bioenergieanlagen, die Ergebnisse einer Studienauswertung und einer durchgeführten Delphi-Befragung unter Fachleuten sowie eine systematische Betrachtung der beiden Geschäftsfelder Biomethanerzeugung und Flexibilisierung von Biogasanlagen. Zum anderen wurde das Thema aus betriebswirtschaftlicher Sicht behandelt. Abschließend wurde das Online-

Beratungsangebot zum möglichen Weiterbetrieb von Bestandsbiogasanlagen aus dem Vorhaben vorgestellt. Abgerundet wurde das Programm durch eine geleitete Podiumsdiskussion zu „Der Beitrag von Bioenergie im zukünftigen Energiesystem“, wofür federführend vom IER eigens Leitfragen für die Referenten erarbeitet wurden.

Die Beiträge und Informationen zu den jeweiligen Veranstaltungen, die im Rahmen des Vorhabens ausgerichtet wurden, sind auf dem Fachportal ‚Zukunft Biogas‘[23] unter der Rubrik „TRANSBIO-Veranstaltungen“ zugänglich.

2.3.3 Aktualisierung des Onlinerechners

Die **Web-Anwendung** "Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)" des KTBL ist eine Planungshilfe für die Identifikation von bestehenden Weiterbetriebsoptionen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Bestandsanlagen) nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode.

Das Ziel der Web-Anwendung ist es, eine existierende Biogasanlage über die Eingabe der eingesetzten Substratarten und -mengen sowie der Auswahl der Anlagenkomponenten abzubilden, um dadurch mögliche Weiterbetriebsoptionen darstellen zu können. Auswählbar sind die Nutzungspfade Kraft-Wärme-Kopplung (Vor-Ort-Verstromung und Satelliten mit einem BHKW inkl. Wärmeauskopplung) sowie Biomethanproduktion und -einspeisung (optional mit CNG-Tankstelle). In den Ergebnissen werden für die modellhafte Darstellung der „Post-EEG“-Anlage anlagenspezifische Kennzahlen wie Investitionsbedarf, jährliche Kosten, Arbeitszeitbedarf und -kosten sowie Strom- bzw. Biomethangestehungskosten für Bestandsanlagen ausgewiesen. Ebenso kann eine detaillierte Kalkulation von Wärmeanfall und -bedarfsmengen für ausgewählte Wärmenutzungskonzepte durchgeführt werden.

Die Post-EEG Web-Anwendung Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlagen) des KTBL besticht, stark vereinfacht, durch folgende Eigenschaften:

- Ermittlung der Aggregatsleistungen und weiterer Kenndaten erfolgt Datenbank-gestützt mit Preisindexanpassung je Anlagenteil nach Destatis
- Verfahrenstechnisch / -biologisch plausible Auslegung des Modells
- Dynamische Kennwertauswahl, im Wertebereich der jeweiligen Teilanlagen bzw. Anlagenelemente anhand verfahrenstechnischer Grenzwerte und Abhängigkeiten
- Abschreibungsdauer: +10 Jahre (2. EEG-Förderperiode) für das Weiterbetriebskonzept
- Restwertbestimmung für Anlagenkomponenten berücksichtigt
- Berücksichtigung individueller Betriebsangaben
- Optionale Retrofit-Kostenposition
- „Post-EEG-Version“ der Anlage [SOLL-BGA] wird anhand relevanter Kenngrößen wie z. B. Investition und Betriebskosten, Strom-/ Biomethangestehungskosten und Kalkulatorischer Gewinnbeitrag ausgewiesen.

In Abstimmung mit dem Projektkonsortium (das spiegelt zudem auch die Post-EEG-Umfrage wider) wurde sich darauf verständigt, dass die Weiterbetriebsoption „Rohgaspooling“ respektive „Anlagencluster“ zur

[23] URL des KTBL-Fachportals ‚Zukunft Biogas‘: www.zukunftbiogas.de

Biomethanproduktion (schematische Darstellung, vgl. Abbildung 15) in die Anwendung integriert werden soll. Mit der Integration des neuen GF „Anlagencluster“ soll der User in die Lage versetzt werden, die Rohgasproduktion seine Bestandsbiogasanlage modellhaft mit denen anderer Biogasanlagen zusammen zu schalten, um gemeinsam eine Biomethanaufbereitungsanlage techno-ökonomisch darstellen zu können. Der Tool-User definiert den "Hauptstrang“, zudem sich weitere Rohgasmengen über Mikrogasleitungen addieren. Die Investitionen, Betriebskosten sowie Erlöse sollenden Anlagen, bezogen auf die jeweilige Energiemenge der Rohgasmenge, zugerechnet werden können.

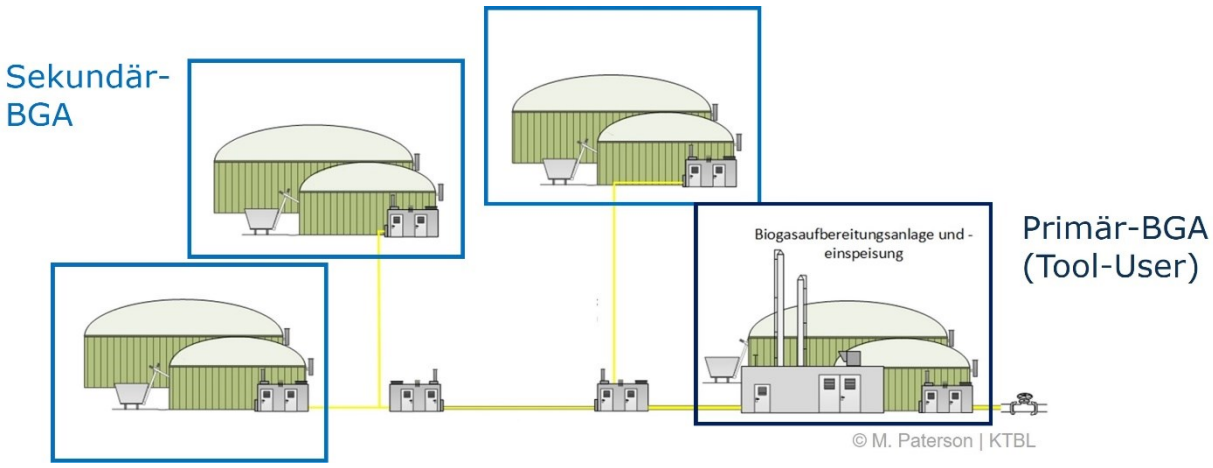

Abbildung 15: Schema eines Anlagenclusters mit Unterscheidung der Klassifizierung Primär-BGA (Tool-User) und Sekundär-BGA in der Web-Anwendung Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlagen) des KTBL

Für die Aktualisierung und fachliche Erweiterung durch das TRANSBIO-Vorhaben wurden erstmals Anforderungen an die Funktionalität, Datenbankarbeit sowie Implementierung eines neuen Geschäftsfelds gestellt. Die in Teilvorhaben 1 vom DBFZ erhobenen Kennzahlen wurden zu Beginn aufbereitet und in Struktur der KTBL-Datenbank übernommen, die als Grundlage für die Onlinewebanwendung dient. Zudem wurde der Preisindex für bauliche wie technische Anlagenteile nach statistischen Kennzahlen ermittelt und ebenfalls in der KTBL-Datenbank aktualisiert.

Für die Programmierung des Moduls „Anlagencluster (Rohgasbündelung)“ in der Web-Anwendung wurden folgende grundlegenden Anforderungen getroffen:

- Modul ist als 3. Option frei wählbar
- User der Anwendung definiert die Primär-Anlage für die Betrachtung
- Bis zu 4 sekundär BGA sind zusätzlich (eingeschränkt) definierbar (u. a. spezifische Substratauswahl, Verweilzeit gasdicht. System, Auslegung der Rohgasleitung)
- Darstellbare Verwertungspfade für das Endprodukt sind Biomethan-Markt sowie Kraftstoff-Markt
- THG für Kraftstoffmarkt wird berücksichtigt (Substratabhängig, Substrattransport, Methanverluste), allerdings erfolgt die grundlegende THG-Berechnung in einer gesonderten Excel-Datei
- Die Biomethangestehungskosten wird der Primär-BGA zugeordnet und Kosten für Sek-BGA ausgewiesen.

Die Einbindung in die bereits existierende Anwendung erfolgt parallel zu Auswahl-Optionen KWK-Nutzung und Biomethan, sodass sich das Konzept „Cluster“ als dritte Weiterbetriebsoption auswählen lässt. Nach

der Festlegung der Cluster-spezifischen Kennwerte, gliedert sich diese Option in das Schema der Biomethan-Option ein (vgl. Abbildung 16).

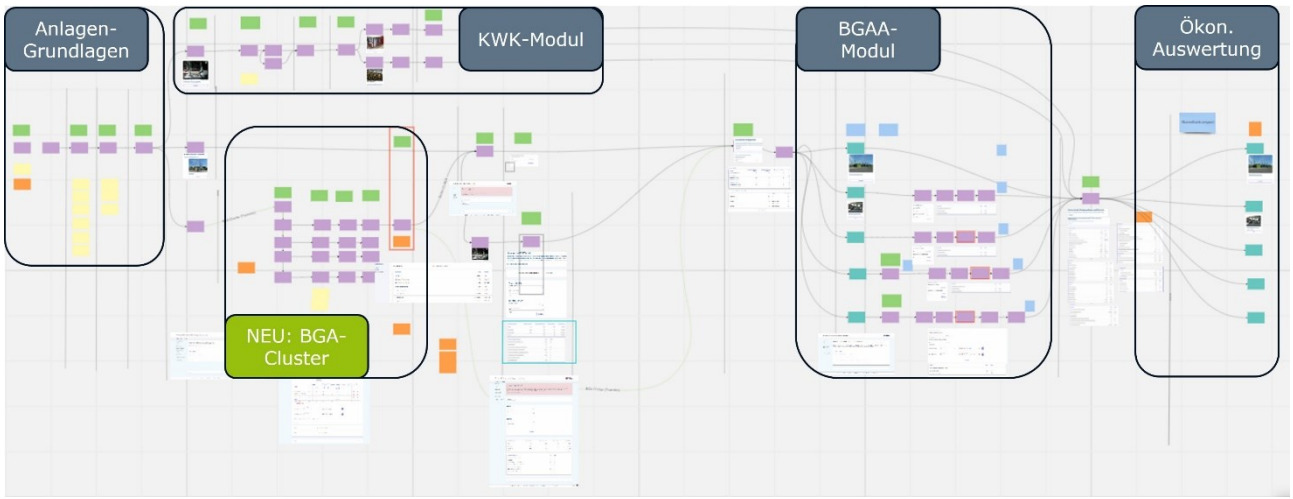

Abbildung 16: Schematische Eingliederung des Moduls „Cluster“ in die Architektur der Web-Anwendung Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlagen) des KTBL

Grundlegend erfolgt die **Programmierung** in einer 3-Schichten-Architektur, in der drei unterschiedliche „Schichten“ eine festgelegte Aufgabe erfüllen: Daten-Schicht, Logik-Schicht und Präsentationsschicht. Die Entwicklung aller drei 'Schichten' findet parallel statt. Somit können alle Abfragen und Anforderungen zeitnah miteinander abgeglichen werden.

Backend: In einer Oracle-Datenbank wurden bereits bestehenden Daten zu Biogasanlagen, den benötigten Stoffen und weitere abhängige Daten verwaltet. Ebenfalls stehen Eingabemasken zur Aktualisierung dieser Inhalte zur Verfügung. Somit mussten diese Inhalte in eine eigens für das Projekt geschaffene Datenbankstruktur kopiert und um neue Inhalte erweitert werden.

Middleware: Hierbei handelt es sich um einen auf Java basierenden Webdienst, der alle notwendigen Daten aus der Datenbank abgreift und diese - in aufbereiteter Form - über eine REST-Schnittstelle (Representational State Transfer) dem Frontend zur Verfügung stellt. Eine solche Architektur verfolgt das Ziel, über ein einfaches Protokoll Daten abzurufen und zu manipulieren. Üblicherweise werden Daten in dem Format JSON dargestellt. Hierfür kommt die gängige Programmiersprache Java zum Einsatz, die häufig für diese Art von Aufgaben eingesetzt wird. Der Einsatz von Java, REST-Webservices, JSON und den dazugehörenden Techniken sind in der Softwareentwicklung gängig. Die notwendigen Softwarebausteine sind bereits im KTBL im Einsatz.

Frontend: Das Frontend ist eine 'klassische' Webanwendung. In dieser kann der Nutzer eine Biogasanlage beschreiben bzw. festlegen, die Optimierungsmöglichkeiten aussuchen und die dazugehörenden ökonomischen Daten vergleichen. Die Webanwendung wird mit dem quelloffenen Framework Angular entwickelt. Ein Framework vereinfacht das Entwickeln einer Software, indem es dem Programmierer Werkzeuge und wiederverwendbare Bausteine zur Verfügung stellt. Angular wird von Google Inc. entwickelt. Da zu erwarten ist, dass Angular noch lange am Markt sein wird, ist somit die Wartung und Weiterentwicklung der Produkte, die auf Angular basieren, langfristig gesichert. Die Webanwendung greift über die oben genannte REST-Schnittstelle alle erforderlichen Daten ab und schickt diese - nachdem der Nutzer seine Auswahl getroffen hat - zur

Weiterbearbeitung zurück. Zusätzlich zu den funktionalen Anforderungen werden auch Fragen zu dem Layout geklärt. Die Anwendung soll alle wichtigen Informationen anschaulich darstellen können und dem Nutzer die Dateneingabe so einfach wie möglich machen. Eine Herausforderung ist es, die fachlichen Zusammenhänge und die sich daraus ergebenden Einschränkungen anschaulich darzustellen.

Für die Programmierung wurde ein **IT-Fachkonzept** bzw. IT-Pflichtenheft erstellt, das im Detail die zu erbringenden Produktleistungen und Programmiergrundlagen (fachlichen Begebenheiten, Zusammenhänge, Logiken, Rechenschritte) beschreibt. Zusammen mit dem Pflichtenheft sind die Produktleistungen in Excel-Dateien funktionell und prozesstechnisch in einer Miro-Übersicht beschrieben.

Die schriftliche, wie schematische Dokumentation sowie das detaillierte IT-Pflichtenheft zur Programmierung des Post-EEG-Rechner Biogas wurden vom KTBL allein für die Realisierung der Web-Anwendung erarbeitet. Diese ist nicht für die Öffentlichkeit bestimmt und wird daher nicht im Schlussbericht abgedruckt.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Programmierung zur Erweiterung der Web-Anwendung zusammen mit einer zusätzlichen Erweiterung zur Darstellung des Geschäftsfeld Biomethan als Kraftstoff (BIOKRAFT-Modul) erfolgt. Aus diesem Grund kann der Launch des Moduls „Biogasanlagen-Cluster“ nur zeitlich mit dem Kraftstoff-Modul erfolgen. Die Veröffentlichung beider neuen Module der Web-Anwendung "Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)" ist für Anfang 2025 vorgesehen.

Für das KTBL versteht es sich, dass die Web-Anwendung "Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)" als Planungshilfe für Biogasanlagenbetreibende auch nach Beendigung des Projektes fortbesteht. Daher wird die Web-Anwendung bis auf weiteres fachlich wie technisch durch das KTBL aktuell gehalten.

2.3.4 Aktualisierung des Post-EEG-Fachportals Biogas

Das **Post-EEG-Fachportal** ‚Zukunft Biogas‘[24] des KTBL, richtet sich vornehmlich an Anlagenbetreibende und Beratende. Mit diesem Webangebot werden seit 2021 praxisrelevante Ergebnisse aus Post-EEG-Projekten und weitere abgesicherte Informationen rund um das Themenfeld sowie mögliche Zukunftsoptionen für Betreibende landwirtschaftlicher Biogasanlagen gebündelt zur Verfügung gestellt.

Das Fachportal dient als Erkenntnisquelle für die Praxis und grenzt sich inhaltlich von der Forschungsdatenplattform (AP 3) deutlich ab, die sich verstärkt an die Wissenschaft richtet.

Das Fachportal wurde im Rahmen von TRANSBIO strukturell und inhaltlich vom KTBL erweitert und aktualisiert (AP 6.3). Im Rahmen der Erweiterung wurde z. B. die Rubrik „Post-EEG-Projekte“ u. a. um Informationen zum TRANSBIO-Vorhaben erweitert, dass u. a. die Vorträge der TRANSBIO-Veranstaltungen öffentlich zugänglich macht. Darüber hinaus wurde im Bereich ‚Veröffentlichungen‘ insbesondere Leitfäden, Broschüren, Abschlussberichte und Publikationen, die sich im Wesentlichen mit den Themenbereichen Repowering, Optimierung sowie mit Post-EEG-Konzepten für Biogasanlagen befassen,

[24] URL des KTBL-Fachportals ‚Zukunft Biogas‘: www.zukunftbiogas.de

aufgenommen. Unter der Rubrik „Termine“ wurden kontinuierlich Biogas-Veranstaltungen zum Themenbereich vom KTBL angekündigt.

Neben der Projektvorstellung werden auch auf, für die Zielgruppe relevanten, TRANSBIO-Produkte wie die Forschungsdatenplattform ‚BE Future‘ verwiesen und die Erklärvideos oder die Publikationen für Betreibende zur Verfügung gestellt.

Für das KTBL versteht es sich, dass das Post-EEG-Fachportal ‚Zukunft Biogas‘ auch nach Beendigung des Projektes fortbesteht. Daher wird das Onlineangebot bis auf weiteres fachlich wie technisch durch das KTBL aktuell gehalten.

2.3.5 Online-Umfragen Post-EEG (Biogas)

Während der TRANSBIO-Fachtagung "Post-EEG-Biogas: Zukünftiger Beitrag landwirtschaftlicher Biogasbestandsanlagen für die Energiewende“ des KTBL Anfang Juli wurde deutlich, dass es für die Erarbeitung von Handlungsempfehlungen für den Biogasbereich hilfreich sein könnte, ein differenzierteres Bild von der Zuhörerschaft der Tagung zu erhalten bzw. herauszufinden, welche Strategien und Herangehensweise im Bezug zur Post-EEG-Thematik in der Praxis mehrheitlich in Betracht gezogen werden. Aus diesem Grund hat das KTBL in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern eine Umfrage konzipier und durchgeführt, um das Meinungsbild einiger Teilnehmender der Fachtagung zum Themenbereich Post-EEG Biogas einzuholen.

