Schlussbericht

zum Vorhaben

Thema:

Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus)

Teilvorhaben:

Teilvorhaben 1: Bioenergie-Input-Output-Modell und Transformationsstrategien (DBFZ)
Teilvorhaben 2: Chancen Bestandsanlagen und Landwirtschaft (IZES)
Teilvorhaben 3: Referenz- und Trendszenarien (IER)
Teilvorhaben 4: Stakeholdereinbindung (UHH)
Teilvorhaben 5: Räumliche Infrastrukturanalyse (UFZ)
Teilvorhaben 6: Weiterentwicklung der (Direkt-)Vermarktung von Bioenergieanlagen über den Rahmen des Marktprämienmodells hinaus (NEXT)

Zuwendungsempfänger:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ
IZES Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
IER Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
Universität Hohenheim, Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Next Kraftwerke GmbH

Förderkennzeichen:

22404016, 22407817, 22406917, 22407117, 22407517, 22407417

Laufzeit:

01.11.2017 bis **30.08.2020**

Monat der Erstellung:

01/2021

Gefördert durch:

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

Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus) - Schlussbericht

FKZ: 22404016, 22407817, 22406917, 22407117, 22407517, 22407417

Autor*innen: Martin Dotzauer[1], Katharina Schering[1], Tino Barchmann[1], Katja Oehmichen[1], Uta Schmieder[1], Michael Steubing[2], Bernhard Wern[3], Patrick Matschoss[3], Joachim Pertagnol[3], Ludger Eltrop[4], Samah Gouya[4], Simon Zielonka[5], Astrid Böckmann[6]

[1] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
[2] Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ
[3] IZES Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
[4] IER Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
[5] Universität Hohenheim, Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
[6] Next Kraftwerke GmbH

Datum: 04.02.2021

Zuwendungsgeber	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) Am Hofplatz 1 18276 Gülzow-Prüzen
Ansprechpartner:	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH Torgauer Straße 116 04347 Leipzig Tel.: +49 (0)341 2434-112 Fax: +49 (0)341 2434-133 E-Mail: info@dbfz.de Internet: www.dbfz.de **M.Sc. Martin Dotzauer** Tel.: +49 (0)341 2434-385 E-Mail: martin.dotzauer @dbfz.de **M.Sc. Tino Barchmann** Tel.: +49 (0)341 2434-375 E-Mail: tino.barchmann@dbfz.de
Erstelldatum:	04.02.2021
Projektnummer DBFZ:	3330043
Projektnummer Zuwendungsgeber:	22404016
Gesamtseitenzahl + Anlagen	189

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis V

Abbildungsverzeichnis VIII

Tabellenverzeichnis XII

1 Gesamtkontext des Verbundvorhabens 1

2 Projektstruktur und Arbeitsinhalte 2

2.1 Teilvorhaben 1: Bioenergie-Input-Output-Modell und Transformationsstrategien (DBFZ) 3

2.1.1 Parametrisierung und Programmierung des Input-Output-Modells für den Bioenergieanlagenbestand im EEG (IOM_BEA) AP 1.1 3

2.1.2 Berechnung der spezifischen Emissionsfaktoren 26

2.1.3 Konzeptionierung und Umsetzung einer Web-Anwendung als interaktiver Endbericht 33

2.2 Teilvorhaben 2: Chancen Bestandsanlagen für Land- und Forstwirtschaft (IZES) 35

2.2.1 Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens 35

2.2.2 Bewertung der Flexibilität aus Sicht der Energiewirtschaft 36

2.2.3 Bewertung der Chancen Biomethan für Anlagenbetreibende 42

2.2.4 Bewertung von Wärmekonzepten 49

2.2.5 Post-EEG-Entwicklungen aus Sicht von landwirtschaftlichen Betrieben 50

2.2.6 Post EEG aus Sicht der Holzwirtschaft 60

2.2.7 Zusammenfassendes Fazit 62

2.3 Teilvorhaben 3: Referenz- und Trendszenarien (IER) 65

2.3.1 Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens 65

2.3.2 Szenarioentwicklung und Parametrierung 65

2.3.3 Technische und Ökonomische Daten 75

2.3.4 Modellanalyse: Referenz- und Trendszenarien für das Strom- und Wärmesystem nach 2020 84

2.3.5 Zusammenfassung 95

2.4 Teilvorhaben 4: Stakeholdereinbindung (Universität Hohenheim) 97

2.4.1 Projektworkshops 97

2.4.2 Interviews und Umfragen 102

2.4.3 Expertenbefragung 137

2.4.4 Weitere Stakeholdereinbindung 137

2.5 Teilvorhaben 5: Räumliche Infrastrukturanalyse (UFZ) 138

2.5.1 Ermittlung des Wärmeabsatzpotentials für Bioenergieanlagen 138

2.5.2 Ermittlung des Biomethan-Potentials für Anlagenverbünde 142

2.5.3 Zusammenfassung 145

2.6 Teilvorhaben 6: Weiterentwicklung der (Direkt-)Vermarktung von Bioenergieanlagen über den Rahmen des Marktprämienmodells hinaus (NEXT) 146

2.6.1 Definition und Analyse bestehender Geschäftsfelder 146

2.6.2 Innovative Geschäftsfelder 147

2.6.3 Wesentliche Ergebnisse der Analyse 150

3 Transformationsstrategien für den Anlagenbestand und Einzelanlagen - Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen 153
3.1 Leitbild zur Bioenergie - Projekt BE20plus 153
3.2 Handlungsfelder 155
3.3 Erkenntnisse und Empfehlungen zu den Handlungsfeldern 157
3.3.1 Systemdienstleistungen (Strom / Wärme) 157
3.3.2 Ökosystemdienstleistungen 158
3.3.3 Einsatzstoffmix 160
3.3.4 Anlagentechnik / Betrieb 162
3.3.5 Sonstige Systemwirkungen 164
3.3.6 Gasaufbereitung / Biomethan 165
3.3.7 Wärme(-auskopplung) 166
4 Anhang: Zusammenfassungen der Teilvorhaben 167
4.1 Teilvorhaben 1: Bioenergie-Input-Output-Modell und Transformationsstrategien (DBFZ) 167
4.2 Teilvorhaben 2: Chancen Bestandsanlagen für Land- und Forstwirtschaft (IZES) 168
4.3 Teilvorhaben 3: Referenz- und Trendszenarien (IER) 170
4.4 Teilvorhaben 4: Stakeholdereinbindung (Universität Hohenheim) 172
4.5 Teilvorhaben 5: Räumliche Infrastrukturanalyse (UFZ) 173
4.6 Teilvorhaben 6: Weiterentwicklung der (Direkt-)Vermarktung von Bioenergieanlagen über den Rahmen des Marktprämienmodells hinaus (NEXT) 174

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AP	Arbeitspaket
ASD	Ausschreibungsdesign
AWSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
BEA	Bioenergieanlage
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKG	Bundesamt für Kartografie und Geodäsie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BoE	Bedarfsorientierte Einspeisung
CCU	Carbon capture and Usage
DAC	Direct Air Capture
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
dena	Deutsche Energie Agentur
DLM	Digitales Landschaftsmodell
DüngeVO	Düngeverordnung
E2M2	Europäisches Strom- und Wärmemarktmodell des IER
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
el	elektrisch
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
FF	Flexfaktor /Grad der Überbauung
FKZ	Förderkennzeichen
FVH	Fachverband Holzenergie im Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE)
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung

GEG	Gebäudeenergiegesetz
GF	Geschäftsfeld
GHD	Gewerbe-Handel-Dienstleistung (Sektor für die Bilanzierung von Energieverbräuchen)
GIS	Geo-Informations-System
GPS	Ganzpflanzensilage
GT	Gas-Turbine
GU	Generalüberholung
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GVE	Großvieheinheiten
GW	Gigawatt
ha	Hektar
ibid.	Ibidem, lateinisch für ebenda, gerade dort, bei wiederholter Zitation einer Referenz
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change / Weltklimarat
IZES	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAU	Local administrative unit (Lokale Verwaltungseinheiten. Bausteine der NUTS)
LCOE	Levelized Costs of Electricity / Stromgestehungskosten
LP	Lineare Programmierung
max	maximal
min	minimal
MIP	Mixed-Iteger Programming (gemischt ganzzahlige Programmierung)
MRL	Minutenreserveleistung
MW	Megawatt
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NTC	Net Transfer Capacity

NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques (hierarchische Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten der amtlichen Statistik in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union)
OBM2035	Ohne Bioenergie nach 2035 (Szenarioname)
OLG	Oberlandesgericht
P	Leistung
PEF	Primärenergiefaktor
POI	Point of Interest (punkthafte Geoobjekte, Ort von Interesse)
PPA	Power-Purchase-Agreement / Stromkaufvereinbarung
PRL	Primärregelleistung
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X
RED II	Renewable Energy Directive / Erneuerbare-Energien-Richtlinie
REF	Referenzszenario
SHN	Schleswig-Holstein-Netz
SRL	Sekundärregelleistung
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
th	thermisch
THG	Treibhausgas
THGND	Treibhausgasneutrales Deutschland
TRAS 120	Technische Regel für Anlagensicherheit - Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen
TWh	Terrawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
UFZ	Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
VBA	Visual Basic for Applications (Skriptsprache für Automatisierung von MS Office Anwendungen)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VLH	Volllaststunden
WEA	Windenergieanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strukturplan für das Verbundvorhaben "BE20plus" mit Darstellung der Arbeitspakete und der jeweiligen Arbeitspaketverantwortlichkeiten (Abkürzung der Projektpartner, die das jeweilige AP leiten, sind blau gerahmt) 2
Abbildung 2: Einflussfaktoren auf die Entscheidung über Anschlussbetrieb (Ursache-Wirkung-Diagramm nach Kaoru Ishikawa) 3
Abbildung 3: Darstellung der Anlagenbestandsentwicklung von 2000 bis 2020 (Werte für 2016 bis 2020 hochgerechnet) 7
Abbildung 4: Darstellung der Bestandsentwicklung von Bioenergieanlagen von 2021 bis 2035 –in der Basisvariante, in der keine Anschlussperspektiven realisiert werden können, ausgenommen der Anschlussbetrieb für HKW der Papier- und Zellstoffindustrie (PZI_KWK_20000), sowie für Neubau von Güllekleinanlagen, Abfall-Biogasanlagen (BGA_G_75, BGA_A_750, BGA_A_1000, BGA_A_2000) und Altholzkraftwerken (HKW_AH_10000) 7
Abbildung 5: Geschäftsfeldkaskade für Bioenergieanlagen mit alternativen Referenzgeschäftsfeldern (G1) und selektiv möglichen optimierten (G2) und innovativen (G3) Geschäftsfeldern die jeweils kumulativ betrachtet werden. 8
Abbildung 6: Modellierte Entwicklung der Netto-Ausschreibungsvolumina (graue Säulen), virtuell bezuschlagte Anlagengruppen oberhalb der x-Achse sowie der Anlagengruppen die überzeichneten Auktionen keinen Zuschlag erhalten unterhalb der x-Achse 12
Abbildung 7: Misch-Extrapolation der dynamischen Preisspreads für die besten 12h am day-ahead Markt, basierend auf Realdaten für 2017 einer Preisprognose von 2016 bis 2035, Polynomische Regression als Näherung für ein logistische Funktion 14
Abbildung 8: Grundschema der 9 zu berechnenden Trendszenarien wobei eine Kreuzkombination aus 3 kaskadierenden Geschäftsfeldstufen und 3 Einsatzstoffpreisniveaus den Szenariorahmen aufspannt 21
Abbildung 9: Darstellung der Berechnungsschritte für die Einzelberechnung 22
Abbildung 10: Prioritäre Geschäftsfelder für die Portfolioberechnungen des Trendszenarios S2_G2 (Einsatzstoffpreisstufe 2 & Geschäftsfeldstufe 2) 23
Abbildung 11: Modellierte Entwicklung der installierten elektrischen Leistung für das Anlagenportfolio bis 2035 Trnedszenario S2_G2 (Einsatzstoffpreisstufe 2 & Geschäftsfeldstufe 2) 23
Abbildung 12: Entwicklung der Biomethaneinspeisekapazitäten, für Bestandseinspeiseanlagen (gelb- und grau-Töne) sowie umgewidmete Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen (grün-Töne) 24
Abbildung 13: Entwicklung des Einsatzstoffumsatzes für die aggregierten Einsatzstoffgruppen bis 2035 für das Trendszenario S2_G2 (Einsatzstoffpreisstufe 2 & Geschäftsfeldstufe 2) 25
Abbildung 14: THG-Emissionen der berücksichtigten Einzelanlagen in gCO_2-Äq./kWh 32
Abbildung 15: Inhaltliche Schwerpunkte für die Ergebnisdarstellung in der WebApp. 33
Abbildung 16: Ausschnitt aus dem Entwurf der WebApp (hier beispielhaft die Systemsicht) mit interaktiver Graphik 34