Die **1. Umfrage Post-EEG (Biogas)** richtete sich an die Teilnehmenden der TRANSBIO-Fachtagung. Die Teilnehmenden konnten im Zeitraum zwischen 13. Juli bis 1. August 2022 ihre Antworten in die Umfrage eintrage. Die Umfragen erfolgte online über das KTBL mit Hilfe des Programms "Questionstar". Diese Möglichkeit haben 33 Personen (vollständige Antworten) wahrgenommen; das entspricht einer Umfrage-Abschlussquote von 73,3 %. Die Auswertung der Fragen wie z. B.:

- Welche Optionen / Geschäftsfelder würden aktuell für ein Weiterbetriebskonzept für Biogasanlagen in Betracht gezogen?
- Wann würden Sie beginnen, sich mit den Planungen für ein / mehrere Weiterbetriebskonzept€ konkret zu beschäftigen bis zum Auslaufen der 1.EEG-Förderperiode?
- Würden Sie eine Unterstützung / Erstberatung bei der Vorbereitung auf einen Folgebetrieb in Anspruch nehmen? Oder
- Welche Strategie zur Gebotspreisfindung angewandt werden?

erbrachte ein erstes Meinungsbild einiger Biogasakteure. Die Auswertung der 1. Umfrage kann dem Zwischenbericht entnommen werden. Leider ließ die geringe Anzahl an Rückmeldungen keine belastbaren Rückschlüsse zu.

Dies wurde im AP 10 zum Anlass genommen, eine **2. Umfrage Post-EEG (Biogas)** durchzuführen – dieses Mal mit einer größeren Anzahl Teilnehmenden. Das Anschreiben zur Teilnahme erfolgte per Mailing über den umfangreichen Biogas-Verteiler des KTBL. Darüber hinaus erfolgte eine gezielte Bewerbung über Soziale Medien. Der Fachverband Biogas und die FNR unterstützen diesen Aufruf. Adressiert wurden unterschiedliche Akteure der Biogasbranche, u. a. Anlagenbetreibende, Planende, Beratende und Forschende.

Die vom KTBL durchgeführte Online-Umfrage erfolgte im Zeitraum Mitte November 2023 bis Mitte Januar 2024. An der anonymen Befragung nahmen insgesamt 284 Personen teil, wovon 212 Teilnehmende die Fragen vollständig beantworteten. Das entspricht einer Umfrage-Abschlussquote von 74,6 %. Die Umfragen erfolgte online über das KTBL mit Hilfe des Programms "Questionstar".

Im Folgenden werden die gestellten Fragen und die dazugehörigen Ergebnisse der Befragung dargestellt. Wenn bei der Beantwortung der Frage Mehrfachnennungen möglich war, wird dies bei der Auswertung kenntlich gemacht. Einige Fragen waren als Freitexteingabe vorgesehen. Diese können auf Grund des großen Umfangs nur verkürzt dargestellt werden. Die gesamte Auswertung inkl. aller Freitextantworten findet sich im Anhang 5.2: Online-Umfrage Post-EEG (Biogas) 2024.

Branchengruppenzugehörigkeit

Die erste Frage stellte fest, in welcher Funktion die Person an der Post-EEG-Umfrage teilgenommen hat bzw. welcher Branchengruppe sie zugehörig ist?

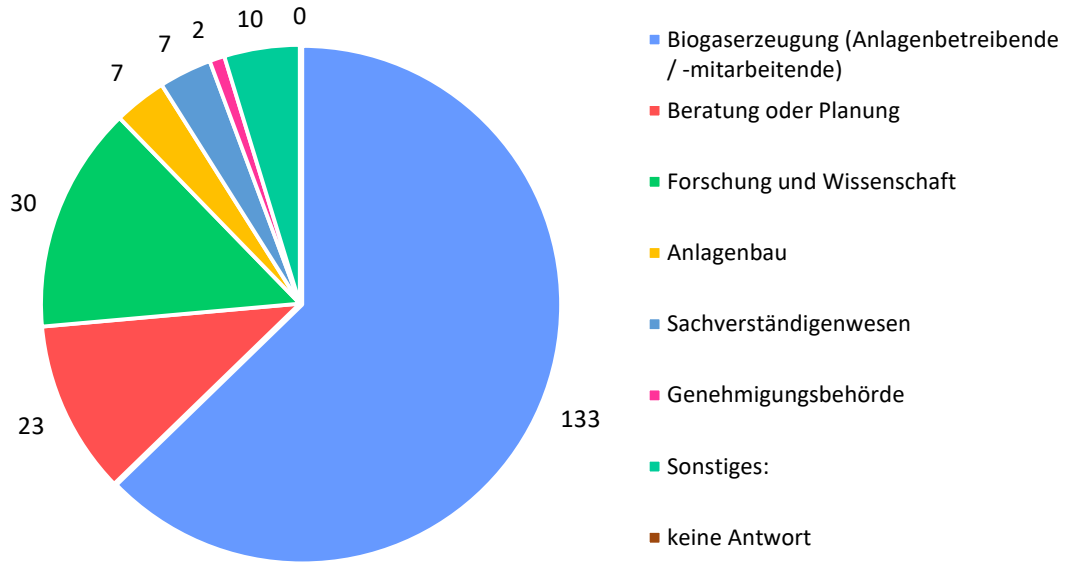

Abbildung 17: Auswertung der Branchengruppenzugehörigkeit der Befragten Personen (n: 212). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Die Gruppe der Anlagenbetreibenden stellt mit rund 63 % die größte Gruppe der Befragten in der Post-EEG-Umfrage dar. Unter der Rubrik Sonstiges sind drei Verbandsvertreter, zwei Behördenvertreter, ein Landwirt, ein Direktvermarkter, ein Bankvertreter, ein Fachredakteur sowie ein ehemaliger Betreiber zusammengefasst.

Geschäftsfelder für möglichen Anlagenweiterbetrieb

Die Probenden wurden gefragte, welche Optionen bzw. Geschäftsfelder würden, aktuell für ein Weiterbetriebskonzept für Biogasanlagen in Betracht gezogen werden. Mehrfachnennungen waren möglich.

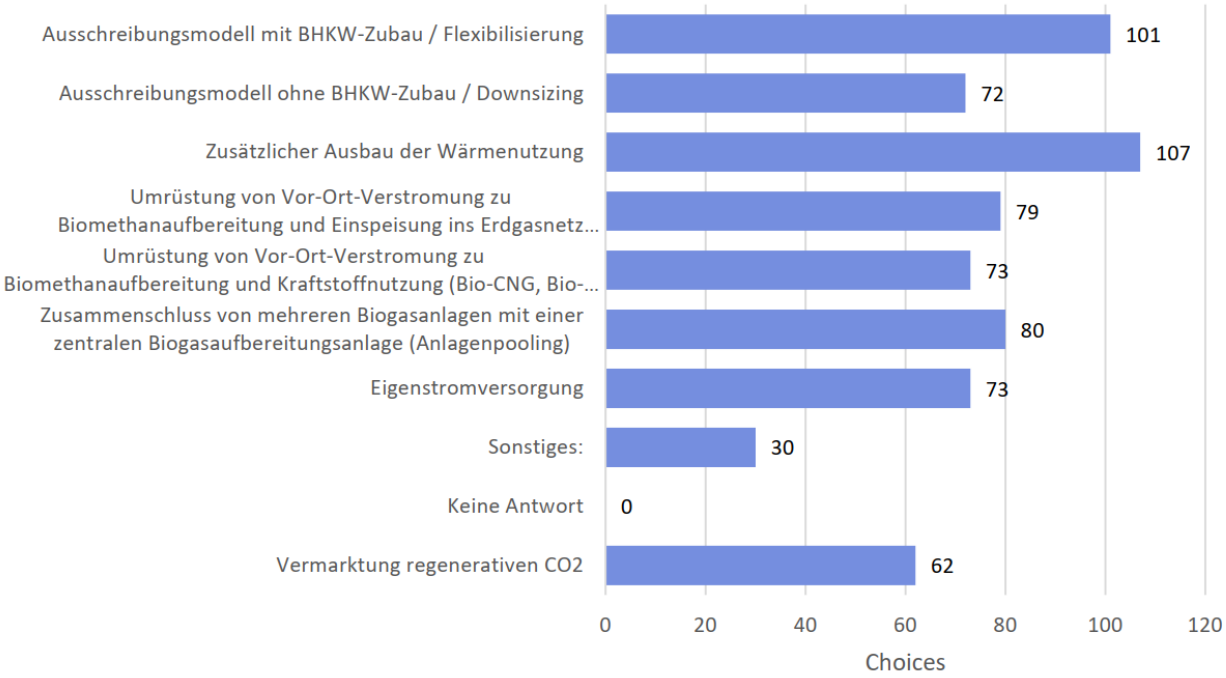

Abbildung 18: Ergebnis der Befragung (n: 677) zu möglichen Geschäftsfelder für ein Weiterbetriebskonzept der Biogasanlage. KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Das Meinungsbild tendiert zum einen deutlich zum Ausbau der flexiblen Stromproduktion über das EEG-Ausschreibungsmodel, in Kombination mit einer Erweiterung der externen Wärmenutzung. Zum anderen wird der Wechsel in den Biomethan bzw. Kraftstoffmarkt, sei es als Solo-Einspeisung oder über die Rohgasbündelung über ein Biogasanlagen-Cluster, als zukunftsträchtig bewertet.

Unter der Rubrik „Sonstiges“ wurde von den Befragten weitere Optionen wie u. a. die Anlagen-Stilllegung, Wärmenutzungsausbau, weitere Direktvermarkung, Kraftstoffvermarktung, Düngemittelvermarktung (Gärprodukt als Torfersatz), H_2-Herstellung und weitere CO_2-Nutzung sowie die Verwertung von Reststoffen aufgeführt.

Investitionsbereitschaft (Ausschreibungsmodel)

Es wurde gefragt, ob aktuell weiter investieren würde, um die Biogasanlage „fit“ für die EEG-Ausschreibung zu machen.

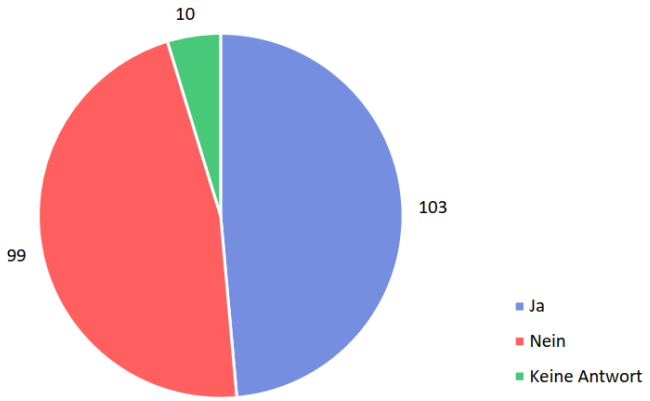

Abbildung 19: Auswertung zur Investitionsbereitschaft im Rahmen des EEG-Ausschreibungsmodels (n: 212). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Die Mehrheit der Befragten spricht sich für die Re-Investition der Biogasanlage aus, um an der Biomasse-Ausschreibung zu partizipieren. Allerding lassen sich für die Ablehnungen keine Gründe ableiten, da hierzu keine Antworten eingeholt wurden. Das sich die Frage zur Investitionsbereitschaft allein auf das Ausschreibungsmodel bezog, können die Verneinungen von der Anlagenstilllegung bis hin zum Wechsel in den Biomethanmarkt begründet sein.

Strategie zur Gebotspreisfindung (Ausschreibungsmodel)

Die Umfrageteilnehmenden wurden gebeten, Angaben über deren Strategie zur Gebotspreisfindung zur Teilnahme an der EEG-Ausschreibung zu machen. Mehrfachnennungen waren möglich (vgl. Abbildung 20).

Unter „Sonstiges“ gaben sieben Teilnehmende an, nicht an der EEG-Ausschreibung teilnehmen zu wollen, was z. T. auch damit begründet wurde, dass die Anlage stillgelegt werden soll (Zitat eines Teilnehmenden: „Nicht bieten, da wir nicht gewollt sind“). Weitere genannte Ansätze waren das Ergebnis der Betriebszweigauswertung sowie das „Gespräch mit der Bank“ als Grundlage zu nutzen.

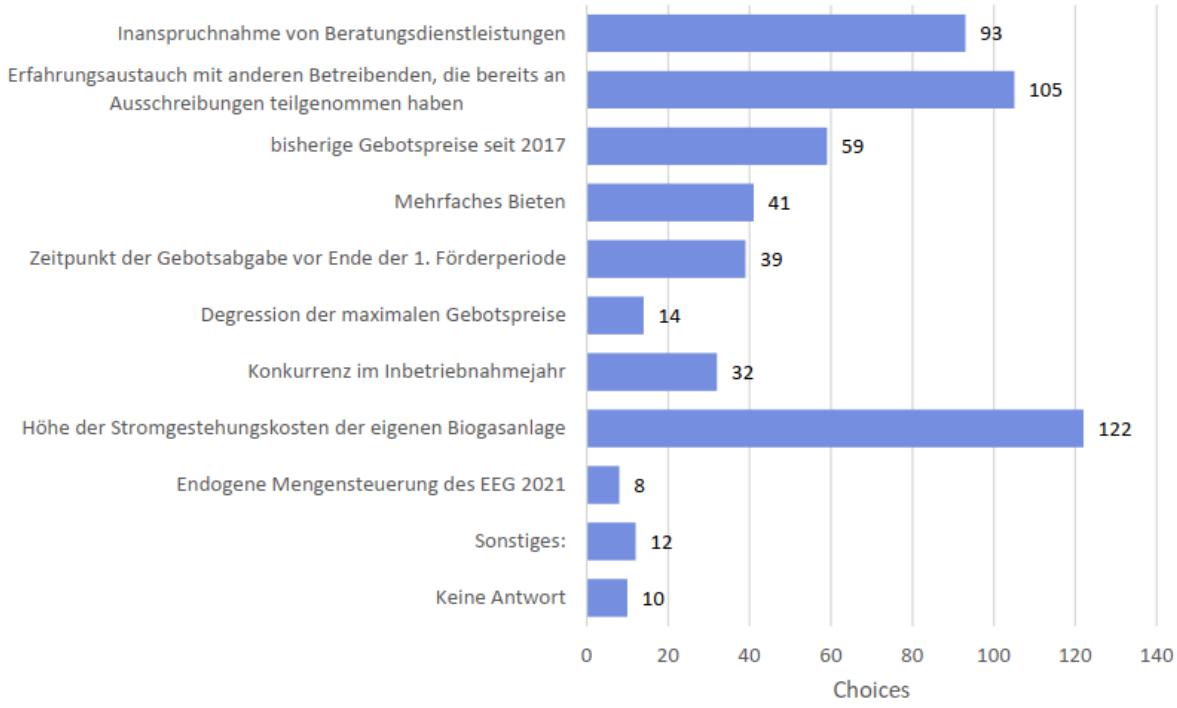

Abbildung 20: Ergebnis der Umfrage (n: 535) zu möglichen Strategien für die Gebotspreisfindung für das Ausschreibungsmodel. KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Zeitplanung für Weiterbetriebskonzept

Unter diesem Punkt wurden die Befragten gebeten anzugeben, wann sie damit beginnen würden, sich mit den Planungen für ein / mehrere Weiterbetriebskonzept(e) konkret zu beschäftigen. Die Umfrage ergibt, dass sich die Mehrheit der Befragten, etwa 42 %, ein bis drei Jahre vor Ablauf der 1. EEG-Förderperiode die Planungen beginnen würden. 33 % würden dies sogar früher, drei bis fünf Jahre vor Vergütungsende beginnen.

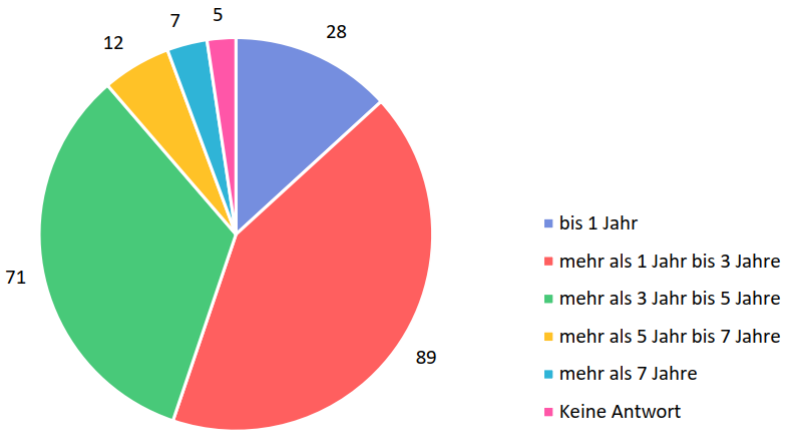

Abbildung 21: Umfrageergebnis zur Zeitplanung für das Weiterbetriebskonzept (n 212). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Bedarf und Themen der Post-EEG-Erstberatung

Herbei wurde abgefragt, ob zur Vorbereitung eines Weiterbetriebskonzepts eine Unterstützung bzw. Erstberatung in Anspruch genommen wurde und welche Themen im Falle einer Beratung behandelt werden sollten. Die überwiegende Mehrheit von 88 % wünscht sich eine Unterstützung bzw. Erstberatung zur Vorbereitung auf den Folgebetrieb – für 30 % der Befragten müsste dieses Angebot jedoch kostenfrei sein.

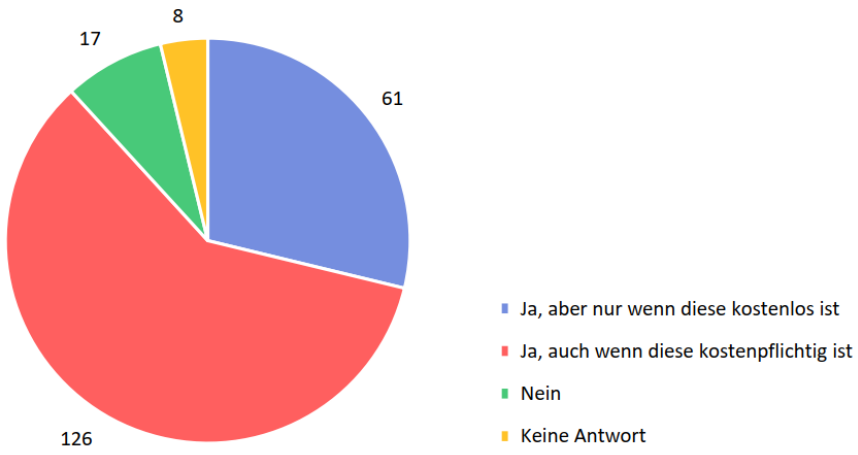

Abbildung 22: Ergebnis zum Bedarf einer Post-EEG-Erstberatung (n 212). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Die genannten Themen für eine mögliche Post-EEG-Erstberatung lassen wie folgt zusammenfassen:

- Generelle Möglichkeiten des Weiterbetriebes (Risiken der verschiedenen Optionen)
- Wirtschaftlichkeit, Marktentwicklung, Förderung, rechtl. Grundlagen
- Änderungen und Optimierung der Einsatzstoffe, Anforderungen gem. RED II / III, Einsatz ökologischer wertvoller Biomasse
- BHWK-Auslegung (Überbauung)
- Wärmenutzungskonzepte und Wärmenetze
- Biogasaufbereitungsverfahren, Vermarktung Biomethan als Kraftstoffen
- Vermarktung von Nebendienstleistungen (CO_2 Zertifikate etc.)
- Potentiale der Region bestimmen
- Wie überzeuge ich meine Bank von möglicher Investition
- CO_2-Nutzung und Vermarktung (reinen Kohlenstoff, Methanol, grünes CO_2)
- Rohgasbündelung mit anderen Biogasanlagen
- Beurteilung der IST-Situation der Anlagen bzw. des landwirtschaftlichen Betriebes.

Aktuelle Herausforderungen (aus Sicht der Befragten)

Die Umfrageteilnehmenden wurden gebeten anzugeben, welches derzeit die größten Herausforderungen bzw. Hemmnisse bei der Realisierung eines Weiterbetriebskonzepts für die Biogasanlage darstellt. Die Antworten der Befragten erfolgten als Freitext. Für eine bessere Übersicht der Rückmeldungen, die z. T. sehr ausführlich ausfielen, wurden die Antworten der 149 Probanden gebündelt und in folgender Graphik zusammengefasst. Mehrfachnennungen waren möglich (vgl. Abbildung 23).

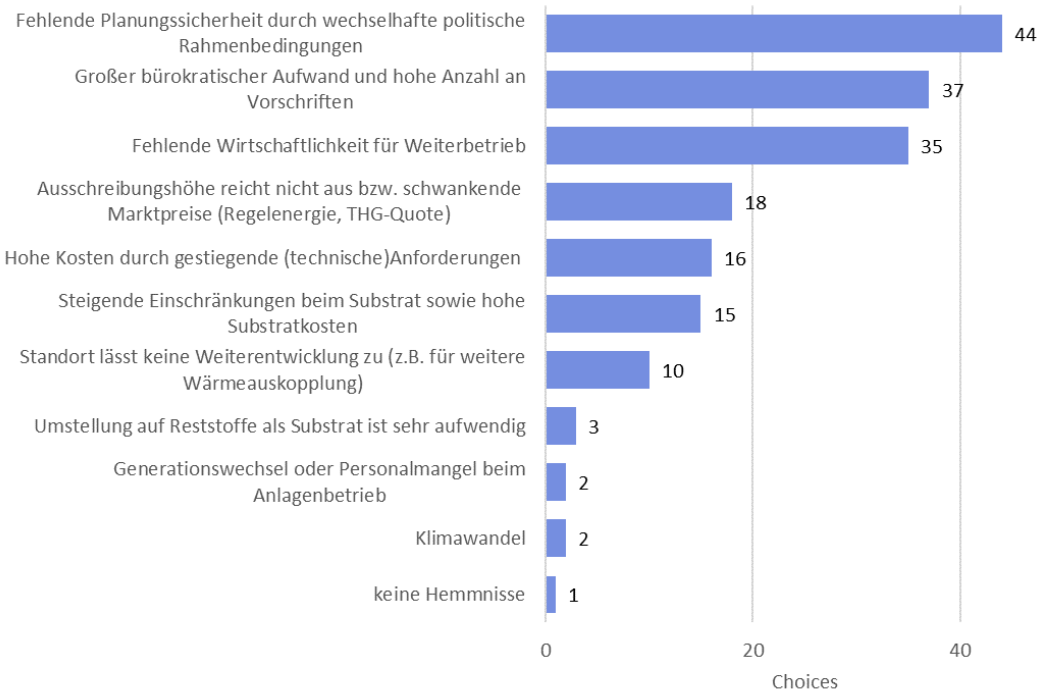

Abbildung 23: Zusammenfassung zur Frage nach den aktuellen Herausforderungen bzw. Hemmnisse bei der Realisierung eines Weiterbetriebskonzept (n 149). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Das größte Hemmnis für den Weiterbetrieb entfällt, laut 30 % der Befragten, auf die fehlende Planungssicherheit durch wechselhafte Rahmenbedingungen. In den Antworten wurde dies zum Teil damit zum Ausdruck gebracht, dass der Eindruck vermittelt wird, dass die deutsche Politik die Nutzung von Biogas/Biomethan für die Energiewende nicht gebührend berücksichtigt. Das große Maß an Bürokratie sowie die wachsende Anzahl an Vorschriften und Auflagen, die den (Weiter-)Betrieb betreffen, stellt für 25 % der Probenden eine nennenswerte Herausforderung dar. Eine ähnlich große Anzahl an Rückmeldungen entfällt auf die fehlende Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs der Biogasanlagen, welches oft mit den gestiegenen Kosten für Neuanschaffungen sowie der kurzen Amortisationszeit (dabei wird sich i. d. R. auf das zehnjährige Zusatzgebot in der Biomasse-Ausschreibungen für Bestandsanlagen bezogen (EEG 2023)) für die Folgekonzepte begründet wird.

Die Ergebnisse der 2. Post-EEG-Befragung wurden beim TRANSBIO-Abschluss vorgestellt und sind in der Sonderveröffentlichung des KTBL (vgl. Publikation für Betreibende in Kapitel 2.3.7) veröffentlicht.

2.3.6 Erklärfilme

Im Rahmen des Arbeitspakets wurden drei Videoclips erstellt, die zum einen das Vorhaben und zum anderen Themenbereiche des Post-EEG-Komplexes einer breiten Zielgruppe vorstellen.

Zu Projektbeginn wurde vom DBFZ ein **Kurzfilm** zum Vorhaben erstellt. In den fast 6 min. Beitrag erläutern die wissenschaftlichen Mitarbeiter Tino Barchmann und Martin Dotzauer die thematischen Hintergründe zum Vorhaben und geben eine Projektvorstellung ab. Der Kurzfilm ist auf dem Videoportal YouTube einsehbar[25].

Darüber hinaus wurden zwei Erklärvideos produziert, die Interessierte das Thema Post-EEG für Bioenergieanlagen näher zu bringen soll. Das KTBL hat in Zusammenarbeit mit der Produktionsfirma youknow einen Erklärfilm erstellt. Die beiden Infoclips sollen das Thema „Post-EEG-Biogas“ behandeln. Diese lehnen sich im Umfang und Stil an den Erklärvideos des KTBL an, indem der gesprochen Text druch animierte Zeichnungen untermalt wird. Für die Herstellung wurden zunächst die beiden festgelegten Themen jeweils in einem Hintergrundpapier dargestellt und der Rahmen der Erklärfilm für die Produktion im Detail abgestimmt (Zielgruppe und dessen Vorwissensstand, Erklärungsbedürftigkeit des Themas, Einschränkungen, Zielsetzung). Anschließend wurden die Sprechtexte abgestimmt und verfeinert, die Sprecher ausgewählt und in einigen Durchläufen die grafische Storyline erstellt.

Erklärfilm „Post-EEG für Biogasanlagen“ (1:40 Min.)
Wie geht es mit der Biogasanlage weiter, wenn deren EEG-Förderung nach 20 Jahren ausläuft? Immer mehr Anlagenbetreiberinnen und -betreiber müssen sich diese Frage stellen. Das eine Entscheidung nicht auf die zu lange Bank geschoben werden sollte, zeigt ein Erklärfilm des KTBL.

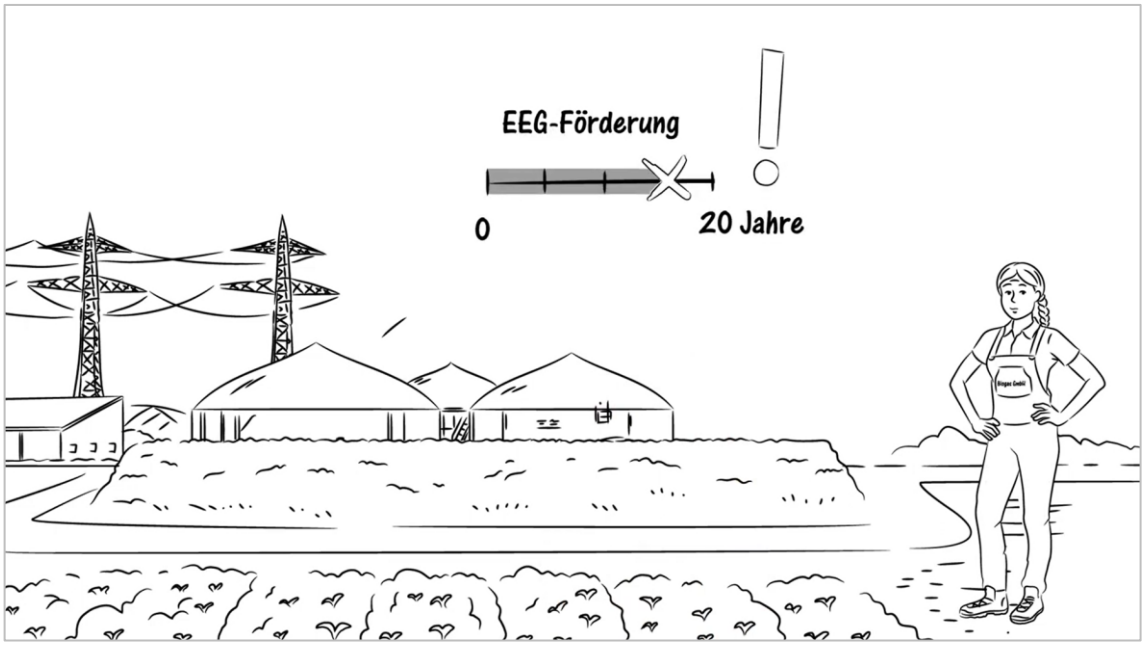

Abbildung 24: Szene aus dem TRANSBIO-Erklärfilm „Post-EEG für Biogasanlagen“ © KTBL

[25] URL zur filmischen Vorstellung von TRANSBIO: https://www.youtube.com/watch?v=qhqzMBwvtpc

Erklärfilm „Biogasanlagen-Cluster“ (1:34 Min.)
Was ist ein Biogasanlagen-Cluster (Biomethan) und welche Vorzüge bringt dieses Konzept? Ob und wie diese Option für eine Bestandsanlage von Interesse ist, kann im Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas herausgefunden werden.

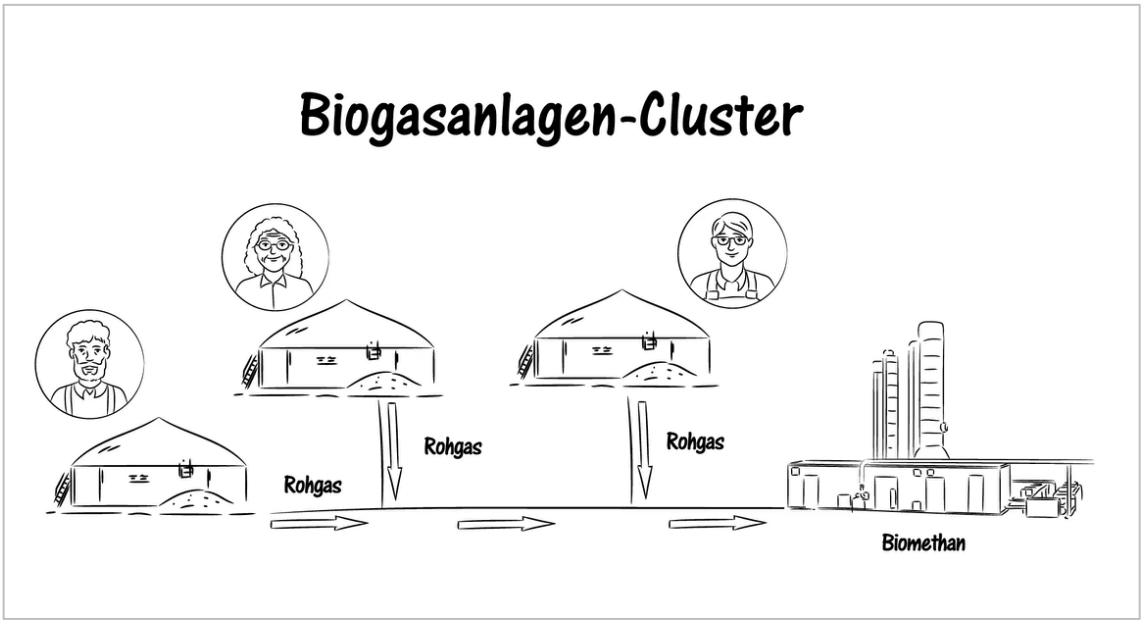

Abbildung 25: Szene aus dem TRANSBIO-Erklärfilm „Post-EEG für Biogasanlagen“ © KTBL

Der Erklärfilm „Post-EEG für Biogasanlagen“ ist auf dem Videoportal YouTube [26] sowie auf dem Fachportal ‚Zukunft Biogas‘ einsehbar. Der Erklärfilm „Biogasanlagen-Cluster“ wird im Zuge des Launch des Cluster-Moduls der Web-Anwendung „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas“ auf YouTube veröffentlicht, da darin auf die Web-Anwendung hingewiesen wird.

2.3.7 Veröffentlichungen für die Biogas-Praxis

Neben den bisher genannten Veröffentlichungen des Vorhabens, wurden zusätzlich eine Publikation für Betreibende (AP 6) sowie zu den Biogas-Betriebsmodelle für Post-EEG-Biogasanlagen erarbeitet worden.

Die rund 60-seitige **Publikation für Betreibende**, die als Sonderveröffentlichung des KTBL veröffentlicht wird, enthält die Ergebnisse Post-EEG Umfrage 2023 / 24 des KTBL, die aktuelle Vorstellung des Stands der Biogastechnik in Deutschland als Gastbeitrag des DBFZ, eine kurze Vorstellung aktuell relevantesten Biogas-Geschäftsmodelle sowie das Resümee aus der TRANSBIO-Metastudie (Synopse). Darüber hinaus werden weiterführende Informationen zu div. Web-Anwendungen und -Portale sowie ausgewählte Literatur vorgestellt.

[26] URL zum Erklärfilm „Post-EEG für Biogasanlagen“: https://www.youtube.com/watch?v=oO3ZqrOzSdQ

Gliederung der TRANSBIO-Sonderveröffentlichung des KTBL:

- Einleitung
- Biogas in Deutschland
    - Anlagenbestand
    - Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung
    - Technische Parameter und Anlagenbetrieb
    - Wärmebereitstellung und -nutzung
    - Ausblick
- Ergebnisse der aktuellen KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“
- Geschäftsfelder zum Anlagenweiterbetrieb
    - Flexible Kraft-Wärme-Kopplung
    - Biomethanproduktion
    - Biogasanlagen-Cluster (Biomethan)
    - Weitere Geschäftsfelder
- Ergebnisse einer Meta-Analyse von Post-EEG-Studien
- Weiterführende Informationen
    - Web-Anwendungen des KTBL
    - Fachportal „Zukunft Biogas“
    - Forschungsdatenplattform „BE Future“
    - Ausgewählte Literatur
- Literatur
- Abkürzungsverzeichnis
- Mitwirkende

Die Publikation richtet sich vornehmlich an Betreibende und Berater von Biogasanlagen und wurde von Projektpartnern des IZES sowie des DBFZ mitverfasst. Die elektronische Veröffentlichung wird auf der Homepage des KTBL sowie dem Post-EEG-Fachportal ‚Zukunft Biogas‘ kostenlos zur Verfügung gestellt.

Die **Biogas-Betriebsmodelle** für Post-EEG-Biogasanlagen, die ursprünglich im Vorhaben „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen" (ProBiogas) erstellt wurden, sind im AP 10 des TRANSBIO-Projekts aktualisiert worden. Als Grundlage dafür dienten konsolidierte Daten die AP 2 zusammengetragen wurden sowie Grunddaten aus der KTBL-Datenbank (KTBL 2023). Die darin enthaltenen Anschaffungspreise für Bauteile werden mit einem Preisindex nach Destatis fortgeschriebenen, um die Aktualität zu gewährleisten.

Für die Darstellung von möglichen Weiterbetriebsoptionen von älteren Biogasanlagen nach Ablauf deren 20-jähriger garantierter Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare Energien Gesetzt (EEG) – diese Fallkonstellation wird auch als Post-EEG-Phase bezeichnet – wurden praxisnahe Biogasmodelle entwickelt, die sich aus Basismodellen und ergänzenden Verfahrensoptionen zusammensetzen. Anhand dieser Modelle werden unterschiedliche Bestandsanlagen dargestellt, die wiederum mit Verfahrensoptionen kombiniert werden, die bereits heute zum Einsatz kommen und an sich oder in Kombination mit anderen Verfahrensoptionen das Potenzial besitzen, den wirtschaftlichen Fortbestand einer Biogasanlage zu ermöglichen. Die Abbildung 26 zeigt schematisch die Zusammenhänge und Abgrenzung des Begriffs „Betriebsmodelle. Mit Hilfe der 17 Modelle, die einer plausiblen verfahrenstechnischen Auslegung unterliegen, wurden detaillierte Biogas-Betriebsmodellen erstellt, die

eine ökonomische Bewertung möglicher Optionen für den Weiterbetrieb von Bestandsbiogasanlagen erlaubt.