Abbildung 17: verschiedene Methanisierungsverfahren für bio-CH_4 und e-CH_4; Quelle: Figure 1 aus Fußnote 20 43
Abbildung 18: Methannutzung in Ziel-Szenarien für 2030 und 2050; Quelle: s. Fußnote 20 44
Abbildung 19: Frei werdende landwirtschaftliche Flächen bei Rückgang des Biogasanlagenbestandes entsprechend der Basisvariante. 51
Abbildung 20: Wirtschaftsdünger, der bei einem Rückgang der Biogasanlagen nicht mehr vergoren wird. 52
Abbildung 21: Standorte der an der Umfrage beteiligten Biogasanlagen 52
Abbildung 22: Umfrageergebnis zum Vergütungsschema (EEG-Fassung zur Inbetriebnahme) der jeweiligen Anlage 53
Abbildung 23: Umfrageergebnis zu weiteren Vergütungsoptionen der Biogasanlage 53
Abbildung 24: Umfrageergebnis zur externen Wärmenutzung 54
Abbildung 25: Umfrageergebnis zu Plänen der BGA-Betreibenden nach Auslaufen des EEGs 54
Abbildung 26: Umfrageergebnis zu potenziellen Möglichkeiten nach Auslaufen des EEG 55
Abbildung 27: Umfrageergebnis zu Hofnachfolge bei Biogasanlagen 55
Abbildung 28: Konsequenzen einer Aufgabe der BGA für den Betrieb 56
Abbildung 29: Arbeitszeitbedarf pro installierte elektrische Leistung (kW) 56
Abbildung 30: Flächennutzung nach Stilllegung der BGA 57
Abbildung 31: Nutzung keiner, einer oder mehrere Direktvermarktungen. Ein Vergleich zwischen "kleinen" und "großen" BGA. 58
Abbildung 32: Vergleich der Wärmenutzung zwischen BGA mit > bzw. < 500 kW Bemessungsleistung. 58
Abbildung 33: Vergleich der Betriebsstruktur und der Substratnutzung zwischen BGA mit > bzw. < 500 kW Bemessungsleistung 59
Abbildung 34: Zeit nach dem EEG im Vergleich zwischen BGA mit > bzw. < 500 kW Bemessungsleistung. 60
Abbildung 35: Folgen einer Stilllegung der BGA. 60
Abbildung 36: Aufkommen und Verbleib von Altholz Vergangenheit und Zukunft (Eigene Darstellung aus Vogler et al. 2020) 61
Abbildung 37: Erlöszusammenhänge je Anlagentyp - Leistungsklasse 20 MW_{el} (Eigene Darstellung aus Vogler et al. 2020) 62
Abbildung 38: Stromgestehungskosten unterschiedlicher Biogasanlagen (angelehnt an DBFZ 2019) 64
Abbildung 39: Exemplarische Darstellung der Klärung von Begrifflichkeiten anhand der Zielsetzungen zur Minderung von THG-Emissionen in Deutschland gegenüber dem Referenzjahr 1990 66
Abbildung 40: Szenarioarchitektur für die Systemmodellierung im Projekt BE20Plus 69
Abbildung 41: Definition von ‚Repowering' und Systematik für die Einordnung von Repoweringmaßnahmen einer Biogasanlage 70
Abbildung 42: Konzept zur Umsetzung des ‚Brownfield'-Ansatzes im Modell E2M2-Bio zur Szenarioanalyse unter Berücksichtigung des bestehenden Anlagenparks. Es sind besonders die Invest- und Divest-Möglichkeiten, die das Modell berücksichtigt, dargestellt 74

Abbildung 43: technische Lebensdauer von BHKW in Abhängigkeit der Nennleistung und der jährlichen Volllaststundenzahl (Quelle: IER, 2019) *GU = Generalüberholung (große Revision bzw. Generalüberholung (GU) nach definierter Betriebsstundenzahl, danach Weiterbetrieb ... 75
Abbildung 44: Grafische Darstellung zu Implementierung des Zeitpunktes einer Investition (neues BHKW) für Repowering und Neubau im Modell E2M2 ... 76
Abbildung 45: Berücksichtigung des schrittweisen Ausstieges der Braun- und Steinkohle im Modell E2M2, nach ... 80
Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung für Strom- und KWK-Technologien in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für das Referenz und OBM2035-Szenario ... 86
Abbildung 47: Entwicklung des Bruttostromerzeugung in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für das Referenz- (REF) und OBM2035-Szenario ... 87
Abbildung 48: Entwicklung der installierten Leistung für Strom- und KWK-Technologien in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für die REF- und Trendszenarien I und II (Trend II: 15 % Reduktion der Rohbiogaskosten) ... 88
Abbildung 49: Entwicklung des Bruttostromerzeugung in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für die REF- und Trendszenarien I und II (Trend II: 15 % Reduktion der Rohbiogaskosten) ... 89
Abbildung 50: Entwicklung des Bruttostromerzeugung für Biogasanlagen in Deutschland zwischen 2020 und 2045 (Trendszenario I) ... 90
Abbildung 51: Entwicklung der installierten Leistung für Strom- und KWK-Technologien in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für das Trendszenario II für drei verschiedene Kostensenkungsmöglichkeiten (15 %, 25 % und 35 %) ... 90
Abbildung 52: Entwicklung des Bruttostromerzeugung in Deutschland zwischen 2020 und 2045 – Trendszenario II ... 91
Abbildung 53: Differenzierung der Gesamtsystemkosten in Kostenkategorien in E2M2-Bio ... 92
Abbildung 54: Entwicklung der Systemkosten in Deutschland zwischen 2020 und 2045– Szenarienvergleich ... 93
Abbildung 55: Einsparung der CO_2-Emissionen – Szenarienvergleich (Trendszenario II: 15%-Variation) ... 94
Abbildung 56: Modellierungsergebnisse 9: hier installierte Kapazität und Entwicklung der Volllaststunden bei unterschiedlichen Nachfragekurven ... 95
Abbildung 57: Program des BE20Plus-Stakeholderworkshops ... 98
Abbildung 58: Programm des Hohenheimer Biogasforums auf den Biogas-Infotagen 2019 bei Abschluss der Programmplanung (links: Tag1, rechts Tag 2) (Stand Dezember 2018, Hohenheimer Biogasforum in orange) ... 101
Abbildung 59: Stromeinspeisevergütung der befragten Anlagen (n = 68) ... 103
Abbildung 60: Häufigkeit der Inbetriebnahmejahre der befragten Biogasanlagen ... 103
Abbildung 61: Vergleich von theoretischem und tatsächlichem Laufzeitende (Anlagen die vor 2000 in Betrieb gingen wurden beim Laufzeitende auf 2020 gesetzt) ... 104
Abbildung 62: Denkbare Geschäftsmodelle für die Anlagenbetreibenden (keine Auswahl und die Angabe „keine Planungen“ wurden zusammengefasst) ... 105
Abbildung 63: Gründe für die Einstellung des Anlagenbetriebes nach Auslaufen der ersten Vergütungsperiode (Mehrfachnennungen möglich) ... 106

Abbildung 64: Jahre, in denen die Betreibenden planen, an der Ausschreibung teilnehmen werden 106
Abbildung 65: Aufteilung der el. Leistung der Anlagen in inst. el. Leistung (Bemessungsleistung), Überbauung und der in der Direktvermarktung befindlichen Leistung 107
Abbildung 66: Alter der Anlagenbetreibenden 108
Abbildung 67: Berufsausbildung der BGA-Betreibenden 109
Abbildung 68: Häufigkeit der Antworten auf die Nachfolgefrage 109
Abbildung 69: Aufteilung der Landfläche auf Acker- und Grünland 110
Abbildung 70: Verhältnis von Pachtfläche zu Eigenland 111
Abbildung 71: Anteil der BGA an Gesamtbetriebsergebnis in Prozent (Anlage 46: Nennung der BGA als Haupteinnahmequelle) 111
Abbildung 72: Dauer der Wärmeabnahmeverträge 112
Abbildung 73: Einschätzung des EEG 2017 im Hinblick auf die eigene Anlage 119
Abbildung 74: Anzahl der Antworten auf die Frage „Wie wichtig ist es Ihnen mit Ihrer Anlage Strom zu produzieren?“ nach Kategorien 120
Abbildung 75: Beabsichtigte Verkleinerung der installierte elektrische Leistung als Häufigkeitsverteilung (Faktor = zukünftige Leistung / installierte elektrische Leistung) 122
Abbildung 76: Histogramm der erzielten Wärmepreise 123
Abbildung 77: Einschätzung des technischen Zustandes der Biogasanlage durch die Betreibenden 125
Abbildung 78: Einschätzung des prozessbiologischen Zustandes der BGA durch die Betreibenden ... 126
Abbildung 79: Die Häufigkeit der Nennungen der benötigten Vergütung 131
Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Schwere der Leckagen in Vol.-% Schritten 135
Abbildung 81: Wärmedichten einzelner Gebiete für die Sektoren Wohnen und GHD/Industrie. 141
Abbildung 82: Schematische Darstellung der GIS-Analyse zur Identifizierung von Biomethan-Pools ... 143
Abbildung 83: Regionale Verteilung potenzieller Biomethan-pools, klassifiziert nach der kombinierten installierten Leistung der Anlagen innerhalb eines Pools 144
Abbildung 84: Schematische Darstellung unterschiedlicher Verläufe von Biogas-Sammelleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage 145
Abbildung 85: Historische Netzampel 2018 (links) & betrachtete Gebiete (rechts) (Historische Netzampel Schleswig-Holstein Netz, 2019). 148
Abbildung 86: Beispielhafter Abregelungsfahrplan einer EE-Anlage mit 3 EinsMan-Einsätzen 149
Abbildung 87: Potentielle Einspeisekennlinie einer BGA mit 4 h Gasspeicher im Gebiet Goosefeld bei Kompensation des EinsMan-Einsatzes, 1. Woche 2018 150
Abbildung 88: Erlöspotential Flexprodukte: Erlöspotentiale für eine fiktive Biogasanlage mit unterschiedlichen Flexibilitätsparametern. 152
Abbildung 89: Grafische Darstellung der Handlungsfelder ausgehend von den Leitlinien des Projektes 156
Abbildung 90: Zeitliche Dauer und Abfolge bzgl. der Umsetzung von Planung, Genehmigung, Ausschreibung und Baumaßnahmen für den Wechsel einer Bioenergieanlage von der 20-jährigen Festvergütung ins Ausschreibungsdesign, eigene Darstellung 163

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Jahrgangsstärken der jeweiligen Anlagengruppe nach Inbetriebnahmejahr 2000 inkl. der Vorjahre 6
Tabelle 2: Zuordnungsmatrix der Geschäftsfeldkompatibilität für die Anlagengruppen 9
Tabelle 3: Nettowärmeerlöspotentiale für 5 Quintile (fünf gleich große Untergruppen definierter KWK-Nutzungsgrade) der Anlagengruppen differenziert nach GF 1.4 (ggf. reduzierte Bemessungsleistung) und GF 1.5 (konstante Bemessungsleistung) 13
Tabelle 4: Übersicht der Erlösannahmen für die verschiedenen Zielmärkte 15
Tabelle 5: Auflistung der vereinheitlichten Einsatzstoffe für alle Anlagengruppen, der Energiegehalt wird für die zwei Basiskonversionsverfahren Vergärung (Biogasanlagen) und Verbrennung (Wärmekraftmaschinen und BHKWs) angegeben 16
Tabelle 6: Übersicht der Primärdatenerhebung für technische Kennzahlen der untersuchten Anlagengruppen 17
Tabelle 7: Übersichtstabelle der technischen Kennzahlen für die untersuchten Anlagengruppen 18
Tabelle 8: Aggregierte Kostenannahmen für Kapital-, Betriebs- und Verbrauchskosten (inkl. Einsatzstoffe für das mittlere Einsatzstoffpreisniveau) 19
Tabelle 9: Sachbilanz zur Bilanzierung von Biogas- und /Biomethananlagen, Annahmen und Daten/Quellen 29
Tabelle 10: Sachbilanz zur Bilanzierung von Altholz(heiz)-kraftwerk, Holzheizkraftwerk, Pflanzenöl-BHKW 30
Tabelle 11: Zusammenfassung Hauptlinien der Ergebnisse Interviews mit Direktvermarktern; Quelle: eigene Darstellung (IZES) 42
Tabelle 12: Methannutzung in Zielszenarien für 2030 und 2050: Zusammenfassung 46
Tabelle 13: Erneuerbare Methan-Potentiale und Anteil am dt. Gasverbrauch 48
Tabelle 14: Angenommener Substratertrag in Frischmasse je Hektar (ha) im Silo. Quelle (KTBL 2018) 50
Tabelle 15: Vergleich der Hofnachfolge zwischen BGA mit > bzw. < 500 kW Bemessungsleistung 59
Tabelle 16: Übersicht über Deskriptoren und ihre Kategorien für die Szenarienbildung im Projekt 67
Tabelle 17: Hauptmerkmale und Steckbrief des verwendeten Modells (IER,) 71
Tabelle 18: Annahmen zur Biomassepotential im Projekt BE20Plus nach 73
Tabelle 19: Gestehungskosten (in €/MWh) für Rohbiogas für die berücksichtigten unterschiedlichen Biogas-Anlagenklassen 75
Tabelle 20: Technische und ökonomische Parameter zur Bestimmung der Stromgestehungskosten in den Referenzbiogasanlagen (nach) 77
Tabelle 21: Investitionen für Holz- 78
Tabelle 22: Aggregierung nach Inbetriebnahmejahr der 20 Anlagencluster 79
Tabelle 23: Kostenübersicht konventioneller Großkraftwerke zur Stromerzeugung nach 81
Tabelle 24: Kostenübersicht konventioneller Kraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung nach 81
Tabelle 25: Parameter innovative KWK-Technologien 82

Tabelle 26: Übersicht der berücksichtigten Kostenparameter für fluktierende erneuerbare Energien (fEE) nach und 83
Tabelle 27: Kostenübersicht der berücksichtigten elektrischen Speicher nach..... 83
Tabelle 28: Kostenübersicht von Power-to-Heat-Anlagen nach 83
Tabelle 29: Kostenübersicht der berücksichtigten Wärmespeicher nach..... 84
Tabelle 30: Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Szenarioanalyse 85
Tabelle 31: Übersicht und Bezeichnung der Szenarien für die Beispiel-Ergebnisse..... 85
Tabelle 32: Aufteilung der Workshop-Teilnehmenden in Kategorien..... 97
Tabelle 33: Weitere Betriebszweige neben der BGA (sonst. Dienstleistungen: Hofladen, Ferienwohnungen etc.)..... 110
Tabelle 34: Nennungen von Stichorten auf die Frage „Welche zukunftsträchtigen Stromvermarktungsmodelle bestehen?“ (Kategorisierung offener Antworten) 113
Tabelle 35: Gründe für den Weiterbetrieb der BGA nach dem Ende der EEG-Vergütung (Kategorisierung offener Antworten)..... 114
Tabelle 36: Beabsichtige Geschäftsmodelle für den Weiterbetrieb nach dem Auslaufen der aktuellen EEG-Förderung (Kategorisierung offener Antworten) 115
Tabelle 37: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Was würden Sie anstelle des BGA-Betriebs machen?“ 115
Tabelle 38: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Wie würden Sie die Anlage/Behälter dann nutzen?“ 116
Tabelle 39: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Welche Geschäftsideen für die Zeit nach dem EEG haben/kennen Sie?“..... 117
Tabelle 40: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Welche Geschäftsideen halten Sie für erfolgsversprechend“..... 118
Tabelle 41: Antworten auf die Frage: „Welche Geschäftsmodelle würden Sie pauschal ausschließen? Warum?“ 120
Tabelle 42: Angaben der 28 Interviewteilnehmenden auf die Frage „Welche Substrate würde Sie nach Auslaufen des EEG nutzen?“..... 121
Tabelle 43: Verfügbare alternative Substrate..... 124
Tabelle 44: Bewertung der Prozessbiologie durch Betreibende und Wissenschaftler*innen (1: Sehr gut bis 5 sehr schlecht)..... 127
Tabelle 45: Prozessbiologische Analyseparameter und Online an den BGA erfasste Parameter nach Häufigkeit Ihrer Nennung durch die BGA-Betreibenden..... 128
Tabelle 46: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Was wünschen Sie sich von der Politik?“ nach Häufigkeit ihrer Nennung..... 129
Tabelle 47: Erwartungen der BGA-Betreibenden an die Biogasbranche..... 130
Tabelle 48: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Was wünschen Sie sich von der Forschung?“ nach Häufigkeit ihrer Nennung..... 131
Tabelle 49: Ergebnisse der technischen Beurteilung des BGA (1: sehr gut / neuwertig bis 5: sehr schlecht / sollte ersetzt werden; TNZ: trifft nicht zu) 133
Tabelle 50: Kategorisierung der Leckagen nach Ort und Art..... 134

Tabelle 51: Übersicht über die Ergebnisse der Leckagedetektion an ausgewählten Betrieben (Bei den berechneten Parametern handelt es sich um einheitslose Maßzahlen zum Vergleich der Anlagen untereinander) 136
Tabelle 52: Input-Daten für die Modellierung des Wärmebedarfes und der Bestimmung des anlagenscharfen Wärmeabsatzpotentials 139
Tabelle 53: Anzahl von Wohnbauflächen und Industrie-/ und Gewerbegebieten, klassifiziert nach ihrer Wärmedichte 140
Tabelle 54: Anzahl der BEA mit Wärmenetzoption und Wärmeabsatzpotential je Kategorie 142
Tabelle 55: Charakteristika der Biomethan-Cluster bezüglich Anlagenzahl, inst. Leistung und Leitungslänge 144
Tabelle 56: Nettoflexibilitätserlöspotentiale für flexible BGA aus dem Portfolio von Next Kraftwerke für die untersuchten acht Gebiete für das Jahr 2018 151

1 Gesamtkontext des Verbundvorhabens

Übergeordnetes Ziel des Vorhabens war es, auf Basis energiewirtschaftlicher und technisch-ökonomischer Analysen ausgewählte Geschäftsmodelle zu evaluieren, die Betriebsstrategien und Perspektiven für Bioenergiebestandsanlagen nach dem Ende der ersten Vergütungsperiode aufzeigen. In diesem Kontext wird häufig von dem Begriff „Post-EEG“ verwendet, wobei auf die Zeit nach ersten Vergütungsperiode der betreffen Anlagen Bezug genommen wird, also im Wortsinne nach dem EEG (-Vergütungszeitraum). Demgegenüber ist damit nicht „nach dem EEG als Förderinstrument“ gemeint, da das EEG mittelfristig weiterhin das zentrale Regelwerk zur Entwicklung der Bioenergie im Stromsektor bleiben wird, so lange das CO_2-Preisniveau keine marktgetriebene Lenkungswirkung entfaltet.

Ausgangspunkt war dabei eine Analyse unterschiedlicher Energiewendeszenarien bis 2035, die die Rahmenbedingungen zum zukünftigen Marktumfeld beschreiben. Auf Anlagenebene wurde in einem zweiten Schritt eine Technologiebewertung durchgeführt, die ausgehend vom Status Quo die technischen und ökonomischen Entwicklungspotentiale von definierten Anlagenklassen betrachtet. Dazu wurden Referenzmodelle für eine Auswahl relevanter Geschäftsfelder und dazu passenden Betriebsstrategien abgeleitet wie z. B. die Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen, ein stromgeführter KWK-Betrieb, oder die Umrüstung von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung auf Biomethaneinspeisung. Mit Hilfe dieser Referenzmodelle erfolgte dann eine Bewertung im Rahmen der abgeschätzten Marktentwicklungen für die betrachteten Anlagenklassen bis 2035. Hierbei wurden zum einen für die Perspektive der Anlagenbetreibenden betriebswirtschaftliche Methoden und zum anderen ein Energiesystem-Modell für die Analyse auf Gesamtenergiesystemebene (Strom- und Wärmesektor) genutzt.