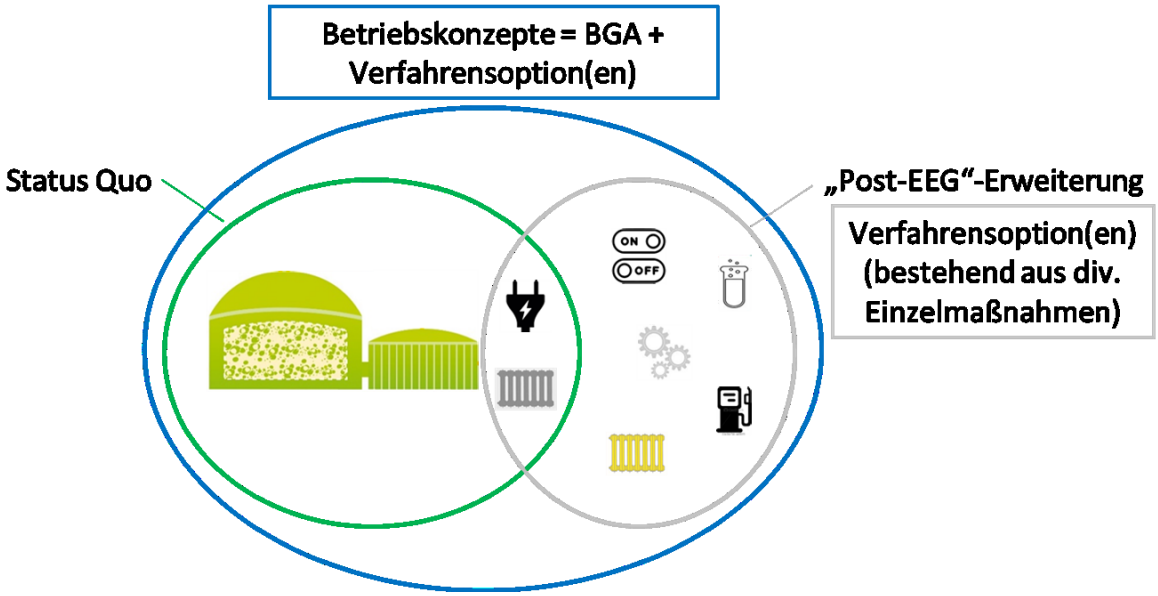

Abbildung 26: Aufbau der modellhalten Betrachtung sowie Abgrenzung des Begriffs „Betriebsmodelle". Als „Status Quo" wird das bisherige Konzept der Bestandsbiogasanlage verstanden, dass für den Post-EEG-Weiterbetrieb um Verfahrensoptionen zu einem Betriebsmodell ergänzt wird („Post-EEG-Erweiterung") © KTBL; Grafik/Illustration: M. Paterson

Die dazugehörige elektronische Veröffentlichung „Betriebsmodelle landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Darstellung von Weiterbetriebsoptionen nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode" enthält alle techno-ökonomischen Änderungen der Biogasmodelle und die zugrundegelengten neuen Kennwerte und Anschaffungspreise. Anlagenbetreibende und Berater werden mit Hilfe der Projektergebnisse in die Lage versetzt, anhand von detaillierten Informationen zu den technischen Möglichkeiten sowie ökonomischen und ökologischen Konsequenzen von Optimierungsansätzen, passende Konzepte für Biogasanlagen zu identifizieren und weiterzuentwickeln. Damit wird das „System Biogas" dazu ertüchtigt, weiterhin einen relevanten Beitrag zur hiesigen Energiebereitstellung, aber auch Systemdienstleistungen außerhalb der Energiebereitstellung, z. B. für die Landwirtschaft, zu erbringen.

Der knapp 100 Seiten starke Bericht wird voraussichtlich ab September 2024 auf dem Post-EEG-Fachportal ‚Zukunft Biogas' in der Rubrik „Betriebsmodelle" verfügbar sein.

2.3.8 Öffentlichkeitsarbeit

Für das Vorhaben wurden diverse Maßnahmen zur projektbezogenen Öffentlichkeitarbeit, entsprechend der Kommunikationsstrategie, geplant und durchgeführt. Für die Öffentlichkeitarbeit wurden überwiegend die Kanäle der Einrichtungen verwendet (DBFZ: Forschung; IZES: Forschung, Praxis (Holz); KTBL: Praxis (Biogas)).

Für eine Laufende Dokumentation der Maßnahmen und zur Planung von Veröffentlichung und PR-Maßnahmen wurde eine Cloud-basierte Übersichtstabelle gepflegt. Im Anhang 5.3 findet sich die Übersicht als PDF-Datei zur Einsicht.

Neben der TRANSBIO-**Projektseite** des DBFZ haben die Projektpartner, z. T. nur während der Projektlaufzeit, auf ihren Internetpräsenzen auf das Vorhaben hingewiesen.

- URL der DBFZ-Seite: www.dbfz.de/transbio
- URL der IZES-Seite: https://izes.eu/projektportfolio/transbio-transferarbeitsgruppe-fuer-bioenergieanlagen-im-zukuenftigen-energiesystem/
- URL der IER-Seite: www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/aktuell/transbio
- URL der KTBL-Seite: http://www.ktbl.de/themen/biogas-transbio.

Darüber hinaus finden sich auf dem Fachportal ‚Zukunft Biogas' in der Rubrik „Post-EEG Projekte" u. a. ausführliche Informationen zum Vorhaben, die Projekt-Veröffentlichungen sowie die Vorträge der Veranstaltung zum Nachlesen und Herunterladen (vgl. Kapitel 2.3.4).

Während der Projektlaufzeit wurde der **KTBL-Newsletter** regelmäßig genutzt, um auf aktuelle Projektereignisse wie Veranstaltungen hinzuweisen. Der Verteiler erreicht mehrere hundert Leser im Bereich Landwirtschaft, Verwaltung, Beratung erreicht.

Im Vorhaben werden verstärkt **sozialen Medien** für die Informationsverarbeitung genutzt, da so eine breite Öffentlichkeit – auch außerhalb der Bioenergie-Community – einfach angesprochen werden kann. Dies erfolgt zum Teil über die Accounts der Einrichtungen wie vereinzeln über die einzelner Projektmitarbeitenden.

Für die Plattform **LinkedIn** wurde eigens eine TRANSBIO-Projektseite angelegt. In der Projektlaufzeit konnte diese Seite mit seinen Beiträgen etwa 200 Follower gewinnen. Die regelmäßigen Beiträge erreichen mehrere hundert Leser (in der Spitze sogar 2.370 Impressionen)

Die Beiträge auf **Twitter** mit TRANSBIO-Bezug erreichen über 90 Follower mit über 300 Ansichten für die Beiträge erreichen. Von besonderem Interesse waren hie die Ankündigungen zu den TRANSBIO-Veranstaltungen (Tagung: 337 Ansichten; Fachgespräch 252 Ansichten), was z. T. einen Rückschluss darauf zulässt, welche Zielgruppe eher über soziale Medien angesprochen werden kann.

Während der Projektlaufzeit wurden von den Projektpartnern 3 **Fachartikel** zum Themenkomplex Bioenergie für die Energiewende, mit Bezug zum Vorhaben, veröffentlicht. Dies erfolgt auf ResearchGate (www.researchgate.net), wofür eine eigene TRANSBIO-Kategorie eingerichtet wurde.

In Rahmen von Projektveranstaltungen sowie Fachtagungen Dritter wurden vom Konsortium über 45 Vorträge zum Themenkomplex mit Bezug zum Vorhaben gehalten. Beispielhaft sind zu nennen:

- „Biogas Speicherkraftwerke: Die Rolle & Perspektiven für Biogasanlagen im postfossilen Energiesystem" (Ludger Eltrop, IER) beim Biogas Briefings 2021 der Flexperten
- „Nachhaltige Holznutzung als regionaler Energieträger in Wärmenetzen" (Bernhard Wern, IZES) beim Zukunftsforum Energie & Klima 2021 in Kassel
- „Rechtlicher Rahmen für die Nachhaltigkeit von Biomasse" (Patrick Matschoss, IZES) bei den Berliner Energietage 2022

- „Mögliche Betriebskonzepte für landw. Biogasanlagen nach Ablauf der 1. EEG-Vergütungsperiode“ (Mark Paterson, KTBL) beim 6. HeRo-Faktencheck „Bedeutung von Biogasanlagen 2022
- „Forschungsergebnisse zur zukünftigen Rolle von Biogas in der Energiewende“ (Martin Dotzauer, DBFZ) bei der Energy Decentral, Forum Speicherkraftwerke, 2023
- „Post-EEG-Geschäftsmodelle: Zukunftsfähige Bioenergie Geschäftsmodelle aus laufenden Forschungsprojekten – Optionen und Empfehlungen“ (Barchmann; Rensberg; Denysenko; Paterson) beim BBE-Zukunftsforum "Bio2020plus" 2023.
- Future of bioenergy in the German energy system – Findings from the TRANSBIO-project (Katharina Gapp-Schmeling, Patrick Matschoss, Bernhard Wern, IZES) auf der International Scientific-Practical Conference “Challenges and Prospects of Sustainable Development“ 14th of March 2024 (online)

Die komplette Übersicht der Vorträge ist der Übersicht „Veröffentlichungen und PR-Maßnahmen“ im Anhang 5.3 zu entnehmen.

Das Vorhaben wurde zudem auf dem **KTBL-Messestand** bei der EnergyDecentral 2022 und Agritechnica 2023 in Hannover einer breiten Öffentlichkeit präsentiert, was bei vielen Besuchenden aus dem Bereich Landwirtschaft und bei Anlagenbetreibenden auf Interesse stieß.

2.4 Teilvorhaben 4 - Markt- und Risikobewertung, Vermittlung Systemeffekte (IER)

Ziel des Teilvorhabens 4 war die Analyse der mittelfristigen Entwicklungsperspektiven, Chancen und Risiken von Ertragsoptionen von Bioenergieanlagen in den Strom-, Wärme-, Brenn-/Kraftstoff- und sonstigen Märkten sowie deren wesentlicher Rahmenbedingungen. Ebenso sollte der Transfer von komplexen Modellergebnissen, wie etwa den Ergebnissen aus Energiesystemmodellen unterstützt, und Ergebnisse aus der Energiesystemanalyse mit der anlagenspezifischen Sicht der Betreibenden („Modellkoppelung“) verknüpft werden. Hierzu sollten Ansätze für eine Regionalisierung der Systemeffekte, die Übertragung von Systempotentialen zur Marktentwicklung und Anwendungskonzepte auf Betriebsebene sowie eine Darstellung der Sensitivitäten verschiedener Marktparameter und Substitutionstechnologien herangezogen werden.

Im Teilvorhaben 2 erfolgte im Wesentlichen die Bearbeitung des AP 4 sowie Unterstützung für AP 2, AP 3 und AP 6. Im AP4 wurde die Harmonisierung und Aktualisierung der Szenarioanalysen der Post-EEG Projekte weiter vorangetrieben. Weiterhin wurden das am IER betriebene Betriebsmodell weiterentwickelt und Inputdaten aktualisiert sowie die Methodik der Risikoanalyse weiterentwickelt und verschiedene Risikofaktoren diskutiert und bewertet.

Im Rahmen der Projektverlängerung wurden die Auswirkungen der zum Teil erheblich veränderten Rahmenbedingungen seit der Energiekrise und der Coronazeit auf die Erlösoptionen der Biogasanlagen neu berücksichtigt und einbezogen. Diese aktuellen Entwicklungen wurden in die Szenarioanalysen eingearbeitet und berücksichtigt, indem u. a. weitere Systemstudien (u. a. Ragwitz et al. 2023) und insbesondere Preisprognosen ausgewertet wurden. Diese Analysen und Ergebnisse wurden dann auch vor dem Hintergrund einer wünschenswerten Entwicklung in Richtung stabiler Kosten- und Preiskorridore in Projektveranstaltungen eingebracht.

2.4.1 Markt- und Risikobewertungen der Post-EEG-Perspektiven von Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem (Strom- u. Wärmesektor, Brenn- und Kraftstoffe)

In der Risikoanalyse für Post-EEG-Geschäftsfelder wurden verschiedene Risikokennzahlen ermittelt und evaluiert. Der Value at Risk (VaR) und seine Varianten, die im Finanz- und Energiesektor üblich sind, eignen sich hauptsächlich zur Bewertung des Marktpreisrisikos von Portfolios und könnten bei Biogasanlagen für langfristige Verträge wie Biomethan oder Wärme oder Terminkontrakte anwendbar sein. Für Anlagen, die hauptsächlich am Spotmarkt agieren, ist der VaR weniger geeignet. Hierfür ist der Parameter Profit at Risk (PaR), der das Abwärtsrisiko zukünftiger Erlöse im Vergleich zum Erwartungswert misst, besser geeignet und kann z. B. auch zur Bewertung der Flexerlöse im EEG herangezogen werden. Basierend auf historischen Strompreisen wurde durch BHKW-Einsatzoptimierung der Marktwertfaktor (MVF) für verschiedene Biogasanlagen mit gleichem Überbauungsgrad (2.2) ermittelt. Abbildung 27 zeigt die Verteilung über alle Anlagen, wobei der PaR bei einem angenommenen durchschnittlichen Marktpreis von 60 €/MWh$_{el}$ und einer Wahrscheinlichkeit von 5 % bei 9,64 €/MWh$_{el}$ liegt, mit einem erwarteten Flexerlös von 12,36 €/MWh$_{el}$. Allerdings könnte der PaR für einzelne Anlagen aufgrund standortspezifischer Beschränkungen niedriger ausfallen.

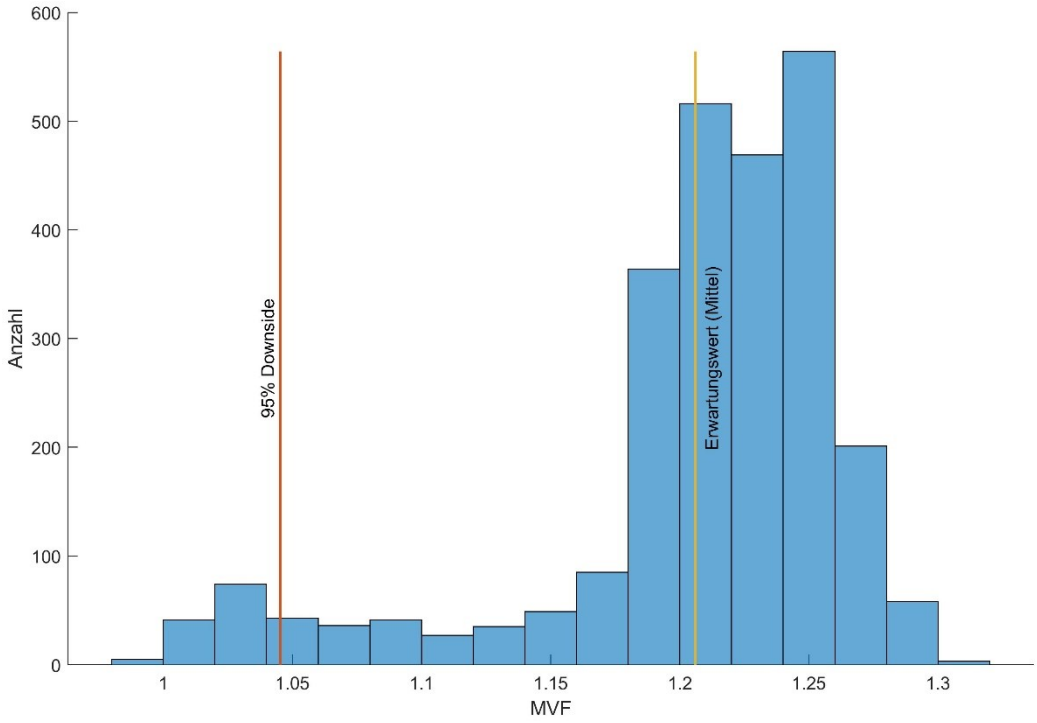

Abbildung 27: Verteilung von ermittelten Marktwertfaktoren (MVF) von BGA (n = 373) mit einem PQ von 2,2 anhand historischer Marktdaten (n = 7), Ermittlung der MVF via BHKW-Einsatzoptimierung

In einem Expert:innenworkshop am 8. Mai 2023 wurden verschiedene Risikofaktoren mit ihrem potenziellen Schadensausmaß und der damit verbundenen Eintrittswahrscheinlichkeit von verschiedenen Expert:innen diskutiert und bewertet.

Zur Umsetzung eines effektiven Risikomanagements wurden folgende Schritte verfolgt: zunächst erfolgte die Strukturierung und Identifikation wirtschaftlicher Risiken. Dabei wurden Risiken identifiziert, die

zusammenhängen oder beeinflussbar sind. Anschließend wurden diese Risiken bewertet und miteinander verglichen, um eine Hierarchie und Priorisierung zu erstellen. Dies half bei der Identifikation der Handlungsfelder, wobei besonders hohe und schwerwiegende Risiken identifiziert wurden, die Gegenmaßnahmen erforderten, während andere Risiken lediglich beobachtet werden mussten.

In der nächsten Phase wurden Maßnahmen zur Risikominderung entwickelt. Hierbei wurde analysiert, wo und wie Risiken reduziert werden konnten. Abschließend erfolgten die Überwachung und Kommunikation der identifizierten Risiken, um sicherzustellen, dass alle Beteiligten informiert waren. Die verwendeten Begrifflichkeiten in der Analyse sind in Tabelle 5 beschrieben. Außerdem sind die betrachtete Schadensklasse und verschiedene Ebenen der Eintrittswahrscheinlichkeit in Tabelle 6 dargestellt.

Abbildung 28 zeigt die berechnete Risikomatrix. Jeder blaue Kreis repräsentiert einen spezifischen Risikofaktor mit einer zugeordneten ID, die in Tabelle 7 beschrieben wird. Der Risikofaktor einer Kostensteigerung des Substrats (NawaRo) um mehr als 15 % wies dabei die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit (72,8 %) und das größte Schadensausmaß (4,1) auf. Des Weiteren zeigte der Risikofaktor einer Erhöhung der Investitionskosten um mehr als 20 % eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit von 70 % und ein beträchtliches Schadensausmaß von 3,5. Auch wurde eine Verringerung der Einnahmen aus THG-Quoten um mehr als 20 % mit einem recht hohen Schadensausmaß von 3,78 und einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 57 % festgestellt. Das Risiko, neuen Nachhaltigkeitsanforderungen, wie strengeren THG-Reduktionszielen, gegenüberzustehen, wurde mit einem relativ hohen Schadensausmaß (3,35) und einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 58 % bewertet. Zusätzlich wurde, obwohl das Schadensausmaß einer Reduzierung des Ausschreibungsvolumens als erheblich (3,2) eingeschätzt wurde, die Eintrittswahrscheinlichkeit mit nur 37 % angegeben.