Um beide Ansätze vergleichend bewerten zu können, wurde in beiden Perspektiven ein ähnliches Set an Rahmenbedingungen genutzt. In der Betreiberperspektive erfolgte ergänzend die Identifikation attraktiver Geschäftsfelder und die Entwicklung von Transformationsstrategien des gesamten Anlagenportfolios als Zusammenschluss aller Anlagenklassen. Anschließend wurden diese Ergebnisse als Eingangsparameter für die Variation der Energiewendeszenarien im Energiesystem-Modell eingesetzt, um mögliche Transformationspfade unter Berücksichtigung des Erhalts von Bestands- und des Zubaus von Neuanlagen abzuleiten. Abschließend wurden diese Transformationspfade hinsichtlich der Auswirkungen auf Energiewirtschaft, Umwelt und den land- und forstwirtschaftlichen Sektor bewertet.

Auf Basis der Ergebnisse beider Perspektiven (Betriebs- und Systemperspektive) wurde dann ein Bündel an Handlungsempfehlungen erarbeitet, um Strategien zur Anpassung an zukünftigen Entwicklungsperspektiven für Bioenergieanlagen zu entwickeln. Primär wurden hierbei Anlagenbetreibende adressiert, aber auch Akteure aus den Bereichen Anlagenplanung, Anlagenbau und Anlagenservice angesprochen. Außerdem wurden Diskussionsimpulse für die energiepolitische Debatte über die Ausrichtung von Instrumenten und Förderbedingungen für die Bioenergie im Rahmen der Energiewende geliefert werden.

Nachfolgend werden die Arbeitsinhalte des Verbundvorhabens entsprechend der Forschungsthemen der Teilvorhaben behandelt, wobei sich diese wie folgt gliedern:

- Teilvorhaben 1: Bioenergie-Input-Output-Modell und Transformationsstrategien (DBFZ)
- Teilvorhaben 2: Chancen Bestandsanlagen und Landwirtschaft (IZES)
- Teilvorhaben 3: Referenz- und Trendszenarien (IER)
- Teilvorhaben 4: Stakeholdereinbindung (UHH)
- Teilvorhaben 5: Räumliche Infrastrukturanalyse (UFZ)
- Teilvorhaben 6: Weiterentwicklung der (Direkt-)Vermarktung von Bioenergieanlagen über den Rahmen des Marktprämienmodells hinaus (NEXT)

Anschließend werden die Ergebnisse des Gesamtvorhabens zusammengefasst und gemeinsame Handlungsempfehlungen (vgl. Kapitel 3) beschrieben.

2 Projektstruktur und Arbeitsinhalte

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

- Teilvorhaben 1 (DBFZ): AP 1.1, AP 2 (in Kooperation mit IZES), AP 4, AP 6
- Teilvorhaben 2 (IZES): AP 2, AP 3.3
- Teilvorhaben 3 (IER): AP 1.2, AP 3.1
- Teilvorhaben 4 (UHH): AP 5
- Teilvorhaben 5 (UFZ): AP 1.3
- Teilvorhaben 6 (NEXT): Zuarbeiten für das AP 2

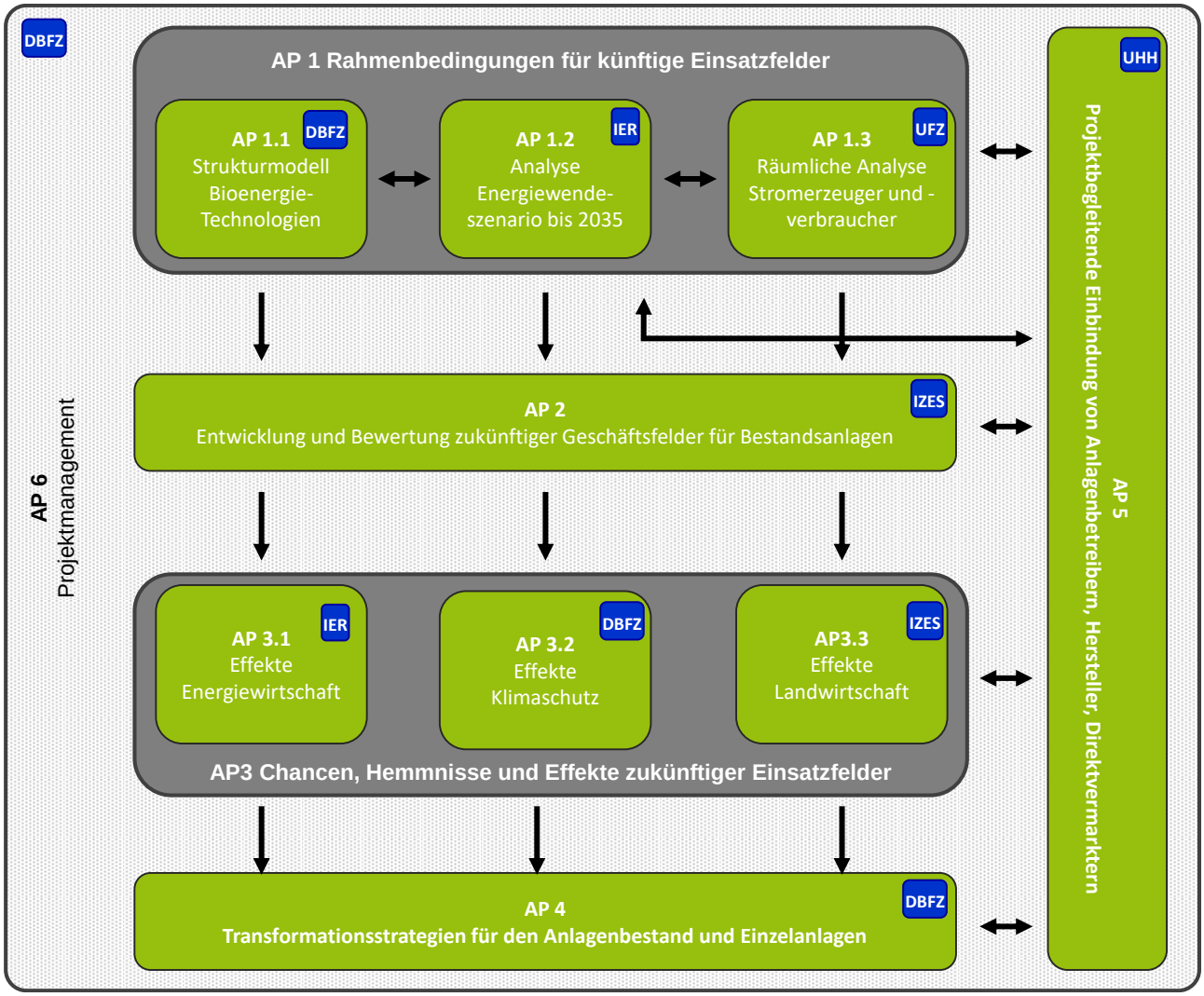

Abbildung 1: Strukturplan für das Verbundvorhaben "BE20plus" mit Darstellung der Arbeitspakete und der jeweiligen Arbeitspaketverantwortlichkeiten (Abkürzung der Projektpartner, die das jeweilige AP leiten, sind blau gerahmt)

2.1 Teilvorhaben 1: Bioenergie-Input-Output-Modell und Transformationsstrategien (DBFZ)

In diesem Teilvorhaben wurden im Wesentlichen zwei Kernergebnisse erarbeitet. Zum einen wurde ein „Input-Output-Modell“ des Bioenergieanlagenbestandes entwickelt, dass mit umfangreichen Datenerhebungen parametrisiert wurde. Damit wurden anschließend neun Varianten möglicher Bestandsentwicklungen berechnet, die unter Variation der beiden wesentlichen Einflussgrößen (Einsatzstoffpreisniveau und Umsetzbarkeit der verfügbaren Geschäftsfelder) mögliche Entwicklungspfade des Anlagenbestandes aufzeigt. Das zweite geplante Ergebnis bildet eine „Webapplikation“, die als interaktiver Endbericht die erarbeiteten Forschungsergebnisse des Gesamtvorhabens kompakt darstellen sollte. Zum Redaktionsschluss dieses Berichtes konnte die „Webapplikation“ allerdings nicht final umgesetzt werden.

2.1.1 Parametrisierung und Programmierung des Input-Output-Modells für den Bioenergieanlagenbestand im EEG (IOM_BEA) AP 1.1

Ziel des Arbeitspakets 1.1 war das Verhalten des Anlagenbestandes unter verschiedenen Randbedingungen zu simulieren um daraus Transformationsstrategien für Bioenergiebestandsanlagen abzuleiten, wenn diese nach 20 Jahren (+ Inbetriebnahmejahr) aus der ersten Vergütungsperiode ausscheiden. Außerdem sollten mit Hilfe des Modells die Effekte von Veränderungen im Anlagenbestand z. B. auf die erneuerbare Strom- und Wärmeproduktion abgeschätzt werden. Da aus Betreibendensicht ein ganzes Bündel, an Einflussfaktoren die Bewertung eines Anschlussbetriebes beeinflusst, wurde versucht die wesentlichen Faktoren zu identifizieren und diese auch nach Möglichkeit zu quantifizieren.

2.1.1.1 Rahmensetzung zur Modellierung des Anlagenbestandes in „Post-EEG“-Problematik

Methodisch gesehen stellen sich die wesentlichen Einflussfaktoren für den Anschlussbetrieb von Bestandsanlagen wie in Abbildung 2 dar, wobei dort eine Gruppierung in vier Dimensionen vorgenommen wurde: 1) Ausschreibungsdesign nach dem EEG 2017, 2) Regulierungsrahmen außerhalb des EEG, 3) Entwicklung der Marktfaktoren sowie 4) „weiche“ Faktoren in Bezug auf die Betreibendenmentalität.

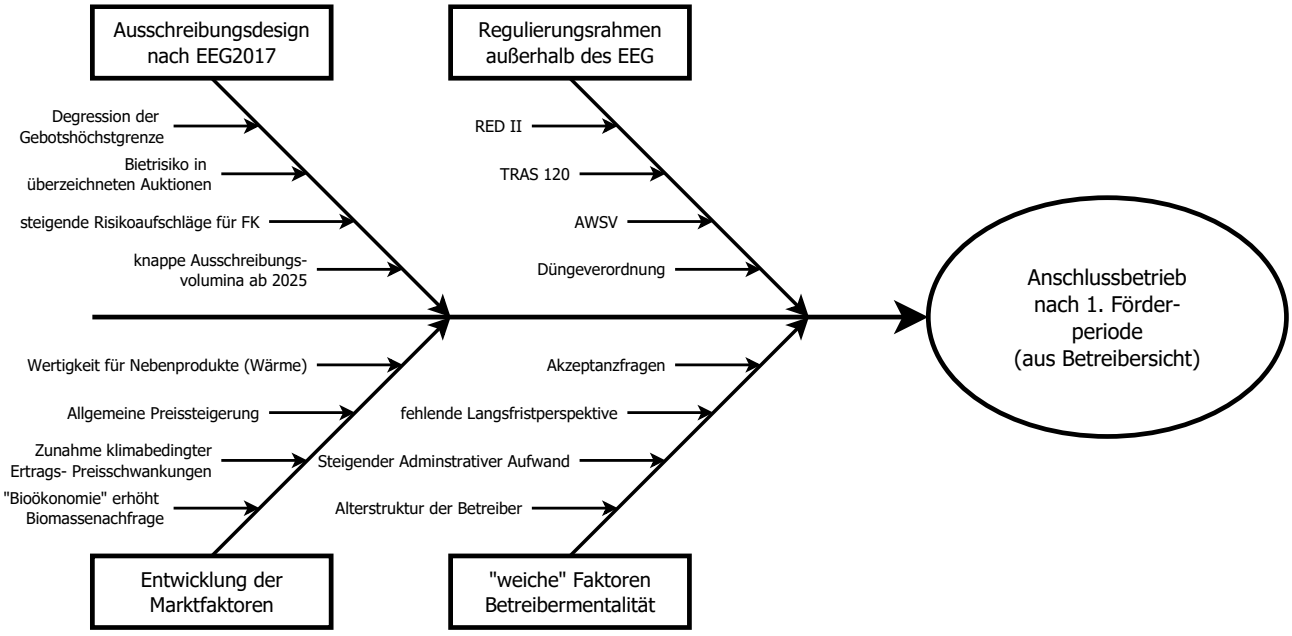

Abbildung 2: Einflussfaktoren auf die Entscheidung über Anschlussbetrieb (Ursache-Wirkung-Diagramm nach Kaoru Ishikawa)

Ausgehend von diesem Paradigma wurden vor allem für die ersten drei Dimensionen entsprechende Kosten- und Erlösstrukturen, bzw. Schätzzahlen zu deren bestmöglicher Quantifizierung ermittelt. Die

entsprechenden Einflussfaktoren sollen nachfolgend für diese drei Dimensionen kurz beschrieben werden:

- Zu 1) Ausschreibungsdesign nach EEG 2017
    - Ausbaukorridor: Fortschreibung der in EEG 2017 festgelegten Ausbaukorridor über 2023 hinaus mit konstant 200 MW
    - Gebotshöchstgrenzen: Extrapolation der Degression der Gebotshöchstgrenze von 1 % p.a.
    - Ausschreibungsdesign: vereinfachende Annahme, dass Anlagen im Jahr ihres Ausscheidens aus der ersten Förderperiode nahtlos in das Ausschreibungsdesign wechseln (würden), also entsprechend rechtzeitig an der Ausschreibung einen Zuschlag bekommen

- Zu 2) Regulierungsrahmen außerhalb des EEG (Betrifft vor allem Biogasanlagen)
    - RED II – Renewable Energy Directive mit der noch bevorstehenden Umsetzung in nationales Recht steht, erhöhter Zertifizierungs- und Dokumentationsaufwand erwartet
    - TRAS 120 - „Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen“
    - AWSV - Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
    - DüngeVO – Düngeverordnung

- Zu 3) Entwicklung der Marktfaktoren
    - Wertigkeit für Nebenprodukten aus der Stromproduktion vor allem KWK-Wärme
    - Allgemeine Preissteigerung als Inflationsrate für Investitions- und Verbrauchsgüter
    - Zunahme klimabedingter Ertrags- und Preisschwankungen von Biomasse
    - Steigende Nachfrage für Biomasse durch den Ausbau der Bioökonomie

Zu 4) So genannte „weiche“ Faktoren beziehen sich unter anderem auf die Betreibendenmentalität und wurden im Projekt nur punktuell durch qualitative Erhebungen erfasst. Da „weichen“ Faktoren per se quantitativ schwer zu ermitteln sind und systematisch schlecht von anderen Effekten getrennt werden können, wurden diese im Projekt nicht explizit untersucht, sondern da wo möglich qualitativ berücksichtigt. Im Besonderen wird dabei ein Zusammenhang zwischen Betreiberstrukturen und der Fähigkeit bzw. der Motivation vermutet, sich als Anlagenbetreibenden mit den zukünftig steigenden regulatorischen und administrativen Anforderungen zu beschäftigen. Konkret scheint es naheliegend, anzunehmen, dass größere Anlagen, bei denen vor allem die Verwaltungsaufgaben im Zusammenhang mit dem Anlagenbetrieb durch spezialisierte Personalkapazitäten erledigt werden, tendenziell besser mit einer weiter wachsenden Regelungsdichte zurechtkommen, als solche Betreibenden, für die die Anlage nur eines von vielen Betätigungsfeldern ist.

Auch wenn zu den genannten Einzelpunkten die Effekte auf die Wirtschaftlichkeit in der Praxis je nach lokaler Gegebenheit stark variieren können, wurde versucht, die entsprechenden Kosten und Erlösoptionen für verschiedene Anlagenkonzepte abzuschätzen und so quantitativ in das Modell einfließen zu lassen.

Der Anlagenbestand wurde in acht Hauptgruppen - analog zur Vorstudie[1] - und in Summe 20 Untergruppen, mit unterschiedlicher Granularität in den Hauptgruppen disaggregiert, wobei folgende Definition erstellt wurde: (Hauptgruppe, Größenklasse mit Klassengrenzen, AKRONYM):

- Gülleklein-Biogasanlage
  - 75 kW-Klasse: P_{inst}=75 kW — BGA_G_75
  - 150 kW-Klasse: 76 kW<P_{inst}<200 (keine Güllekleinanlage i. S. d. EEG) — BGA_G_150

- NawaRo-Biogasanlage
  - 250 kW-Klasse: 201 kW<P_{inst}<375 — BGA_N_250
  - 500 kW-Klasse: 376 kW<P_{inst}<625 — BGA_N_500
  - 750 kW-Klasse: 626 kW<P_{inst}<875 — BGA_N_750
  - 1.000 kW-Klasse: 876 kW<P_{inst}<5.000 — BGA_N_1000

- Abfall-Biogasanlage
  - 750 kW-Klasse: 626 kW<P_{inst}<875 — BGA_A_750
  - 1.000 kW-Klasse: 876 kW<P_{inst}<1.500 — BGA_A_1000
  - 2.000 kW-Klasse: 1.501 kW<P_{inst}<5.000 — BGA_A_2000

- Altholz-HKW
  - 10.000 kW-Klasse: 1.000 kW<P_{inst}<20.000 — HKW_AH_10000

- Holzheizkraftwerk
  - 50 kW-Klasse: 10 kW<P_{inst}<125 (Holzvergaser) — HKW_H_50
  - 250 kW-Klasse: 126 kW<P_{inst}<500 (Holzvergaser) — HKW_H_250
  - 2.000 kW-Klasse: 501 kW<P_{inst}<3.500 kW — HKW_H_2000
  - 5.000 kW-Klasse: 3.501 kW<P_{inst}<7.500 kW — HKW_H_5000
  - 10.000 kW-Klasse: 7.501 kW<P_{inst}<20.000 — HKW_H_10000

- Pflanzenöl-BHKW
  - 250 kW-Klasse: 10 kW<P_{inst}<5.000 — BHKW_P_25

- Biomethan-BHKW
  - 50 kW-Klasse: 10 kW<Pinst<125 — BHKW_M_50
  - 250 kW-Klasse: 126 kW<Pinst<500 — BHKW_M_250
  - 1.000 kW-Klasse: 501 kW<Pinst<5.000 kW — BHKW_M_1000

- HKW-Papier-Zellstoffproduktion
  - 10.000 kW-Klasse: 7.501 kW<P_{inst}<20.000 — HKW_PZ_10000

[1] Kurzstudie Post-EEG, https://bioenergie.fnr.de/projekte-und-foerderung/kurzstudie-post-eeg/

Für alle Untergruppen wurden auf Basis der vom DBFZ durchgeführten Betreiberbefragungen Annahmen zum Brennstoffeinsatz, sowie technischer Kennzahlen, wie dem elektrischen Wirkungsgrad, den mittleren Vollaststunden, sowie den Jahrgansstärken in Bezug auf die installierte Leistung getroffen.

Alle Anlagengruppen wurden anschließen nochmals in Jahrgänge gemäß des Inbetriebnahmedatums untergliedert, wobei hier nicht für alle Anlagengruppen bzw. Größenklassen jeder Jahrgang besetzt sein muss. Beispielsweise wurde erst mit der EEG-Novelle 2012 die Vergütungskategorie für Güllekleinanlagen eingeführt, bei denen demnach nur die Jahrgänge ab 2012 besetzt sind.

In der genutzten Berechnungsmethodik, wurde aus Gründen der Vereinheitlichungen aber immer der vollständige Satz an Anlagengruppen-Jahrgangskombinationen berechnet. Die Primärdaten zur Parametrisierung der Jahrgangsgrößen basiert ebenfalls auf den Monitoringaktivitäten für Biogasanlagen, Biomethan-BHKW, Holzheizkraftwerke sowie Pflanzenöl-BHKW, die jeweiligen Jahrgangsstärken sind Tabelle 1 zu entnehmen.