Tabelle 5: Terminologie des Risikomanagementprozesses

Parameter	Definition
Risikofaktor/-ereignis	Unsicheres Ereignis mit potenziell negativen Auswirkungen auf den Betrieb.
Eintrittswahrscheinlichkeit	Wahrscheinlichkeit, dass das Risikoereignis eintritt.
Schadensausmaß/-klassen	Höhe der negativen Auswirkungen (z. B. zusätzliche Kosten, sinkende Erlöse, Betriebsausfall) auf den Betrieb, gemessen am Betriebsergebnis oder Unternehmenswert.
Risikomaß	Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß.

Tabelle 6: Konkretisierung der Schadensklassen und Definition der Eintrittswahrscheinlichkeiten

Schadensklasse	Auswirkung auf Umsatz-rentabilität (spezifisch)	Auswirkung auf erwartete (Kapital) Rendite (relativ)	Reputationsschaden	Auswirkungen auf Personen
Unwesentlich	< 0.5 Ct/kWh	> 50 % des Erwartungswertes	Keiner (nur interne Kenntnis)	Gering
niedrig	< 1 Ct/kWh	0 - 50 % des Erwartungswertes	Keiner (nur interne Kenntnis)	Gering
mittel	1 – 2 Ct/kWh	0 bis -50 % des Erwartungswertes	Gering, regionale oder brancheninterne Auswirkungen	Finanzieller, nicht existenzgefährdender Schaden
hoch	2 – 4 Ct/kWh	-50 - 100 % des Erwartungswertes	Mediales Interesse, Auswirkungen auf Reputation zu erwarten	Hoch
Kritisch	> 4 Ct/kWh	> - 100 % des Erwartungswertes	Hohe (internationales) Medieninteresse, Verlust von Kunden und Mitarbeitern	Lebens- und/oder Existenzgefährdend
				**Erwartete Häufigkeit innerhalb der Post-EEG Phase / nächsten 10 Jahre*
Sehr unwahrscheinlich	0 - 10 %	Vorfall tritt innerhalb der Post-EEG Phase nicht ein	Vorfall ist bisher noch nie eingetreten bzw. vor über 10 Jahren	
Unwahrscheinlich	11 - 35 %	Vorfall tritt 1 - 2 mal ein	Vorfall ist bereits in den letzten 10 Jahren eingetreten	
Möglich	36 - 65 %	Vorfall tritt 3 - 8 mal ein	Vorfall ist bereits mehrfach in den letzten Jahren eingetreten	
Wahrscheinlich	65 - 89 %	Vorfall tritt jährlich auf	Vorfall ist häufig / jährlich eingetreten	
Sehr wahrscheinlich	90 - 100 %	Tritt innerhalb eines Jahres mehrfach auf	Vorfall ist bereits im letzten Jahr oder mehrfach eingetreten	

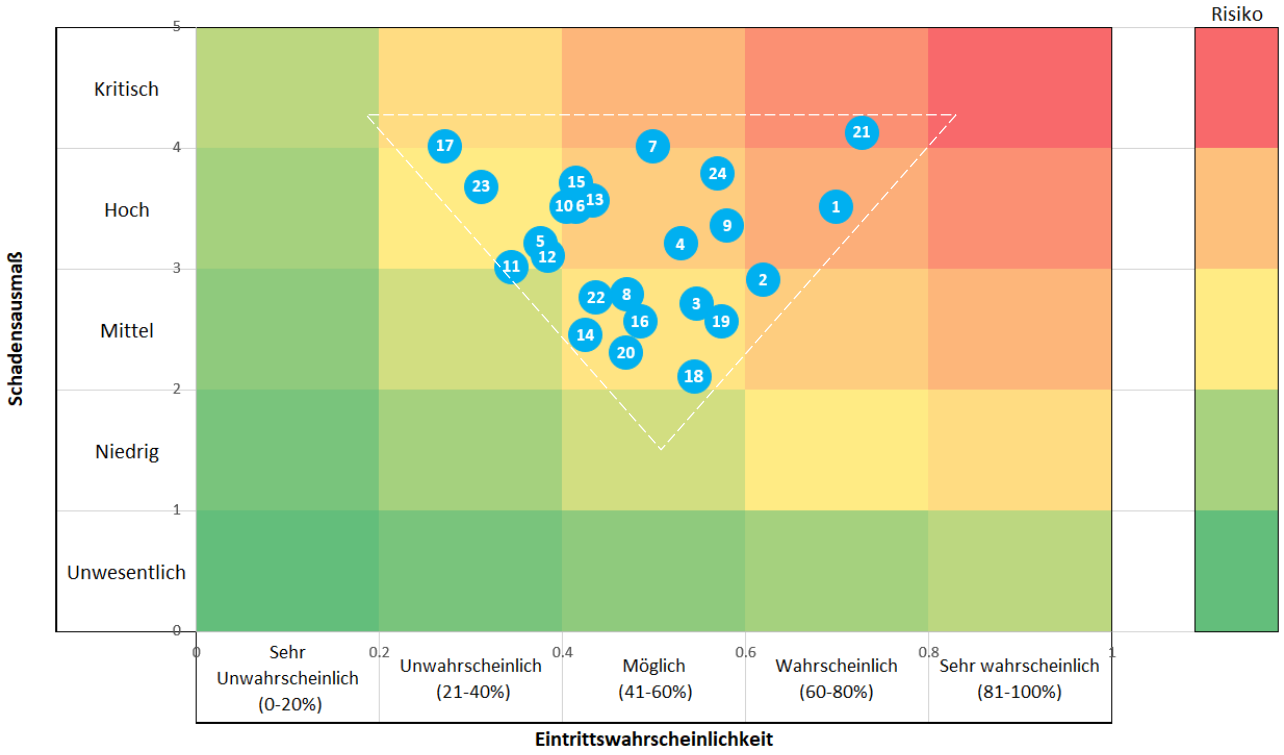

Abbildung 28: Berechnete Risikomatrix

Tabelle 7: Angaben zu verschiedenen Risikofaktoren

ID	Kategorie	Risikofaktor
1	Inputfaktoren	Steigende Investitionskosten um mehr als 20 %
2	Inputfaktoren	Verzögerung Inbetriebnahme (Lieferung Komponenten usw.)
3	Regulatorisch	Änderung EEG Flexanforderung (z. B. geringere Bemessungsleistung)
4	Regulatorisch	Verzögerter Genehmigungsprozess Post-EEG Phase z. B. bei Umstellung auf Gasaufbereitung
5	Regulatorisch	Reduktion Ausschreibungsvolumen
6	Regulatorisch	Reduktion Höchstgebotsgrenze
7	Regulatorisch	Unvorhersehbare EEG-Ergänzungen (historische Bespiele Anrechnung Flexprämie oder endogene Mengensteuerung)
8	Inputfaktoren	Anstieg Fremdkapitalzinsen
9	Regulatorisch	Neue Nachhaltigkeitsanforderungen (z. B. THG-Minderung), auch Bestandseingriff
10	Inputfaktoren	Fehlendes Fachpersonal/Ausfall Key-Personal
11	Erlöse	Flexerlöse Komponente absoluter Marktwert (Durchschnittlicher Großhandelsstrompreis)
12	Erlöse	Biomethanerlöse (Gasmarktpreisniveau), energetische Wert sinkt um mehr als 20 %, Preisrisiko
13	Inputfaktoren	Kein Anschlussoption auslaufender Verträge (Pacht, Wärme, usw.)
14	Regulatorisch	Neue landwirtschaftliche Anforderungen (z. B. zu Gärrestausbringung)
15	Erlöse	Regionale Absatzmärkte sinken (z. B. CNG), Volumenrisiko
16	Erlöse	Sinkende Regelenergieerlöse um mehr als 20 %
17	Technologisch	Stabilität des biologischen Prozesses sinkt / "Biologie kippt"
18	Erlöse	steigende Netzrestriktionen /Abregelungen (Redispatch 2.0, EinsMan)
19	Inputfaktoren	Steigenden Personalkosten um mehr als 20 %
20	Inputfaktoren	Strombezugskosten erhöhen sich um mehr als 20 %
21	Inputfaktoren	Substratkosten (Nawaro) erhöhen um mehr als 15 %
22	Inputfaktoren	Substratkosten (Nicht-Nawaro) erhöhen um mehr als 15 %
23	Inputfaktoren	Substratlieferant (z. B. Gülle, Silage usw.) fällt aus

2.4.2 Aktualisierung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere zur Berücksichtigung von Unsicherheiten auf den Gas- und Strommärkten (AP 8)

Den Überblick über die Biomassenutzung in Systemstudien mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 in Deutschland gibt Tabelle 8. Die langfristigen Trends, wie der erwartete Rückgang der Stromerzeugung aus Biomasse, unter Berücksichtigung aktueller Studien, bleiben bestehen. Als Konsequenz aus diesen Analysen bleibt die Erkenntnis, dass weiter eine hohe Uneinigkeit über die zukünftige Allokation in den Energiesektoren besteht, die speziell im Blick in die Zukunft (Zieljahr 2045) zunimmt und besonders für die Sektoren Verkehr und Industrie gegeben ist.

Der ursprüngliche Plan, die Post-EEG Szenarien zu (TRANSBIO)-Leitszenarien über die Abfragen in der PAG zu harmonisieren, wurde durch eine vertiefte Auswertung der bereits verfügbaren Projektberichte ersetzt. Tabelle 9 gibt hierzu eine Übersicht über die Szenarien und deren Parameter aus den Post-EEG Projekten. Die größten Gemeinsamkeiten bezüglich der variierten Parameter gibt es bei den Erlösen (Energiepreise) sowie den Kostenfaktoren wie etwa Substrat- oder Investitionsbedarfe. Ebenfalls häufige variierte Parameter sind Werte bezüglich THG-Emissionen oder Kosten für fossile Referenzen, die maßgeblich für die Berechnung der THG-Vermeidungskosten sind. Es wird jedoch nicht immer klar zwischen den Szenarioparametern der Rahmenbedingungen (exogene Inputs) und den untersuchten Konzepten / Geschäftsfeldern (z. B. das Vorhandensein gewisser Erlös- oder Technologieoptionen) unterschieden. Für die TRANSBIO Post-EEG Leitszenarien wurden die Parameter mit den größten Überschneidungen herangezogen und der in den Post-EEG Projekten untersuchten Wertebereich abgedeckt.

Tabelle 8: Übersicht zu Biomassenutzung in den Systemstudien mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 in Deutschland (beinhaltet bereits Studien aus Q1-2023)

	Parameter		(Luderer et al. 2021)	(BCG 2021)	(Prognos AG et al. 2021)	(dena 2021)	(Stolten et al. 2021)	(Fraunhofer ISI et al. 2021)	(Fraunhofer IEE et al. 2021)	(Brandes et al. 2021)	(Althoff et al. 2022)	(BBE 2022)	(BNetzA 2023b)	(Lotze et al. 2022)	(Emelianova et al. 2022)	(Ragwitz et al. 2023)	**Mittel**
	BECCU/S		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	nein						qualitativ	-
	Flex Biogas		Unklar	Unklar	Unklar	Unklar	Unklar	Unklar	Ja	nein			ja		nein	nein	-
Zieljahr 2030	Bruttostromnachfrage (TWh_{el})		750	722	760	698	580	600	640	746	726		715		675	781	**699**
	Biomasse Primärenergie (TWh)		381	349	335		443			292						250	**336**
	Biomasse Endenergie (TWh)				197	141				98						120	**139**
	Strom aus Biomasse (TWh_{el})		30	46	38	24	90	37	50		49		50	33			**45**
	Strom aus Gasen (TWh_{el})						51				99						**75**
	Install. Leistung Biomasse (GW_{el})			8	7	8	18	3	12		8		16	6	8		**9**
	Endenergie (TWh)	Wärme*		84	117	96		75		81		110		56	84	70	**86**
		Verkehr		39	36	26									6	25	**26**
		Industrie		54	49	48		39		36		100		95	49	50	**58**
		Fernwärme		37	11			8				30	90				**35**
Zieljahr 2045	Bruttostromnachfrage (TWh_{el})		1,140	993	1,017	910	1,216	933	1,370	1209	894			1012	900	1327	**1,077**
	Biomasse Primärenergie (TWh)		422	325	345		428			292				323		80	**317**
	Biomasse Endenergie (TWh)				294	144				134						30	**151**
	Strom aus Biomasse (TWh_{el})		14		10	21	13	5	55		31			40	15		**23**
	Strom aus Gasen (TWh_{el})			67			34				86						**62**
	Install. Leistung Biomasse (GW_{el})			6	2	8	19		23		6			6	8		**10**
	Gaskraftwerke (H_2, Bio/SNG) (GW_{el})						86				61						**74**
	Endenergie (TWh)	Wärme *		43	123	90		64		155		120		70	72	20	**84**
		Verkehr		0	0	12	16								19	50	**16**
		Industrie		94	171	74	288	10		35		110		149	61	10	**100**
		Fernwärme		53	11			2				40			27		**27**

** Gebäude & GHD*

Tabelle 9: Übersicht über Szenarien und Szenarioparameter der Post-EEG Projekte mit Stand Januar 2023 (Überschneidung bei Parametern sind fett markiert)

Post-EEG Projekt	Szenarien	Parameter
NxtGenBGA/ Aurasa	3 Szenarien: • Referenz-szenario EEG 2017/2021 • Starker Flexbedarf • Neue Wege im EEG mit THG-Anforderung und veränderter Gülle-förderung	• **Strom*-, Wärme- & Gaspreisniveau*** • CO2-Preise* (ETS, BEHG, uniform) & -Schadenskosten • **Biomassepreissteigerungen** • **Technologiefortschritt (z. B. Entwicklung Wirkungsgrade /Investitionen**) • EEG: **Höchstgebotsgrenzen**, Ausschreibungs-volumen*, **Maisdeckel,** Degression, Flexzuschlag • Anforderung an gasdichte HRT • GRL Mindest-Kapa. • Gasmarktvolumen Kraftstoff* • **Referenzwerte für THG-Vermeidung/Bezug*/LCOE Referenztechnologien (Strom&Wärme**) • EEG-Umlage*
BE20Plus (E2M2-Bio)	4 Szenarien: • Ohne Biomasse • Referenz • Trend I • Trend II	• Veränderung der Investitionsoption/ Gestaltungsspielraum der Bestands-BGA + (Repowering/Neubau/Flexibilisierung) • **Gasgestehungskosten** (Erlöse außerhalb KWK) • Systemanforderungen (EE-Anteile/CO_2-Ziele)
BE20Plus (IOM-BEA)	• 9 Szenarien	• **Substrat/Einsatzstoffpreise** • Erschlossene Geschäftsfelder (Erlösoptionen)
OptiBioSy	• 48 Szenarien	• **Strompreise 2018 & 2035** (Prognose), keine Regelleistung (Aussagen auf historischen Erlösen zu unsicher) • Netzengpasssituation: Netzstrang & Energieträger
Rezab	• Ist Situation & Ausblick 2030	• **Referenzemissionsfaktoren für Wärme, Strom (flex/unflex), und Wärmemix**
Biogas Autark	• 3 Szenarien (= Investitionskonzepte)	• **Investitionskosten** • Reparatur- & Wartungskosten
Makro Biogas	• 3 Szenarien:	• Anlagenanzahl: Ausbau + Rückbau / Erhalt Bestand • Flexibilisierungsgrad/Leistung • **Referenzemissionsfaktoren (2017 und 2030**)
Altholz Quo Vadis	• 4 Szenarien	• **Strompreisniveau (Brennstoffpreise, ETS CO_2 Preise)** • **Referenzemissionsfaktoren Strom**
BiogasNatur	• 4 Szenarien (= Normative Anlagen /Nutzungskonzepte)	• **Substratkosten für Landschaftspflegematerial** • **Maisdeckel**
BioBatSys	2 Szenarien: • Basis (2021?) • Referenzszenario (2010)	• **Strompreise?** • **Investitionskosten** Batteriespeicher • BHKW-Kapazität • **Einspeisevergütung/Eigenverbrauchstrom**
SmartBio	• 1 Hauptszenario Netzsituation 2025 + Sensitivität zu Gebotsobergrenzen des SmartMarkets	• Netzstruktur (Erzeugungsleistungen, Verbrauchsdaten), Wetterjahr 2012 • Kosten für Engpassmanagement
Biogas2030	• 5 Szenarien zur Bestandsentwicklung, normative Annahmen zur Konzeptumsetzung + Parametervariation	• **Wärmepreise** • **CO_2 Preise** • **Referenzkosten Strom und Kraftstoff (für Vermeidungskosten)**

Neben der Harmonisierung der Szenarioparameter und der Risikoanalyse wurden fünf Post-EEG-Konzepte analysiert. In Tabelle 10 sind die berücksichtigten Parameter für die Post-EEG-Konzepte

dargestellt. Darunter waren zwei Flexibilisierungsvarianten, die auf die EEG-Ausschreibung zielen, sowie zwei Biomethanvarianten, die auf die Kraftstoffvermarktung und die THG-Quote als Biomethan-Leitmärkte zielen. Für die Szenarioanalyse und Bewertung der genannten Post-EEG-Konzepte wurde das IER-Betriebsmodell „BGP-REPOMOD“ genutzt. Als Vergleichs- und Entscheidungsgröße für den Weiterbetrieb aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird der Kapitalwert genommen. Die Storyline und Parameter der betrachteten Szenarien sind in Tabelle 11 dargestellt. Das Referenzszenario BAU (Business as Usual) sieht die Fortschreibung bestehender Rahmenbedingungen vor. Im Szenario „Quota Boom“ wird von einem stark wachsenden THG-Quotenmarkt ausgegangen. Und im Szenario „THG-Ultra“ werden sehr hohe THG-Anforderungen an die BGA gestellt, aber auch ein Bonus für Biodiversität und Landschaftspflege sowie Gülle-CO_2-Zertifikate (nur KWK-Konzepte) berücksichtigt.

Insgesamt ist im BAU-Szenario über alle Post-EEG-Konzepte hinweg der Weiterbetrieb nur für 36 % der BGA vorteilhaft (vgl. Tabelle 12). Mit einer durchschnittlichen Gaskapazitätsgröße von 900 kW_{Hs} könnten hier insgesamt 926 MW erhalten bleiben. Da jedoch ein Großteil zur Biomethanaufbereitung wechselt, sinkt trotz starker Flexibilisierung die installierte Leistung des Bestandes im BAU-Szenario deutlich.

In Abbildung 29 ist die Entwicklung des BG-Anlagenbestandes und der Strom- und Biomethankapazität bis 2040 dargestellt. Im Mittel der Szenarien sinkt die installierte Leistung bis 2035 auf knapp 1 GW_{el} und bewegt sich zwischen 0,25 und 2,6 GW_{el}. Bei einer Hochrechnung auf den Gesamtbestand (im Modell ist nur 35 % des Gesamtbestandes abgebildet) entspricht dies zwischen 0,7 bis 7,4 GW_{el}. Als Vergleich ist in (Dotzauer et al. 2022) von 5 GW für flexible BGA bis 2035 und sogar bis zu 32 GW für alle Bioenergieanlagen (Dotzauer et al. 2021) als optimal angesehen. Dazu wären, wie auch in (Dotzauer et al. 2022) festgestellt, bessere Rahmenbedingungen auf betriebswirtschaftlicher Ebene wie etwa in im vorliegenden Szenario „Flex III“ notwendig. Ist dies nicht der Fall und verbessern sich die Chancen im Kraftstoff weiter (Szenario „QuotaBoom“), dann nimmt der Anteil der BGA mit Vor-Ort-KWK und die installierte Leistung weiter ab. Vor allem die Entwicklung des Marktvolumen für den Methankraftstoffabsatz ist hier neben dem THG-Quotenpreis entscheidend. Diese unterliegen aber im Gegensatz zu der Marktprämie im EEG einer höheren Unsicherheit. Bei den Rahmenbedingungen ist weniger das Ausschreibungsvolumen im EEG entscheidend, da nur in wenigen Jahren dieses Volumen überzeichnet sein wird (Szenario „BAU“). Wichtiger ist die Förderhöhe, die je nach Anreizfokus über den Flexzuschlag (Kapazität) oder die Höchstgebotsgrenze (Energie) erfolgen sollte, da z. B. in Szenario „BAU“ weniger als 50 % der BGA ein wirtschaftliches Gebot abgeben können.

Das Konzept ‚Flex-Seasonal‘ ist über alle Szenarien hinweg ein relativ robustes Konzept. Es bietet darüber hinaus Vorteile, z. B. hinsichtlich der Integration mit Photovoltaik und Solarthermie, benötigt aber eine hohe Überbauung, um auch im Winter eine kurzfristige Flexibilität bereitstellen zu können. Ähnlich robust ist das Konzept ‚Bio-CH4-Grid‘ mit 30 % im Mittel über alle Szenarien. Das Konzept Bio-CH_4-CNG (im Szenario Mittel 20 %) ist speziell für kleinere BGA mit viel Gülleeinsatz und wenig Wärmeauskopplung interessant, beinhaltet jedoch ein deutlich höheres Risiko bezüglich des Biomethanabsatzes, dass hier nicht berücksichtigt ist. Gleiches gilt für das zunehmende Risiko der zukünftigen Entwicklung des lokalen Gasnetzes und der Verfügbarkeit einer Anschlussoption.

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung der Brutto-THG-Emissionen, der Netto-THG-Reduktion und der Reduktionsmenge in verschiedenen Sektoren bis 2040 für unterschiedliche Szenarien. Wie dargestellt, gingen die Bruttoemissionen in allen Szenarien deutlich zurück. Im 'BAU'-Szenario verringerte sich die THG-Minderung durch die Güllevergärung bis 2035 um fast 50 %. Die höchste Netto-Reduktion (fast 3 Mio. t CO_{2eq}) wurde 2035 im 'QuotaBoom'-Szenario beobachtet. Im gleichen Jahr wurde jedoch im 'BAU'-Szenario der niedrigste Wert mit einer Netto-Minderung von etwa 1,5 Mio. t CO_{2eq} verzeichnet.

Tabelle 10: Analysierte Post-EEG Konzepte mit ihren wesentlichen Merkmalen

Gruppe	Vor-Ort-KWK			Biomethanaufbereitung	
Konzept	**Flex-Base**	**Flex-Seasonal**	**KWK-Eigen**	**BioCH4-Grid**	**BioCH4-CNG**
Hauptprodukt/ -markt	EEG-Ausschreibung / Marktprämie		Eigenstrom und Wärme	THG-Quote	
Kernidee	Flexibilisierung + Erfüllung der EEG-Anforderungen1)	Saisonale Flexibilisierung ausgerichtet an Wärme-lastprofil	Eigenversorgung des LWB	Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz	Lokale Lieferung von CNG an eine Tankstelle
Überbauungsgrad/ Aufbereitungs-technologie	3,5	5,5	2	Membran	Chemische Wäsche
Ziel der Substrat-optimierung*	Gasproduktion erhalten, sofern nicht durch Restriktionen eingeschränkt	Gas-produktion entspricht Wärmemenge; max. 30 % NawaRo; Ø-OLR beschränkt	Gas-produktion entspricht maximal der Ø-Stromeigenlast; max. 20 % NawaRo	Maximierung des Bruttodeckungsbeitrags unter Berücksichtigung von Erlösoptionen und Anforderungen unterschiedlicher Biomethanmärkte (CNG nur Kraftstoffmarkt)	

LWB = Landwirtschaftlicher Betrieb, OLR = Raumbelastung
**z. B. Maisdeckel, Verweilzeit im gasdichten System oder THG-Mindest-Minderung. Restriktionen werden in der Substratoptimierung berücksichtigt und müssen eingehalten werden.*

Tabelle 11: Szenario-Definition mit Storylines und Szenario-Parametern

Szenario	BAU	Quota Boom	Flex III	Implosion	THG-Ultra	EEG-Reform
Storyline	Fortschreibung aktueller Rahmenbedingungen	THG-Quoten Markt wächst stark	Wert der Flexibilität steigt stark (Kapazitätsförderung + Marktwert)	Verschlechterung der Förder- & Marktbedingungen	Sehr hohe THG-Anforderungen + Neue Anreizsysteme	vielfältige EEG-Anpassungen
EEG-Ausschreibung	wie EEG 2023		4-fach Volumen (kumuliert); BL in Ausschreibung	wie EEG 2023		2-faches Volumen (kumuliert); BL in Ausschreibung; keine Degression
Höchstgebotsgrenze	19,83 Ct/kWh$_{el}$			15 Ct/kWh$_{el}$	19,83 Ct/kWh$_{el}$	20 + 2 Ct/kWh$_{el}$ Bonus für < 500 kW
Flexzuschlag	65 €/kW$_{el}$		150 €/kW$_{el}$		65 €/kW$_{el}$	100 €/kW$_{el}$
Min. Überbauung	2.22		4		2.22	3
Spezifische Mindest-THG-Minderung	-70/-80 % (Strom)[2)], -65/-70 % (Kraftstoff)	-65/-95 % (Kraftstoff)	wie BAU	-95 % für alle Sektoren ohne Größenbegrenzung	-95 % für alle Sektoren	-70/-95 % (Strom) ohne Größenbegrenzung
Besonderheiten Energiemärkte	-	2,5-faches Marktvolumen und höhere CO_2 Preise (THG-Quote)	höhere MWF/ Flex & Regelenergieerlöse	THG-Quotenvolumen sinkt um 20 %	-	-
Substratkostenanstieg[1)]	60 % / 20 %[3)]	30 % / 10 %[3)] + höhere Preissteigerungsraten		60 % / 20 %[3)]		

BL = Bemessungsleistung, MWF = Marktwertfaktoren
1) Anstieg ggü. Vor-2022 und Daten der Post-EEG Projekte
2) Nur für BGA mit Feuerungswärmeleistung > 2 MW
3) NawaRo / Nicht-NawaRo

Tabelle 12: Anteile am BGA-Anlagenpark, für die sich ein Weiterbetrieb gemäß Post-EEG-Konzept bis 2040 aus Betreibersicht lohnt (Entscheidungsparameter: Kapitalwert des Post-EEG-Konzeptes)

Szenario	BGA im Weiter-betrieb	Anteil KWK	Anteil Bio-methan	Flex-Base	Flex-Sea-sonal	KWK-eigen	Bio-CH_4-Grid	Bio-CH_4-CNG
EEG2021	45%	55%	45%	19%	30%	6%	18%	27%
BAU	36%	47%	53%	12%	32%	3%	31%	22%
BAU-pricevar	37%	50%	50%	14%	30%	6%	29%	21%
QuotaBoom	62%	11%	89%	4%	6%	1%	64%	26%
FlexIII	77%	78%	22%	28%	49%	1%	12%	10%
FlexQBoom	77%	53%	47%	15%	37%	1%	32%	15%
Implosion	29%	38%	62%	2%	32%	4%	33%	29%
THG-Ultra	45%	58%	42%	6%	25%	26%	28%	14%
EEG-Reform	46%	59%	41%	11%	47%	2%	23%	17%
Mittel	51%	50%	50%	12%	32%	5%	30%	20%

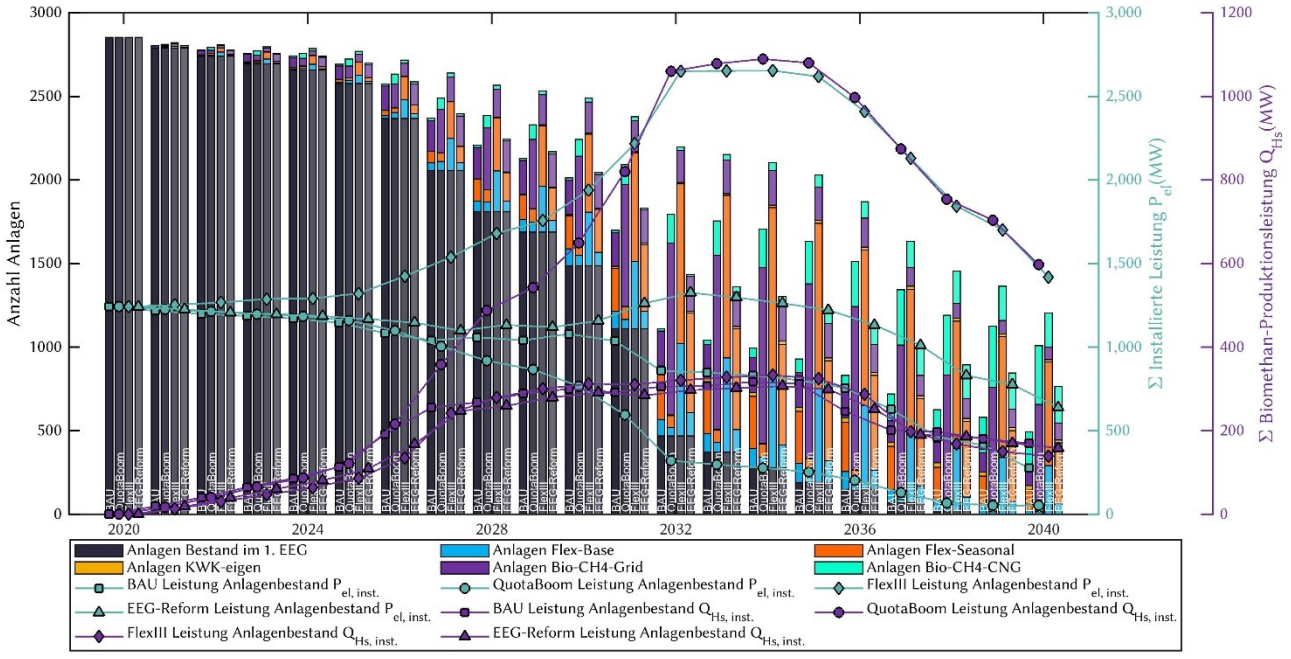

Abbildung 29: Vergleich der Entwicklung des BGA-Bestandes und Post-EEG-Konzepte bis 2040 aus der Betreiberperspektive (Kapitalwert) für ausgewählte Szenarien

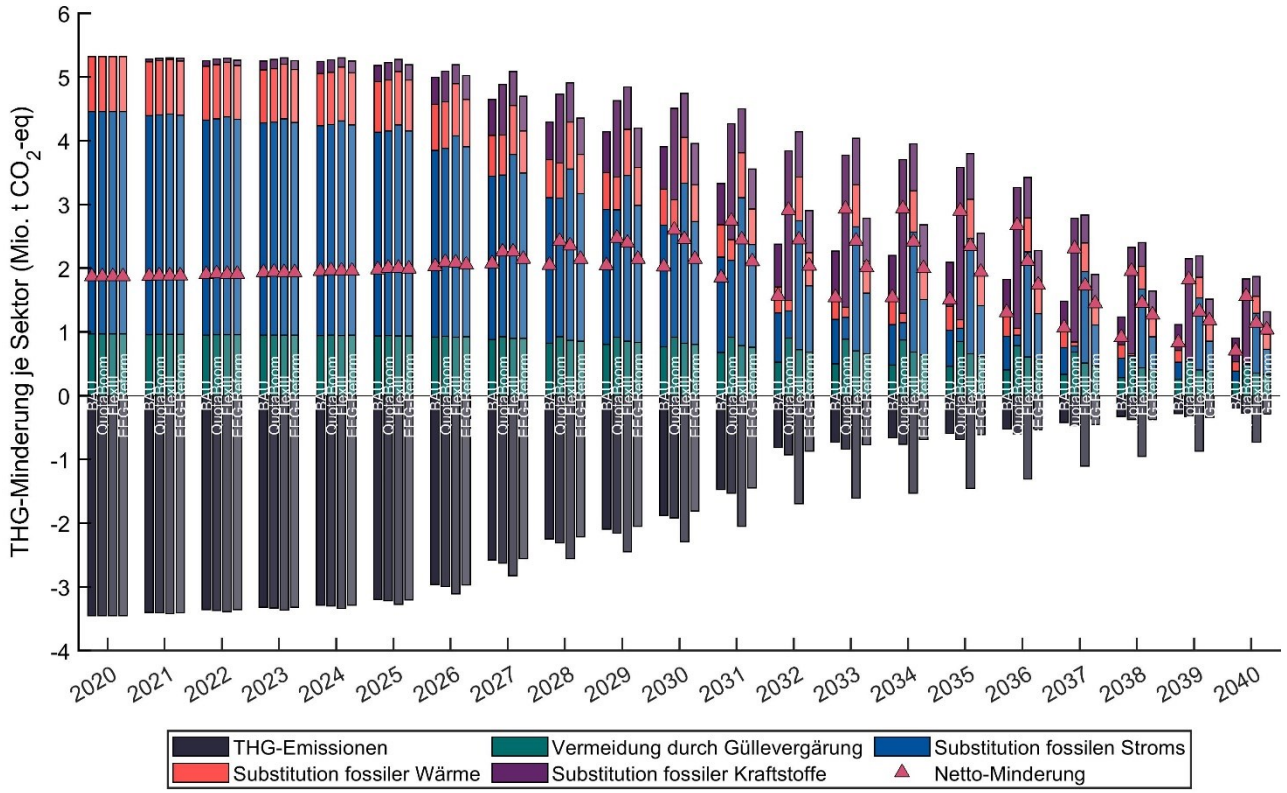

Abbildung 30: Entwicklung der Brutto-THG-Emissionen, der Netto-Minderung und der Reduktionsmenge in verschiedenen Sektoren bis 2040 für unterschiedliche Szenarien

3 Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen

Der Übergang in die Zeit nach dem EEG (Post-EEG) birgt für BGA sowohl Herausforderungen als auch Chancen. Nach 20 Jahren Betrieb im Rahmen der EEG-Förderung ist die nachhaltige Entwicklung des Biogassektors auf strategische Maßnahmen in allen Bereichen angewiesen: Technologie, Wirtschaft, Umwelt und Politik. Als Schlussfolgerung aus den Projektarbeiten wurde ein Strategiepapier entwickelt, in dem umsetzbare Erkenntnisse und Empfehlungen für Entscheidungsträger:innen in allen vier Dimensionen zusammengetragen wurden. Damit sollte sichergestellt werden, dass BGA weiterhin rentabel betrieben werden und eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der Energiewendeziele in Deutschland spielen. Im Rahmen des Strategiepapiers gehörten hierzu folgende Empfehlungen in den nachfolgend dargestellten Bereichen:

Technologie

- *Technologien zur Biogasaufbereitung*: Die Entwicklung und Förderung kosteneffizienterer Biogasaufbereitungstechnologien macht die Biomethanproduktion für kleinere BGA rentabel und ist insgesamt für den Biogassektor eine attraktive Option.
- *Entwicklung der Gasnetz-Infrastruktur*: Mit Bezug auf die Gasnetzinfrastruktur werden weitere Investitionen in den Ausbau und die Modernisierung der Gasnetzinfrastruktur empfohlen. Damit wird auch der Zugang für BGAs erleichtert. Dazu gehört auch die Unterstützung dezentraler Gasgewinnungsanlagen in der Nähe der kleinen BGPs, um Übertragungsverluste und Betriebskosten zu verringern.
- *Kohlenstoffabscheidung und -nutzung (CCU)*: Entwicklung des Konzepts Bioenergie mit Kohlenstoffabscheidung und -nutzung (BECCU). Dabei wird grüner Wasserstoff (H_2) in Kombination mit abgeschiedenem CO_2 verwendet, um umweltfreundliche Materialien wie Polyurethane zu produzieren.

Wirtschaft

- *Geeignete Repowering-Option wählen*: Die Wahl einer geeigneten Repowering-Option sollte frühzeitig getroffen werden. Hierzu sollte ein praktikabler Umgang mit dem Dilemma zwischen den Repowering-Optionen Flexibilität nach dem EEG und Biomethanaufbereitung ermöglicht werden. Bereitstellung eines klaren Leitfadens zur Bewertung des vorteilhaftesten Betriebspfads für einzelne BGA.
- *Überwachung des Stromgroßhandelspreises*: Langfristig könnte eine höhere Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien (Solar- und Windenergie) den durchschnittlichen Stromgroßhandelspreis senken, und selbst negative Preise sind absehbar. Dies könnte die Neigung der BGPs, im EEG-System zu arbeiten, verringern.
- *Regulierung der Preise für Energiepflanzen*: Höhere Preise für Energiepflanzen und eine begrenzte Zahlungsbereitschaft der BGPs könnten die Entscheidung der Landwirte beeinflussen, ob sie ihre Flächen für die Energie- oder die Nahrungs- und Futtermittelproduktion auf der Grundlage der erwarteten Einnahmen nutzen.