Tabelle 1: Übersicht der Jahrgangsstärken der jeweiligen Anlagengruppe nach Inbetriebnahmejahr 2000 inkl. der Vorjahre

Gruppen	Gülle-BGA		NawaRo-BGA				Abfall-BGA			Holzheizkraftwerke						PÖl	Biomethan-BHKW			PZI
[MW]	BGA_G_75	BGA_G_150	BGA_N_250	BGA_N_500	BGA_N_750	BGA_N_1000	BGA_A_750	BGA_A_1000	BGA_A_2000	HKW_AH_10000	HKW_H_50	HKW_H_250	HKW_H_2000	HKW_H_5000	HKW_H_10000	BHKW_P_250	BHKW_M_50	BHKW_M_250	BHKW_M_1000	HKW_PZ_20000
2000			12,6	7,7	4,4	15,0	0,8		1,9	74,8	0,0	0,2	4,6	17,5	9,5	0,3	0,2	1,7	5,7	16,8
2001	0,1		40,1	33,0	16,4	36,7	5,8	3,7	1,7	36,7	0,3	1,5	15,7	15,6	11,0	2,7	0,2	0,5	3,6	41,2
2002			19,3	19,4	7,9	10,8				65,7		0,4	5,6	5,8		0,2	0,0		1,5	
2003			8,7	15,8	5,7	9,1	0,6	1,0		151,3						0,7		1,0	2,1	18,9
2004			58,4	55,0	39,8	52,2	1,5		6,1	9,0	0,1	0,2	5,1	3,5		1,8	0,1	1,0	1,7	135,0
2005			113,0	170,9	93,4	141,0		2,6	1,9	63,5	0,0	8,0	16,6	5,6	37,7	22,6	0,3	2,0	10,3	1,1
2006			116,8	240,5	125,0	128,1	1,4	7,1	9,1	0,1	0,2	6,2	13,1	9,9	20,0	40,0	0,4	7,0	8,4	
2007			70,9	183,6	130,5	84,8	3,5	3,7	4,3	0,0	0,1	8,3	18,7	7,4	21,8	46,5	0,3	7,2	5,8	
2008			46,2	93,1	49,7	51,0	4,5	1,3		0,0	0,2	2,3	18,0	21,3	40,7	14,6	0,0	3,1	2,1	
2009			108,8	126,0	37,7	31,9	0,6	1,0			0,4	1,7	44,5	32,3	18,3	1,4	1,1	5,3	26,5	
2010			194,2	246,7	69,0	47,9	2,2				0,8	1,6	8,3	10,0		1,1	0,9	11,4	19,3	0,8
2011			341,3	401,1	120,7	66,0	3,0		3,2	2,9	1,4	1,9	11,7	5,0		2,3	5,7	13,5	40,7	
2012	8,5	0,6	16,5	22,5	18,4	33,6	7,9	4,9	4,8	11,5	0,4	1,0	14,0	25,4	7,6		5,4	30,8	87,4	
2013	8,6	0,3	17,0	27,0	27,7	22,6	3,0			10,5	1,4	0,7	7,0	5,3	11,7		4,3	20,2	90,9	
2014	4,6		28,2	23,5	22,1	17,8			2,2	0,0	2,0	1,1	6,4	24,2		0,0	2,7	20,3	65,9	
2015	7,7		7,8	0,5	0,8			0,0			0,0		1,4				0,1	0,4	1,3	
2016	13,4							2,3												
2017	9,4																			
2018	7,9							2,1												
2019	7,9																			

Es ist zu beachten, dass die Informationen aus der Befragung zu den verwendeten Einsatzstoffen innerhalb einer Anlagengruppe in den verschiedenen Jahrgängen nicht differenziert wurde, da hierfür der Stichprobenumfang zu gering war und auch nicht für alle Jahrgänge einer Anlagengruppe entsprechende Rückläufe vorliegen. Der Aufwuchs des Anlagenbestandes als Repräsentation des Status Quo ist hierzu in Abbildung 3 dargestellt. Dazu wurden pro Jahr alle Jahrgänge einer Gruppe bis zum jeweiligen Inbetriebnahmejahr kumuliert.

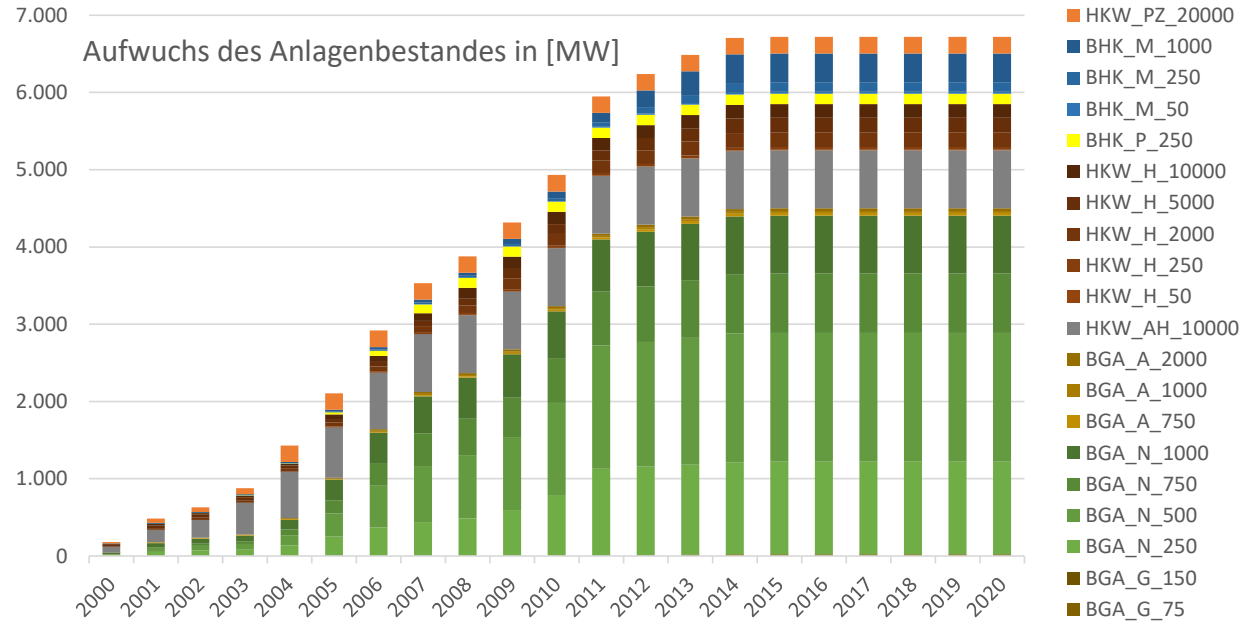

Abbildung 3: Darstellung der Anlagenbestandsentwicklung von 2000 bis 2020 (Werte für 2016 bis 2020 hochgerechnet)

Insgesamt werden 400 Untergruppen (20 Anlagengruppen x 20-Jahrgänge) in der Berechnung abgebildet. Es ist hierbei zu erwähnen, dass die Jahrgänge ab 2017 auf Grund der geänderten Vergütungsregularien im Zuge der EEG-Novelle 2017 nur sehr gering entwickelt sind. Dies begründet sich auch aus daher, dass seitdem der Zubau neuer Anlagen auf sehr niedrigem Niveau stagniert. Bei einer Fortschreibung des Anlagenbestandes unter den Annahmen, dass die Bestandsanlagen keine Anschlussperspektive realisieren können und deshalb nach Auslaufen der ersten Vergütungsperiode stillgelegt werden. Zusammen mit einem nur sehr geringen Neubau von Anlagen von ca. 16 MW pro Jahr ergibt sich daraus eine abnehmende Bestandsentwicklung bis ins Jahr 2035, die als „Basisvariante“ wie in Abbildung 4 dargestellt.

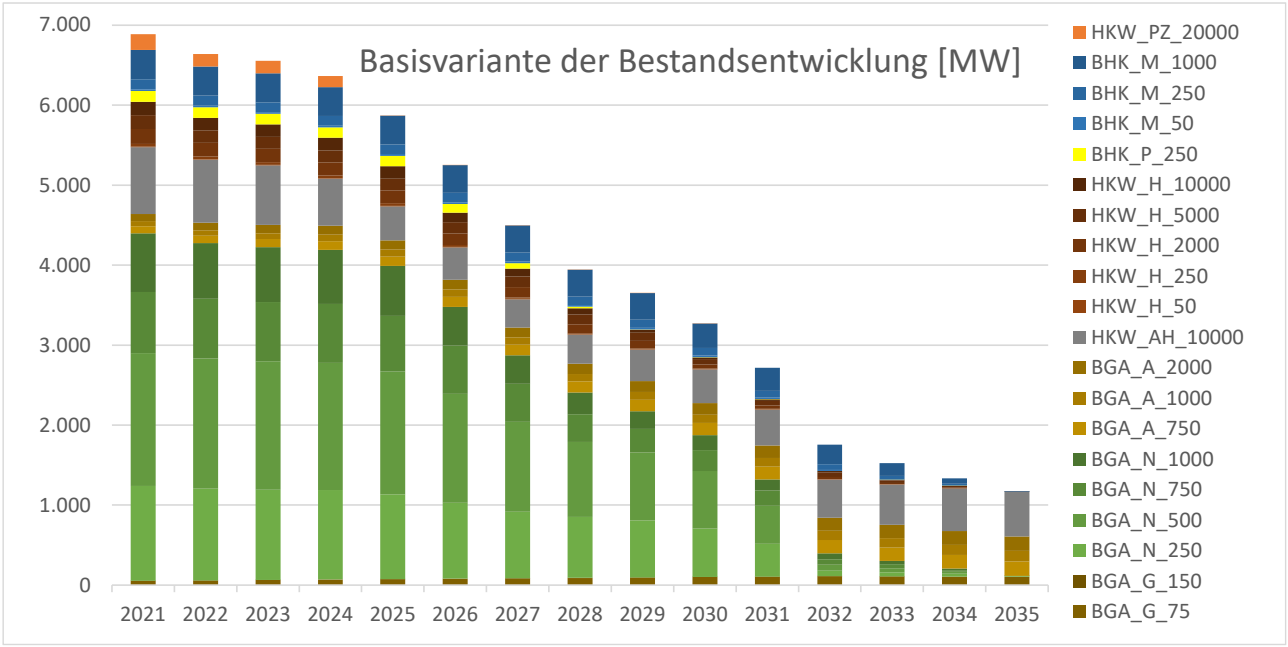

Abbildung 4: Darstellung der Bestandsentwicklung von Bioenergieanlagen von 2021 bis 2035 –in der Basisvariante, in der keine Anschlussperspektiven realisiert werden können, ausgenommen der Anschlussbetrieb für HKW der Papier- und Zellstoffindustrie (PZI_KWK_20000), sowie für Neubau von Güllekleinanlagen, Abfall-Biogasanlagen (BGA_G_75, BGA_A_750, BGA_A_1000, BGA_A_2000) und Altholzkraftwerken (HKW_AH_10000)

In der Basisvariante wurde ausschließlich der Neubau im Bereich Abfall- und Güllevergärung sowie zusätzlich durch neu errichtete Altholzkraftwerke[2] außerhalb des EEGs angenommen.