Umwelt

- *Umweltfreundlicher Substratmix*: Die Förderung der verstärkten Nutzung von THG-intensiven Substraten wie Gülle und landwirtschaftlichen Nebenprodukten kann die Abhängigkeit von Energiepflanzen verringern. Diese Maßnahme erhöht die potenziellen Einnahmen aus dem THG-Quotenmarkt und unterstützt die Grundsätze der Kreislaufwirtschaft.
- *Biologische Vielfalt*: Die Unterstützung des Einsatzes umweltfreundlicher Pflanzen wie Wildpflanzen und nicht konkurrenzfähiger Biomasse sowie eine klimaangepasste Landwirtschaft (z. B. Paludikultur und Zwischenfrüchte) verbessern die ökologische Landwirtschaft.
- *Dekarbonisierung von schwer abbaubaren Sektoren*: Bioenergie spielt eine entscheidende Rolle bei der Dekarbonisierung der Industrieheizungs- und Transportsektoren, die nicht leicht durch Elektrifizierung dekarbonisiert werden können. Daher sind Investitionen in Bioenergietechnologien und die Umsetzung unterstützender Politiken unerlässlich

Politik

- *Festlegung der Rolle der Bioenergie*: Eine klare politische Ausrichtung zur Rolle der Bioenergie in der Zeit nach dem EEG ist notwendig. Dazu gehört, die Beschränkungen für Energiepflanzen vernünftig anzugehen, die Ausschreibungsvolumina für bestehende Biogasanlagen zu erhöhen, Sicherheit für Investor:innen und Betreibende zu schaffen und sicherzustellen, dass BGA für ihren verlässlichen Beitrag zur nationalen Energiesicherheit und Systemstabilität zusammen mit Wind- und Solarenergie anerkannt werden.
- *Förderung der Flexibilität*: Die Unterstützung der Flexibilitätsoption Repowering wird als entscheidende technische Weichenstellung für BGA in der Post-EEG-Phase gesehen. Damit sollten angemessene finanzielle Anreize für die Überbauung (Erhöhung des Leistungsquotienten PQ) von Biogas-BHKWs verbunden werden.
- *Anpassungen des THG-Quotensystems*: Der Markt für THG-Quoten schafft Anreize für BGA, zur Biomethanproduktion beizutragen. Daher ist es notwendig, das Quotensystem über 2030 hinaus zu verlängern oder ein ähnliches Anreizsystem zu etablieren, um die Rolle von Biomethan in der zukünftigen Versorgung mit grünem Gas zu sichern. Die Außenpolitik bezüglich der Einfuhr von Biokraftstoffen sollte streng überwacht werden, da sie die Nachfrage nach Quotenzertifikaten erheblich reduzieren und somit den Preis für THG-Quoten senken könnte.
- *Valorisierung von Bioressourcen*: Die Umsetzung von Richtlinien zur Durchsetzung der Mobilisierung von Rückständen und die stärkere Betonung der Behandlung dieser Rückstände als wertvolle Ressourcen zur Verwertung kann zur Schließung von Nährstoffkreisläufen führen, insbesondere auf regionaler Ebene. Für Biogasanlagen bedeutet dies, landwirtschaftliche und organische Abfälle effektiver zu nutzen, diese Rückstände in Biogas und Bio-Dünger umzuwandeln und so die Nachhaltigkeit zu verbessern.

Für den deutschen Biogassektor ist der Übergang in die Zeit nach dem EEG auch eine große Chance, sich als vielversprechender Lieferant von grüner Energie zu etablieren. Durch die Nutzung technologischer Innovationen, die Anpassung an Wirtschafts- und Markttrends, die Verbesserung des Umweltbeitrags und das Eintreten für eine unterstützende Politik könnten Biogasanlagen ihren Platz in der Energieversorgungssicherheit einnehmen. Das TRANSBIO-Projekt ruft in diesem Zusammenhang zu einer konzertierten Aktion von Politik, Anlagenbetreibende und unterstützenden Unternehmen und

Institutionen auf, um diese Vision zu verwirklichen und dem Biogassektor dabei zu helfen, eine wichtige Säule für erneuerbare Energien in Deutschland und für die Landwirtschaft zu bleiben.

4 Zusammenfassungen der Teilvorhaben

4.1 Teilvorhaben 1

Das Teilvorhaben 1 - Datenkonsolidierung und Methodenvergleich (DBFZ)hat die Informationen der heterogenen Projekte aus dem Forschungsfeld Post-EEG mithilfe verschiedener Methoden vergleichbar gemacht und mit der Forschungsdatenplattform – der Webanwendung BE Future – eine zentrale Übersicht zu den bisherigen Erkenntnissen erfolgter Vorhaben geschaffen. Hier wird in erster Linie die Zielgruppe der Wissenschaft und Forschung bedacht, die mit dem Produkt eine anwendungsfreundliche Plattform mit Hilfestellungen, sowohl menschenlesbaren qualitativen und quantitativen Informationen und Quellen erhält, als auch maschinenlesbare Daten zur weiteren programmatischen Verwendung.

Neben der Bereitstellung einer robusten Infrastruktur und Programmierumgebung fließt ein nennenswerter Anteil der Ressourcen in die Gestaltung der Softwarestruktur, eines Programm-Setups und Workflows im Back-End, auf deren Basis sich Inhalte qualitativ adäquat darstellen lassen. Als Fazit wurde hier dies geschaffen, was die Umsetzung weiterer Funktionen auf einer zeitgemäßen Plattform und Datenaktualisierungen mit verhältnismäßig geringem Aufwand ermöglicht.

Die Instandhaltung der Seite wird durch das Datenlabor des DBFZ übernommen, soweit es Updates der verwendeten Software mit vertretbarem Aufwand zulassen. Die minimale Dauer des Hostings nach Projektende wird auf drei Jahre geschätzt und eine Pflege und Erweiterung der Plattform um weitere Post-EEG-Projekte und Geschäftsfelder im Rahmen von nachfolgenden Projekten angestrebt.

4.2 Teilvorhaben 2

Das Teilvorhaben 2 „Post EEG Thesen und Kommunikation“ zielt auf die Verbreitung der Projektergebnisse von TRANSBIO neben Politik und Gesellschaft als Ganzem insb. auf Energiewende-Expert:innen, die nicht notwendigerweise auf Bioenergie spezialisiert sind.

Im Rahmen des AP 2.2 wurden zwei Dialogforen in Verbindung mit einer Delphi-Studie durchgeführt. Dadurch wurde ein strukturierter Dialog zwischen Energiefachleuten, die sich nicht tagtäglich mit Bioenergie befassen, und Bioenergiefachleuten initiiert. Dazu wurden im ersten Dialogforum Fragen erarbeitet, zwei Delphi-Befragungen durchgeführt und die Ergebnisse im abschließendem Dialogforum vorgestellt. Es wurden folgende Schlussfolgerungen gezogen: Im Bereich *Strom* sollte der Fokus der Bioenergie auf der Backup-Funktion für die fluktuierenden erneuerbaren Energien (Windkraft und PV) liegen. Im Bereich *Wärme* sollte der Fokus der Bioenergie einerseits auf den strategischen Schlüsselbereichen (z. B. Prozesswärme) und der Versorgungssicherheit liegen. Dabei werden auch die begrenzte Rolle der Bioenergie und die Notwendigkeit des effizienten Einsatzes betont. Im Bereich *Gas und Treibstoff* wurde angebotsseitig auf die begrenzte umweltverträgliche Gesamtmenge verwiesen. Nachfrageseitig wird die Multifunktionalität in energetischen Anwendungen und darüber hinaus (Grundstoffchemie) betont. Im Bereich *Biogas und Landwirtschaft* wird die Multifunktionalität von Biogas (THG-Minderung und Produktion von Düngern) und gleichzeitig die Vulnerabilität gegenüber

Klimawandelrisiken hervorgehoben. Im Bereich *feste Biomasse und Forstwirtschaft* liegt der Schwerpunkt auf der Notwendigkeit einer verlässlichen Zertifizierung, der Wertigkeit holzartiger Biomasse als C-Senke und als Baustoff. Schließlich rückt im Bereich *biogene Rest- und Abfallstoffe nach dem KrWG* die Bedeutung der energetischen Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe in den Fokus. *Übergreifend* weisen die Umfrage und das finale Dialogforum auf einen starken Kommunikationsbedarf mit der Forderung an die Politik nach konsistenten, transparenten und langfristigen Rechtsnormen. In wesentlichen Aspekten herrscht Konsens zwischen den Energie- und Bioenergiefachleuten. Es fehlt aber grundlegendes Verständnis für die komplexen Zusammenhänge in Medien und Politik. Hier muss die Energiebranche gemeinsam klarer kommunizieren und aufklären.

Im AP 5 wurden die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen der Post-EEG-Studien in Form einer Meta-Analyse / Synopse aufgearbeitet. Aus der Gesamtheit der Studien ist zunächst deutlich geworden, dass Bioenergie – und hier insb. Biogas – neben der (nicht unerheblichen) EE-Produktion eine Reihe weiterer Systembeiträge erbringt oder erbringen kann. Dies betrifft sowohl Beiträge zum gesamten zukünftigen Energiesystem, als auch Einflussbereiche darüber hinaus. In Summe erwächst aus den Funktionen außerdem eine hohe Relevanz für die THG-Minderung. Als Schlussfolgerungen kann erstens festgestellt werden, dass es – neben der Notwendigkeit individueller Lösungen und rechtzeitiger Planung – für Betreibende eine starke Abhängigkeit zwischen Geschäftsfeld und regulatorisch-ökonomischem Umfeld gibt. So war es das Ziel der Studien zu zeigen, mit welchen neuen Strategien und Geschäftsfeldern die Biomasseanlagen „fit“ für die Post-EEG-Phase gemacht werden können. Gleichzeitig wurde deutlich, welch entscheidende Bedeutung der regulatorische Kontext für die Tragfähigkeit der Geschäftsfelder hat. So zielen zwar die meisten Geschäftsfelder auf die o. g. Systembeiträge und gehen auch mit betriebswirtschaftlichen Vorteilen einher, gleichzeitig reichen diese – zu den Zeitpunkten der jeweiligen Studienerstellung – für eine dauerhafte betriebswirtschaftliche Tragfähigkeit häufig nicht aus. Zweitens wird deutlich, dass es bisher keinen Konsens in der Regulierung – und damit in der Gesellschaft – darüber gibt, die vorhandene Ressource Biomasse weiter zu nutzen. So scheint trotz des aufgezeigten substitutiven Charakters von Biogas zu Erdgas und der kostensenkenden Wirkung eines „strategischen Erhalts“ des einst politisch aufgebauten (und über das EEG finanzierten) Kraftwerksparks auch vor dem Hintergrund der neueren geopolitischen Risiken die Nutzung von Erdgas der bevorzugte Energieträger in der näheren Zukunft zu sein.

Weiterhin wurde eine Kommunikationsstrategie erstellt (AP 6.1), auf deren Basis der Besuch von Veranstaltungen aus der Wissenschaft und der energiepolitischen Praxis geplant und durchgeführt wurde. (vgl. Kapitel 2.3.1).

Schließlich wurde im Rahmen der Aufstockung (AP 9) eine Umfrage zur Rolle der Bioenergie in der Defossilisierung industrieller Prozesswärme durchgeführt. Ziel des AP war es, anhand exemplarischer Interviews Einblicke in die Planungen betroffener Branchen zu erhalten. Mit Blick auf Biomethan wurde in allen Interviews die – zumindest technisch mögliche – direkte Substituierbarkeit (1:1-Ersatz) in allen Erdgas-Anwendungen als Vorteil angegeben. Als problematisch / nachteilig wurde hingegen zum einen der höhere Preis und der damit einhergehende Wettbewerbsnachteil genannt. Zum anderen wurde auf die Notwendigkeit der „konstanten Verfügbarkeit“ verwiesen. Dies wurde – u. a. auch mit Blick auf die notwendigen großen Mengen – zum einen mit Blick auf die ausreichende Verfügbarkeit von Grüngas-Zertifikaten ausreichender Qualität begründet oder auch mit befürchteten Problemen der physischen Verfügbarkeit. Handelt es sich um kein Erdgas-Äquivalent, werden auftretende technische Fragen als Nachteil genannt. Diese betreffen noch nicht kompatible Schmelz- und Brennöfen und die Notwendigkeit

& Eignung neuer BHKW-Motoren. Dort, wo die Flamme direkten Kontakt zum Produkt hat, werden bei Nutzung anderer Qualitäten Fragen der Prozesschemie aufgeworfen und technologische Prüfungen notwendig. Bei fester Biomasse als Prozesswärmequelle ist die unmittelbare Substituierbarkeit häufig nicht gegeben und so wurde sie von den meisten Interview-Partnern nicht als Alternative betrachtet. Ein Interview-Partner hielt evtl. die Anwendung von Pyrolyse für möglich, wenn gasförmige oder flüssige Anteile verbrannt würden, bezeichnete dies aber „bestenfalls als F&E-Frage“. Ähnlich wie bei Biogas wurde z. T. auch wieder auf die mangelnde Verfügbarkeit mit Blick auf die notwendigen großen Mengen des Energieträgers verwiesen. Ausnahmen bestehen in den Fällen, in denen prozessbedingt ohnehin schon Biomassen eingesetzt werden. So werden Sägespäne und Papierfangstoffe (Reste aus Papierherstellung) als Zuschlagstoff im Brennprozess von Ziegeln zur Porosierung (Bildung von Luftblasen) verwendet, die „ganz grob“ 30 % des Energiebedarfs ausmachen. Als Vorteil wurde genannt, dass Biomasse bei der Herstellung von Ziegeln im EU-EHS als Prozessemissionen anerkannt und mit entsprechender Gratiszuteilung versehen sind. Als Nachteil wurde genannt, dass der Anteil der Zuschlagstoffe prozessbedingt und somit nicht beliebig steigerbar ist. In einem anderen Beispiel ist der Einsatz von Koks (bzw. von Kohlenstoff) in der Metallerzeugung aus metallurgischen Gründen notwendig. So bestünde der Vorteil von Biokohle in einem möglichen Ersatz für fossilem Kohlenstoff und der Interview-Partner berichtet von aktuell durchgeführten Tests, welche Kohle mit welchen Bioäquivalenten ersetzt werden könnten.

4.3 Teilvorhaben 3

Das Teilvorhaben 3 „Multimedialer Informationstransfer“ des Projekts TRANSBIO zielt vornehmlich auf die zielgruppen-spezifische Ansprache hinsichtlich des Themenkomplexes Post-EEG für Bioenergieanlagen, dem multimedialen Informationstransfer für die breite Öffentlichkeitsarbeit sowie die Verbreitung von Projektergebnissen, sofern für die Zielgruppe relevant, ab. Das Vorhaben dient dazu, zentrale Ergebnisse und Handlungsoptionen der bis dahin abgeschlossenen Post-EEG Projekte innerhalb Deutschlands und ggf. ausgewählte EU-Projekte mit Bezug zum Rechtsrahmen von bspw. Vergütungsmechanismen in Deutschland oder ähnlichen Instrumenten zu bündeln, zu harmonisieren sowie verständlich aufzubereiten und an die jeweiligen Zielgruppen heranzutragen.

Als Grundlage für die Ansprache der jeweiligen Zielgruppe und damit auch der Wahl der entsprechenden Kanäle wurde eine „Public Relations- und Kommunikationsstrategie“ federführend vom IZES und dem KTBL entwickelt, welches die Transfermaßnahmen für das Vorhaben beschreibt (AP 6.1). Die Maßnahmen zur zielgruppengerechten Kommunikation im Projekt fußen auf dieser Ausarbeitung, die mit Fortschreiten des Projekts laufend angepasst wurde.

Über diverse Veranstaltungen, die im Rahmen des Vorhabens ausgerichtet wurden (AP 6.2), konnten unterschiedliche Zielgruppen im direkten Dialog zum Themenkomplex und über die Projektarbeit informiert werden. Unterschieden werden TRANSBIO-Veranstaltungen, die im Rahmen des Vorhabens organisiert und durchgeführt wurden sowie Veranstaltungen Dritter, die durch das Konsortium fachliche unterstützt wurden. Herauszuheben sind die Berliner Energietage 2022, die TRANSBIO-Fachtagung "Post-EEG-Biogas: Zukünftiger Beitrag landwirtschaftlicher Biogasbestandsanlagen für die Energiewende" 2022 des KTBL, das TRANSBIO-Fachgespräch "Post EEG & EEG 2023 - Neue Impulse für die Bioenergie" des DBFZ, der TRANSBIO-Themenblock in der Kongressreihe „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ der FNR und des KTBL 2023 sowie die Ausrichtung der TRANSBIO-Abschlussveranstaltung im März 2024 als Hybridevent in Leipzig.

Ein weiterer Schwerpunkt des Teilvorhabens entfiel auf die Erweiterung des Online-Informationsangebots. Das beinhaltet zum einen die Erweiterung und Aktualisierung des Post-EEG-Fachportal ‚Zukunft Biogas' des KTBL (www.zukunftbiogas.de) (AP 6.3). Dieses richtet sich vornehmlich an Anlagenbetreibende und Beratende. Mit diesem Webangebot werden seit 2021 praxisrelevante Ergebnisse aus Post-EEG-Projekten und weitere abgesicherte Informationen rund um das Themenfeld sowie mögliche Zukunftsoptionen für Betreibende landwirtschaftlicher Biogasanlagen gebündelt zur Verfügung gestellt. Im Rahmen der Erweiterung wurde z. B. die Rubrik „Post-EEG-Projekte" u. a. um Informationen zum TRANSBIO-Vorhaben erweitert, dass u. a. die Vorträge der TRANSBIO-Veranstaltungen öffentlich zugänglich macht. Darüber hinaus wurde im Bereich ‚Veröffentlichungen' insbesondere Leitfäden, Broschüren, Abschlussberichte und Publikationen, die sich im Wesentlichen mit den Themenbereichen Repowering, Optimierung sowie mit Post-EEG-Konzepten für Biogasanlagen befassen, aufgenommen. Unter der Rubrik „Termine" wurden kontinuierlich Biogas-Veranstaltungen zum Themenbereich vom KTBL angekündigt.

Zum anderen wurde die Web-Anwendung "Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)" des KTBL weiterentwickelt. Dies ist eine Planungshilfe für die Identifikation von bestehenden Weiterbetriebsoptionen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Bestandsanlagen) nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode. Dies erfolgte zum einen über die in Teilvorhaben 1 (AP 3) erhobenen Kennzahlen, die überwiegend in Struktur der KTBL-Datenbank übernommen wurden, die Grundlage für die Onlinewebanwendung dient. Zudem wurde der Preisindex für bauliche wie technische Anlagenteile nach statistischen Kennzahlen ermittelt und ebenfalls in der KTBL-Datenbank aktualisiert. Als grundlegend Erweiterung der Web-Anwendung wurde die Weiterbetriebsoption „Anlagencluster" (Rohgasbündelung) zur Biomethanproduktion als neue Auswahloption hinzugefügt. Mit der Integration des neuen GF „Anlagencluster" soll der User in die Lage versetzt werden, die Rohgasproduktion seine Bestandsbiogasanlage modellhaft mit denen anderer Biogasanlagen zusammen zu schalten, um gemeinsam eine Biomethanaufbereitungsanlage techno-ökonomisch darstellen zu können. Der Tool-User definiert den "Hauptstrang", zudem sich weitere Rohgasmengen über Mikrogasleitungen addieren. Die Investitionen, Betriebskosten sowie Erlöse sollenden Anlagen, bezogen auf die jeweilige Energiemenge der Rohgasmenge, zugerechnet werden können.

An dieser Stelle sein angemerkt, dass die Programmierung zur Erweiterung der Web-Anwendung zusammen mit einer weiteren Erweiterung zur Darstellung des Geschäftsfeld Biomethan als Kraftstoff (BIOKRAFT-Modul) erfolgt. Aus diesem Grund kann der Launch des Moduls „Biogasanlagen-Cluster" nur zeitlich mit dem Kraftstoff-Modul erfolgen. Die Veröffentlichung beider neuen Module der Web-Anwendung "Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)" ist für November 2024 geplant.

Zur Unterstützung bei der Erarbeitung von Handlungsempfehlungen für den Biogasbereich wurden zwei Online-Umfragen zu Post-EEG (Biogas) durchgeführt. Diese sollten ein differenzierteres Bild der Praxis liefern, welche Strategien und Herangehensweise im Bezug zur Post-EEG-Thematik in der Praxis mehrheitlich in Betracht gezogen werden. Leider ließ die geringe Anzahl an Rückmeldungen bei der 1. Umfrage keine belastbaren Rückschlüsse zu, weshalb eine 2. Umfrage unter eine größeren Anzahl Teilnehmende durchgeführt wurde. Die Ergebnisse der 2. Post-EEG-Befragung wurden beim TRANSBIO-Abschluss vorgestellt und sind in der Sonderveröffentlichung des KTBL veröffentlicht.

Im Rahmen des Teilvorhabens wurden in AP 6 und 10 zwei Veröffentlichungen für die Zielgruppe Biogas-Praxis erstellt. Die Publikation für Betreibende, die als Sonderveröffentlichung des KTBL veröffentlicht ist, enthält die Ergebnisse Post-EEG Umfrage 2023 / 24 des KTBL, die aktuelle Vorstellung des Stands der

Biogastechnik in Deutschland als Gastbeitrag des DBFZ, eine kurze Vorstellung aktuell relevantesten Biogas-Geschäftsmodelle sowie das Resümee aus der TRANSBIO-Metastudie. Abschließend werden weiterführende Informationen wie Web-Anwendungen und -Portale sowie ausgewählte Literatur vorgestellt. Die Publikation richtet sich vornehmlich an Betreibende und Berater von Biogasanlagen. Die Veröffentlichung „Biogas-Betriebsmodelle für Post-EEG-Biogasanlagen“ wurde aktualisiert. Als Grundlage dafür dienten konsolidierte Daten die AP 2 zusammengetragen wurden sowie Grunddaten aus der KTBL-Datenbank (KTBL 2023). Die darin enthaltenen Anschaffungspreise für Bauteile werden mit einem Preisindex nach Destatis fortgeschriebenen, um die Aktualität zu gewährleisten.

Neben den oben beschriebenen Aufgaben in AP 6 und 10 lag eine Beteiligung an den Partizipationsformat PAG (Projektbegleitende Arbeitsgruppe) im Zentrum (AP 2.1). Für die Datenkonsolidierung wurde innerhalb der PAG eine Datenerhebung in Form von strukturierten Befragungsformularen durchgeführt, die einen besonderer Fokus auf die Harmonisierung und Vergleichbarkeit der Daten legte. Neben der strukturellen Arbeit wurden Kenndaten und Geschäftsfelder aus dem Vorhaben "BIOGAS PROGRESSIV – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen" (ProBiogas) für die Datenkonsolidierung zusammengetragen bzw. ausgewertet. Für das zweite Partizipationsformat, dem DialogForum (AP 2.1), erfolgte eine Unterstützung bei der inhaltlichen Ausgestaltung des DialogForum für Vertreter der Energiebranche, Forschung, Verbände sowie Politik. Darüber hinaus war das KTBL am DialogForum beteilig und übernahmen die Dokumentation für die anschließende Auswertung.

Für das Arbeitspaket 3 „Konsolidierung von techno-ökonomischen Kennzahlen und qualitativer Methodenvergleich zur Bewertung von Geschäftsfeldern“ erfolgte eine Datenerhebung (KTBL-Datenbank und Modelle) aus dem Post-EEG-Vorhaben ProBiogas für die mögliche Nutzung in der Forschungsdatenplattform ‚BE Future‘. Neben der Datenauswertung des Vorhabens ProBiogas wurde die Ausarbeitung der Geschäftsfeldsteckbriefe Biomethanumrüstung - Soloeinspeisung (GF6), Biomethanumrüstung - Hoftankstelle (GF7), Power Purchase Agreement (GF 4) durchgeführt.

Bei der Erstellung des Methodenkompendium (AP 2), welches federführend vom DBFZ erfolgte, war das KTBL zusammen mit dem IZES für das Kapitel „Potentialermittlung Biomethanpooling" verantwortlich. Darüber hinaus war das KTBL bei Einarbeitung ökonomischer Kennzahlen sowie bei der allgemeinen Überarbeitung involviert.

Unterstützung bei der Erstellung und Überarbeitung der Metaanalyse von Post-EEG-Studien (AP 5) durch das IZES. Dies bezog sich vor auf die Erläuterungen von Ergebnissen und Annahmen, die im Rahmen der Modellierung von Biogasbetriebskonzepten für Post-EEG-Optionen des Projekts "BIOGAS PROGRESSIV – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen" (ProBiogas) entstanden und in die Analyse eingeflossen sind.

4.4 Teilvorhaben 4

Das Ziel des Teilvorhabens 4 war die Analyse der mittelfristigen Entwicklungsperspektiven, Chancen und Risiken von Ertragsoptionen von Bioenergieanlagen in den Märkten für Strom, Wärme, Brenn-/Kraftstoffe und anderen Märkten sowie deren wesentlicher Rahmenbedingungen. Es sollte der Transfer komplexer Modellergebnisse unterstützt und diese mit anlagenspezifischen Blickweisen der Betreibenden („Modellkoppelung“) verknüpft werden. Ansätze zur Regionalisierung der Systemeffekte, die Übertragung von Systempotentialen zur Marktentwicklung, Anwendungskonzepte auf Betriebsebene und die

Darstellung der Sensitivitäten verschiedener Marktparameter und Substitutionstechnologien wurden herangezogen.

Im Rahmen des AP 4 wurde die Harmonisierung und Aktualisierung der Szenarioanalysen der Post-EEG-Projekte weiter vorangetrieben. Das am IER erstellte Betriebsmodell wurde weiterentwickelt und die Inputdaten aktualisiert. Außerdem wurde die Methodik der Risikoanalyse weiterentwickelt und In einem Expert:innenworkshop am 8. Mai 2023 wurden verschiedene Risikofaktoren, deren potenzielles Schadensausmaß und die damit verbundene Eintrittswahrscheinlichkeit von Expert:innen diskutiert und bewertet. Die Analyse ergab, dass die Flexerlöse im Mittel als relativ sicher angesehen werden können. Allerdings besteht ein gewisses Abwärtsrisiko, dass diese nur sehr gering ausfallen. Der Risikofaktor einer Kostensteigerung des Substrats (Nawaro) wurde als das größte Risiko identifiziert. Steigende Investitionskosten und eine Verringerung der Einnahmen aus THG-Quoten wurden ebenfalls als bedeutende Risiken bewertet. Neue Nachhaltigkeitsanforderungen, wie strengere THG-Reduktionsziele, stellen ein relevantes Risiko dar. Eine Reduzierung des Ausschreibungsvolumens wurde als weniger wahrscheinlich, aber dennoch mit erheblichem Schadenspotenzial eingestuft.

Im AP 8 wurden neben der Harmonisierung der Szenarioparameter fünf Post-EEG-Konzepte analysiert. Dazu gehören zwei Flexibilisierungsvarianten, die auf die EEG-Ausschreibung abzielen, und zwei Biomethanvarianten, die auf die Kraftstoffvermarktung und die THG-Quote fokussieren. Zur Szenarioanalyse und Bewertung dieser Konzepte wurde das IER-Betriebsmodell „BGP-REPOMOD“ genutzt. Als Vergleichs- und Entscheidungsgröße für den Weiterbetrieb aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird der Kapitalwert genommen. Die Ergebnisse zeigten, dass im BAU-Szenario der Weiterbetrieb nur für 36 % der BGA vorteilhaft ist. Mit einer durchschnittlichen Gaskapazitätsgröße von 900 kW_{Hs} könnten insgesamt 926 MW erhalten bleiben. Da jedoch viele Anlagen zur Biomethanaufbereitung wechseln, sinkt die installierte Leistung des Bestandes trotz starker Flexibilisierung deutlich. Die Entwicklung des BGA-Bestandes und Post-EEG-Konzepte bis 2040 zeigte, dass im Mittel der Szenarien die installierte Leistung bis 2035 auf knapp 1 GW_{el} sinkt und sich zwischen 0,25 und 2,6 GW_{el} bewegt. Hochgerechnet auf den Gesamtbestand entspricht dies 0,7 bis 7,4 GW_{el}. Für optimale Bedingungen wären bessere betriebswirtschaftliche Rahmenbedingungen erforderlich, wie im Szenario "Flex III". Ohne diese und bei verbesserten Chancen im Kraftstoffmarkt (Szenario "QuotaBoom") sinkt die installierte Leistung weiter. Entscheidende Faktoren sind das Marktvolumen für Methankraftstoff und der THG-Quotenpreis, die im Gegensatz zur EEG-Marktprämie unsicherer sind. Wichtiger als das Ausschreibungsvolumen im EEG ist die Förderhöhe, die je nach Anreizfokus über den Flexzuschlag oder die Höchstgebotsgrenze erfolgen sollte. Das Konzept ‚Flex-Seasonal‘ ist über alle Szenarien hinweg ein relativ robustes Konzept. Es bietet darüber hinaus Vorteile, z. B. hinsichtlich der Integration mit Photovoltaik und Solarthermie, benötigt aber eine hohe Überbauung, um auch im Winter eine kurzfristige Flexibilität bereitstellen zu können. Ähnlich robust ist das Konzept ‚Bio-CH_4-Grid‘ mit 30 % im Mittel über alle Szenarien. Das Konzept Bio-CH_4-CNG (im Szenario Mittel 20 %) ist speziell für kleinere BGA mit viel Gülleeinsatz und wenig Wärmeauskopplung interessant, beinhaltet jedoch ein deutlich höheres Risiko bezüglich des Biomethanabsatzes, dass hier nicht berücksichtigt ist. Gleiches gilt für das zunehmende Risiko der zukünftigen Entwicklung des lokalen Gasnetzes und der Verfügbarkeit einer Anschlussoption. Die Entwicklung der THG-Emissionen in verschiedenen Sektoren bis 2040 zeigte, dass die Bruttoemissionen in allen Szenarien deutlich zurückgingen. Im 'BAU'-Szenario verringerte sich die THG-Minderung durch die Güllevergärung bis 2035 um fast 50 %. Die höchste Netto-Reduktion wurde 2035 im 'QuotaBoom'-Szenario mit fast 3 Mio. $t_{CO2\text{-}eq}$ erreicht. Im gleichen Jahr verzeichnete das 'BAU'-Szenario die niedrigste Netto-Minderung von etwa 1,5 Mio. $t_{CO2\text{-}eq}$.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektstruktur im Vorhaben TRANSBIO differenziert nach Arbeitspakten (AP) mit Zuordnung der jeweiligen Verantwortlichkeiten 7
Abbildung 2: Grundschema der Scharnierfunktion des PAG-Datahub zwischen der PAG und der Forschungsdatenplattform 10
Abbildung 3: Flussdiagramm der Forschungsdatenabfrage, -aggregation, -speicherung sowie Datenverarbeitung und Export 14
Abbildung 4: Darstellung der Datenbankstruktur 16
Abbildung 5: Spezifische BHKW-Kosten in Abhängigkeit der installierten Leistung in kW 18
Abbildung 6: Übersicht zu implementierten Produktkomponenten 19
Abbildung 7: interaktive Abbildungen im Themenblock zu den Investitionsbedarfen 22
Abbildung 8: Diagramm aus dem Themenblock zu Produktpreisen 23
Abbildung 9: Landkarten im Themenblock zu Nachhaltigkeitszertifizierung 23
Abbildung 10: Startseite der Webanwendung BE Future 24
Abbildung 11: Mit erneuerbaren Wärmequellen erzielbare Temperaturen: Quelle: DLR (2016): Prozesswärme für die Industrie: Einsatz erneuerbarer Technologien abhängig von Temperaturanforderungen. 37
Abbildung 12: Banner zur Bewerbung des TRANBSIO Themenblock während der Berliner Energietage 2022 (© M. Paterson | KTBL) 52
Abbildung 13: Werbebanner zur ersten TRANSBIO-Fachtagung (© M. Paterson | KTBL) 53
Abbildung 14: Online-Werbebanner zur TRANSBIO-Abschlussveranstaltung im März 2024 (© KTBL) 53
Abbildung 15: Schema eines Anlagenclusters mit Unterscheidung der Klassifizierung Primär-BGA (Tool-User) und Sekundär-BGA in der Web-Anwendung Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlagen) des KTBL 55
Abbildung 16: Schematische Eingliederung des Moduls „Cluster“ in die Architektur der Web-Anwendung Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlagen) des KTBL 56
Abbildung 17: Auswertung der Branchengruppenzugehörigkeit der Befragten Personen (n: 212). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL) 59
Abbildung 18: Ergebnis der Befragung (n: 677) zu möglichen Geschäftsfelder für ein Weiterbetriebskonzept der Biogasanlage. KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL) 60
Abbildung 19: Auswertung zur Investitionsbereitschaft im Rahmen des EEG-Ausschreibungsmodels (n: 212). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL) 61
Abbildung 20: Ergebnis der Umfrage (n: 535) zu möglichen Strategien für die Gebotspreisfindung für das Ausschreibungsmodel. KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL) 62
Abbildung 21: Umfrageergebnis zur Zeitplanung für das Weiterbetriebskonzept (n 212). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL) 62
Abbildung 22: Ergebnis zum Bedarf einer Post-EEG-Erstberatung (n 212). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL) 63

Abbildung 23: Zusammenfassung zur Frage nach den aktuellen Herausforderungen bzw. Hemmnisse bei der Realisierung eines Weiterbetriebskonzept (n 149). KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL) 64
Abbildung 24: Szene aus dem TRANSBIO-Erklärfilm „Post-EEG für Biogasanlagen“ © KTBL 65
Abbildung 25: Szene aus dem TRANSBIO-Erklärfilm „Post-EEG für Biogasanlagen“ © KTBL 66
Abbildung 26: Aufbau der modellhalten Betrachtung sowie Abgrenzung des Begriffs „Betriebsmodelle“. Als „Status Quo“ wird das bisherige Konzept der Bestandsbiogasanlage verstanden, dass für den Post-EEG-Weiterbetrieb um Verfahrensoptionen zu einem Betriebsmodell ergänzt wird („Post-EEG-Erweiterung“) © KTBL; Grafik/Illustration: M. Paterson 68
Abbildung 27: Verteilung von ermittelten Marktwertfaktoren (MVF) von BGA (n = 373) mit einem PQ von 2,2 anhand historischer Marktdaten (n = 7), Ermittlung der MVF via BHKW-Einsatzoptimierung 71
Abbildung 28: Berechnete Risikomatrix 74
Abbildung 29: Vergleich der Entwicklung des BGA-Bestandes und Post-EEG-Konzepte bis 2040 aus der Betreiberperspektive (Kapitalwert) für ausgewählte Szenarien 82
Abbildung 30: Entwicklung der Brutto-THG-Emissionen, der Netto-Minderung und der Reduktionsmenge in verschiedenen Sektoren bis 2040 für unterschiedliche Szenarien 83

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eingebundene Post-EEG-Vorhaben innerhalb der PAG und deren untersuchte Geschäftsfelder (ASD = Ausschreibungsdesign; ÖSD = Ökosystemdienstleistungen; SDL = Systemdienstleistungen); keine abschließende Betrachtung 9
Tabelle 2: Zuordnung von Destatis Preisindizes zu ausgewählten Anlagenkomponenten** 13
Tabelle 3: Rahmendaten Interviews Defossilisierung Prozesswärme; k. A.: keine Angabe, a: eigene Erhebung oder Schätzung; Quelle: eigene Darstellung 38
Tabelle 4: Übersicht der festgelegten Kommunikationsmaßnahmen im Vorhaben TRANSBIO 50
Tabelle 5: Terminologie des Risikomanagementprozesses 72
Tabelle 6: Konkretisierung der Schadensklassen und Definition der Eintrittswahrscheinlichkeiten 73
Tabelle 7: Angaben zu verschiedenen Risikofaktoren 75
Tabelle 8: Übersicht zu Biomassenutzung in den Systemstudien mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 in Deutschland (beinhaltet bereits Studien aus Q1-2023) 77
Tabelle 9: Übersicht über Szenarien und Szenarioparameter der Post-EEG Projekte mit Stand Januar 2023 (Überschneidung bei Parametern sind fett markiert) 78
Tabelle 10: Analysierte Post-EEG Konzepte mit ihren wesentlichen Merkmalen 80
Tabelle 11: Szenario-Definition mit Storylines und Szenario-Parametern 81
Tabelle 12: Anteile am BGA-Anlagenpark, für die sich ein Weiterbetrieb gemäß Post-EEG-Konzept bis 2040 aus Betreibersicht lohnt (Entscheidungsparameter: Kapitalwert des Post-EEG-Konzeptes) 82

5 Anhänge