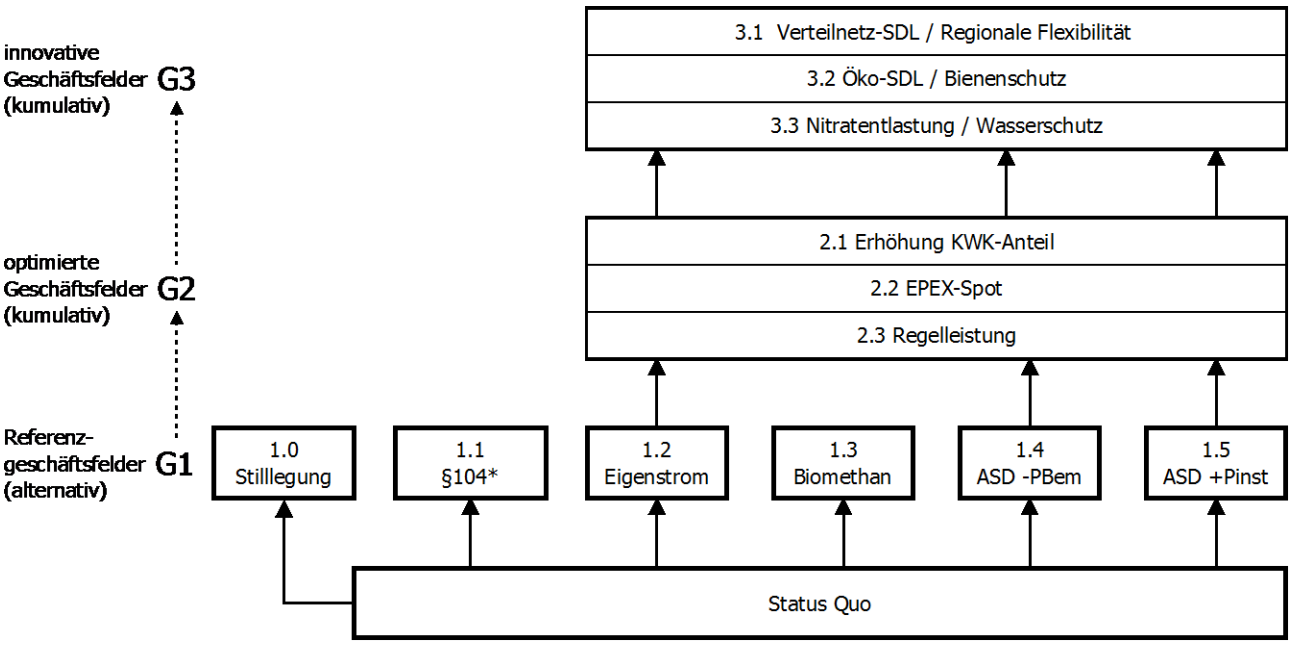

Abbildung 5: Geschäftsfeldkaskade für Bioenergieanlagen mit alternativen Referenzgeschäftsfeldern (G1) und selektiv möglichen optimierten (G2) und innovativen (G3) Geschäftsfeldern die jeweils kumulativ betrachtet werden.

Anschließend wurde evaluiert, welche betriebswirtschaftliche Perspektiven sich für Bestandsanlagen im Förderregime des EEG 2017 (Stand 2019) erschließen lassen und wie sich diese auf die Entwicklung des Gesamtbestandes auswirken würden. Da die betriebswirtschaftlichen Rahmendaten zwischen den Einzelanlagen sehr stark variieren und etliche Einflussgrößen nicht valide prognostizierbar sind, wurde für die beiden Haupteinflussgrößen „Einsatzstoffpreisniveau“ und „Niveau der Geschäftsfeldkaskade“ (vgl. Abbildung 5) eine 3-stufige Variation vorgenommen. Die Fokussierung auf die Geschäftsfeldkaskade (ibid.) bildet dabei auf der Erlösseite den möglichen Umfang bei der Erschließung der optimierten (G2) sowie innovativen Geschäftsfelder (G2) ab, wenn diese ergänzend zu den Referenzgeschäftsfeldern (G1) das Erlösspektrum der Anlagen erweitern. Die Geschäftsfeldkaskade ist in Abbildung 5 dargestellt, eine Zuordnungsmatrix zur grundsätzlichen Erschließbarkeit einzelner Geschäftsfelder für bestimmte Anlagengruppen ist in Tabelle 2 abgebildet. Die Zuordnung erfolgte dabei unter Nutzung der Ergebnisse des ersten Stakeholder-Workshops und einer nachgeschalteten Diskussion mit dem gesamten Projektkonsortium. Bei der Entscheidungsfindung flossen dabei vor allem die Erwartungen ein, wie aussichtsreich ein bestimmtes Geschäftsfeld für eine Anlagengruppe ist. Diese Zuordnung erfolgte vor dem Hintergrund, dass prinzipiell die allermeisten Geschäftsfelder mit allen Gruppen kombinierbar sind (Ausnahme Umrüstung auf Biomethaneinspeisung für Nicht-Biogasanlagen), der Recherche- und Rechenaufwand aber möglichst geringgehalten werden sollte.

Kostenseitig bilden im Allgemeinen die Einsatzstoffe den größten Unsicherheitsfaktor, so dass diese als zweite Variationsgröße den möglichen Unsicherheitsbereich abdecken sollten. Die Erlöspotentiale der Zielmärkte, die durch die verschiedenen Geschäftsfelder repräsentiert werden in 2.1.1.2 und die Variationsbreite der Einsatzstoffpreise unter 2.1.1.3 dargestellt.

Es wurde außerdem der Versuch unternommen, die Gruppe der NawaRo-Biogasanlagen hinsichtlich der bereits erfolgten Flexibilisierungsmaßnahmen aufzuschlüsseln. Die Übertragung Daten der Bundesnetzagentur zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie, ließen sich allerdings nicht widerspruchsfrei mit den Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber verknüpfen.

[2] Abschlussbericht Quo vadis, IZES 2020: http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_16_079.pdf

Somit blieb dieser Aspekt im Projekt unberücksichtigt, sollte aber in möglichen folgenden Forschungsaktivitäten nochmals aufgegriffen werden, da die Flexibilisierung der Anlagen eine wesentliche Eigenschaft im Hinblick auf einen möglichen Anschlussbetrieb nach Auslaufen der ersten Förderperiode darstellt.

Tabelle 2: Zuordnungsmatrix der Geschäftsfeldkompatibilität für die Anlagengruppen

Kategorie		Gülle-BGA		NawaRo-BGA				Abfall-BGA			Holzheizkraftwerke						PÖl	Biomethan-BHKW			PZI
Geschäftsfeld-Kompatibilität	GF-Nummer	BGA_G_75	BGA_G_150	BGA_N_250	BGA_N_500	BGA_N_750	BGA_N_1000	BGA_A_750	BGA_A_1000	BGA_A_2000	HKW_AH_10000	HKW_H_50	HKW_H_250	HKW_H_2000	HKW_H_5000	HKW_H_10000	BHKW_P_250	BHKW_M_50	BHKW_M_250	BHKW_M_1000	HKW_PZ_20000
+10a §104 (3)	1.1																				X
Eigenstromversorgung	1.2	X									X	X						X			
Biomethaneinspeisung	1.3			X	X	X	X	X	X	X											
ASD EEG2017 -P_{Bem}	1.4	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X	
ASD EEG2017 +P_{inst}	1.5			X	X	X	X	X	X	X								X	X	X	
KWK-Wärmevermarktung	2.1	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
EPEX-Spot (day ahead)	2.2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Regelenergie	2.3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Regionale Flexibilität	3.1	X	X	X	X	X	X	X	X	X								X	X	X	
Öko-SDL Bienenschutz	3.2	X	X	X	X	X	X	X	X	X								X	X	X	
Öko-SDL Gewässerschutz	3.3	X	X	X	X	X	X	X	X	X								X	X	X	

2.1.1.2 Parametrisierung der Zielmärkte als Erlöskomponenten der Geschäftsfelder

Zielmärkte bilden die erlösseitigen Vermarktungsmöglichkeiten der verschiedenen Geschäftsfelder ab, wobei hier ausschließlich die Produktpreise zur Charakterisierung beschrieben werden und Aspekte des Markdesigns und möglicher Zugangsvoraussetzungen nicht dargestellt werden. Zur Quantifizierung der Erlöspotentiale auf den Zielmärkten wurden die nachfolgend aufgeführten Annahmen getroffen um die möglichen Erlöse für die jeweiligen Produkte abschätzen zu können. Die vorliegende Studie soll Aussagen zu Bestandsentwicklung bis 2035 liefern. Da die Entscheidungen von Anlagenbetreibenden über einen Weiterbetrieb auch die Bewertung der Folgejahre bei langfristigen Investitionsentscheidungen mit einschließt wurden alle Zeitreihen für die nachfolgenden bis 2045 geschätzt, damit auch für späte Jahrgänge (z. B. Auslaufen der ersten Vergütungsperiode in 2034) noch Wirtschaftlichkeitsberechnungen über den gesamten Anschlusszeitraum durchführen ließen. Für ausgewählte Zielmärkte wurden ergänzend auch weitere Rahmenbedingungen miterfasst (z. B. Ausschreibungsvolumina), wenn diese für die Bewertung essentiell waren. Es werden folgende Zielmärkte beschrieben:

I. Eigenstromvermarktung (GF 1.2)
II. Biomethanmarkt (GF 1.3)
III. Flexibilitätsprämie / Flexibilitätszuschlag (GF 1.4 / 1.5)
IV. Höchstgebotsgrenze für die Teilnahme am Ausschreibungsdesign nach EEG 2017 (GF 1.4 / 1.5)
V. Ausschreibungsvolumina gemäß dem EEG 2017 (GF 1.4 / 1.5)
VI. Regelenergiepreise (GF 2.1)
VII. EPEX-Spot day-ahead-Preisspreads (GF 2.2)
VIII. Wärmepreise frei Anlage (GF 2.3)
IX. Einnahmen aus innovativen Geschäftsfeldern (GF 3.1, 3,.2, 3.3)

Das Referenzgeschäftsfeld GF 1.1 wird nicht gesondert beschrieben, da im § 104 Abs. (3) der EEG 2017 für Heizkraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie (HKW PZI) eine pauschale Anschlussregelung formuliert ist. Der Anschlussbetrieb gilt als sehr wahrscheinlich, da die Anlagen ihre bestehenden Vergütungsregeln ohne Nebenbedingungen um 10 Jahre verlängern können.

Eigenstromvermarktung (GF 1.2)

Orientiert an der BDEW Strompreisanalyse für Industrieverbraucher mit mittelspannungsseitiger Abnahme von 160 MWh bis 20 GWh inkl. Stromsteuer[3]. Es ist zu beachten, dass zum Zeitpunkt der Datenerfassung (2018) der betreffende Preis bei 17,17 ct/kWh lag und aktuell für 2017 mit 17,09 ct/kWh angegeben wird. Das hat den Hintergrund, dass die Offshore-Haftungsumlage nachverrechnet wurde. Es wird für die in Frage kommenden Anlagengruppen also davon ausgegangen, dass die Eigenversorgung die Strombezugskosten entsprechend dieser Annahme reduziert. In der Tabelle 4 sind hier wie für alle anderen nicht gesondert geregelten Parameter ebenfalls 1,3 % jährliche Teuerungsrate angenommen worden.

Biomethanmarkt (GF 1.3)

Für den Biomethanmarkt wurde auf Basis des Branchenbarometers Biomethan[4] der dena sowohl für die potentielle Vermarktung von Biomethan im Rahmen der Umrüstung von Bestandsanlagen als auch als Eingangsgröße für Biomethan-BHKW genutzt. Die zukünftige Preisentwicklung wurde analog zum Wärme- und Regelenergiemarkt an der Preissteigerungsrate für gewerblicher Produkte ausgerichtet (1,3 % p.a.). Im Ergebnis ergibt sich auch hier eine Zeitreihe die in Tabelle 4 in der Spalte des Geschäftsfeldes 1.3 dargestellt ist.

Flexibilitätsprämie / Flexibilitätszuschlag (GF 1.4 / 1.5)

Hierbei handelt es sich im engeren Sinne nicht um Marktsegmente, sondern um gesetzlich fixierte bzw. regulierte Vergütungsmechanismen. Maßgeblich für die Betrachtungen im Projekt sind hierbei die Regelungen des EEG 2017, dass für die Flexibilitätsprämie 130 €/kW für einen Zeitraum von zehn Jahren für die zusätzlich bereitgestellt Leistung festlegt, vgl. EEG 2017 Anhang 3[5].

Auch der Flexibilitätszuschlag ist gesetzlich fixiert und beträgt für die insgesamt installierte Leistung einer Anlage 40 €/kW und wird über die gesamte Vergütungsdauer von 20 Jahren bei Neuanlagen und 10 Jahre für den Anschlussbetrieb von Bestandsanlagen gewährt. Für die hier relevanten Bestandsanlagen bedeutet das, bei einer 10-Jährigen Laufzeitverlängerung über das Ausschreibungsdesign in Summe 400 €/kW über einen Zeitraum von maximal 10 Jahren.

Höchstgebotsgrenze für die Teilnahme am Ausschreibungsdesign nach EEG 2017 (GF 1.4 / 1.5)

Die Höchstgebotsgrenze nach dem EEG 2017 beträgt 169 €/MWh und unterliegt einer jährlichen Degression von 1 %, womit dieser Teilmarkt über die Zeit schrittweise unattraktiver wird. Es gilt hierbei aber zu beachten, dass für eine einzelne Anlage ein einmal erteilter Zuschlag für den anzulegenden Wert der gleitenden Marktprämie über die Zeit der Inanspruchnahme konstant bleibt. Lediglich die höchstens zulässigen Gebotspreise in den Auktionen der folgenden Jahre unterliegen der Degression. Die im EEG 2017 nur bis 2023 fixierten Werte wurden linear bis 2045 fortgeschrieben. Die so angenommen Gebotshöchstgrenzen sind in Tabelle 4 dargestellt.

[3] https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf
[4] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2018/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2018.pdf
[5] https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/anlage_3.html

Ausschreibungsvolumina gemäß dem EEG 2017 (GF 1.4 / 1.5)

Da für die abschließende Berechnung der Entwicklung des Anlagenportfolios neben den Höchstgebotsgrenzen auch die Ausschreibungsvolumina ausschlaggebend dafür sind, wie viele Bestandsanlagen in das Ausschreibungsdesign wechseln können, wurde hierzu ebenfalls eine Vorabschätzung erstellt. Diese umfasst zum einen die eigentlichen Ausschreibungskorridore für Biomasse von 150 MW für 2017 und 2018 sowie 200 MW für die Jahre 2019 bis 2022. Weiterhin wurde auf der Basis empirischer Daten der BNetzA sowie der Übertragungsnetzbetreiber eine Abschätzung der Zubaumengen für Neuanlagen außerhalb des Ausschreibungsdesigns erstellt, die insgesamt 50,5 MW über fünf Jahre im Bereich Güllebiogasanlagen und Abfallbiogasanlagen umfassen (vgl. Tabelle 1). Die jährlichen Zubaumengen betragen damit mengengewichtet 9,2 MW auf Güllebiogasanlagen und 0,9 MW auf Abfallbiogasanlagen. Beide Werte wurden statisch in die Zukunft fortgeschrieben, als Annahme für die Berechnungen. Der Zubau von Anlagen außerhalb des EEG ist vor allem deshalb auch für die eigentlichen Ausschreibungen relevant, weil wie jährlichen Ausschreibungskorridore um die Mengen die außerhalb des Ausschreibungsdesigns in Betrieb gehen vom Ausschreibungsvolumen abgezogen werden, so dass das Bruttovolumen für die Ausschreibung ab 2021 jährlich nur etwa 190 MW beträgt (200 MW Bruttovolumen – 9,2 MW Zubau außerhalb des EEG).

Das Ausschreibungsdesign im EEG 2017 sieht weiterhin vor, dass nicht bezuschlagte Volumina im Folgejahr auf das dann gültige Auktionsvolumen aufgeschlagen werden. Für eine erste Abschätzung wie sich dieses System verhalten wird, wurde anhand der aktuellen Vergütungsstrukturen der abweichend vom der oben genannten Systematik in vier Kategorien mit aufsteigenden Stromgestehungskosten[6] untergliedert: Holzheizkraftwerke (HKW), Bioabfallvergärungsanlagen (Abfall-BGA), Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung (NawaRo-BGA), Biomethan-BHWK aufgeteilt. Diese vier Kategorien konkurrieren unabhängig von der betriebswirtschaftlichen Realisierbarkeit der jeweiligen Höchstgebotsgrenzen im Ausschreibungsdesign mit einander. In Abbildung 6 ist der stark vereinfache Verlauf der Ausschreibungsrunden dargestellt unter der Annahme, dass alle Anlagen nahtlos ins Ausschreibungsdesign wechseln und ein strategisches Bietverhalten vernachlässigt wird. Es werden also je Jahrescheibe alle Kapazitäten eines Jahrgangs (Inbetriebnahmejahr + 21) betrachtet, und gegebenenfalls nicht ausgeschöpftes Volumen (in den Jahren 2021 bis 2024) ins Folgejahr übertragen.

In der eigentlichen Modellierung der zukünftigen Entwicklung des Anlagenbestandes wurde dann mit den oben beschriebenen Untergruppen gearbeitet (20 Gruppen x 20 Jahrgänge). Die kurze Beschreibung an dieser Stelle, diente dazu zu untersuchen, ob durch den Ausschreibungskorridor überhaupt mit Knappheiten und damit Konkurrenz zwischen den Anlagen zu erwarten ist. Da im Ergebnis der Voruntersuchung eine deutliche Überzeichnung der Ausschreibungen ab Mitte der 2020er Jahre zu erwarten ist, wurde dieser Punkt in der anschließenden Modellierung explizit abgebildet (vgl. 2.1.1.5).

Ausgehend von dieser Voruntersuchung ergibt sich damit die Notwendigkeit, die späteren Portfolioberechnungen sowohl hinsichtlich der Gebotshöchstgrenzen als auch der Ausschreibungskorridore explizit abzubilden, da Anlagen zum einen betriebswirtschaftlich an zu niedrigen Gebotshöchstgrenzen als auch in allein in Bezug auf das verfügbare Ausschreibungsvolumen in Konkurrenz zu anderen Anlagen bei überzeichneten Ausschreibungsrunden scheitern können. Im zweiten Fall können selbst Anlagen, die Stromgestehungskosten unterhalb der Gebotshöchstgrenze aufweisen, sekundär dran scheitern, dass anderen Anlagen mit niedrigeren Stromgestehungskosten das zur Verfügung stehende Volumen bevorzugt ausschöpfen und solche Anlagen dann keinen Zuschlag erhalten. Der beschriebene Effekt ist im Kern auch bei Ausschreibungen generell erwünscht, da es ja gerade durch die Konkurrenz um ein knappes Volumen dazu kommt, dass für das auktionierte Volumen die günstigsten Anbieter zum Zuge kommen und so die Förderkosten bei einer definierten Zielerreichung minimiert werden.

[6] https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/01_Monitoring_ZB_Mai_2015.pdf

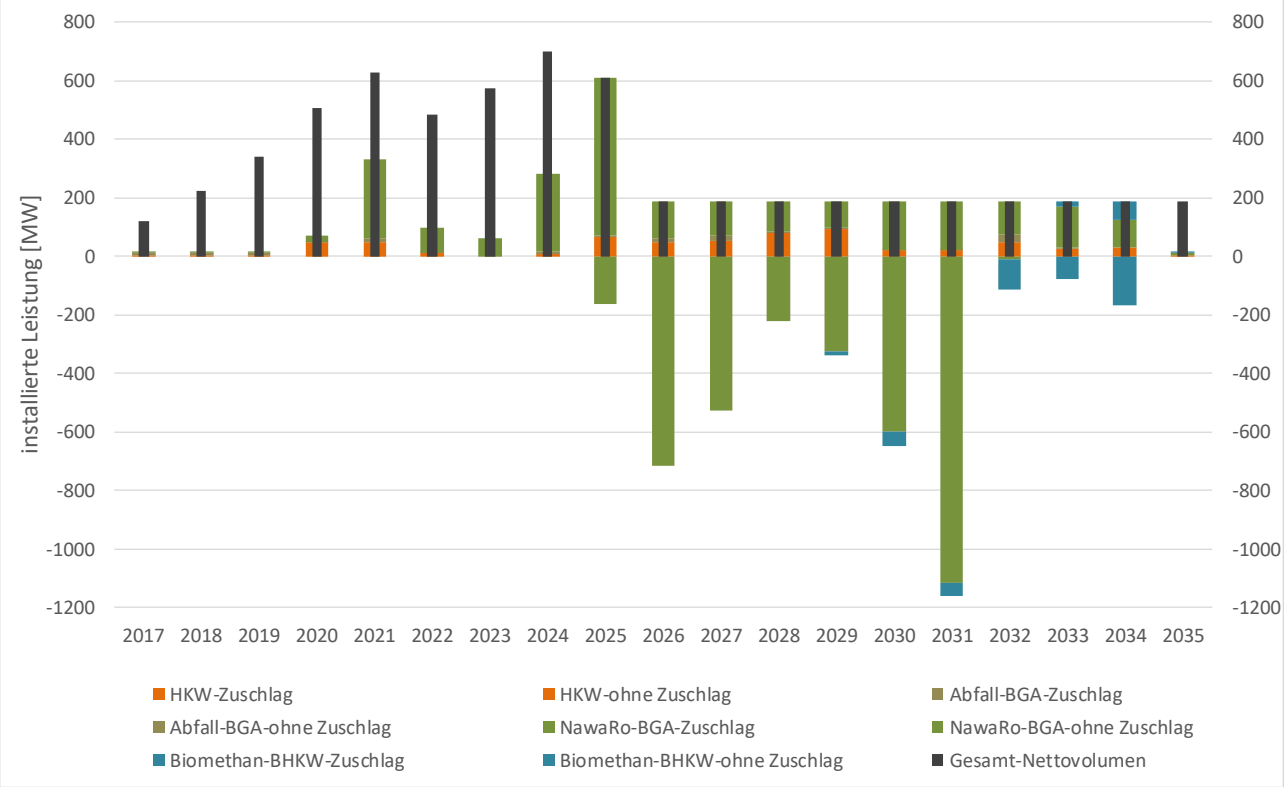

Abbildung 6: Modellierte Entwicklung der Netto-Ausschreibungsvolumina (graue Säulen), virtuell bezuschlagte Anlagengruppen oberhalb der x-Achse sowie der Anlagengruppen die überzeichneten Auktionen keinen Zuschlag erhalten unterhalb der x-Achse

Wärmepreise frei Anlage (GF 2.1)

Für diesen Zielmarkt wurde nach Auswertung der Ausarbeitungen in Kapitel 2.5 eine mittlerer Wärmeerlös frei Anlage von 30 €/MWh angenommen und dort ebenfalls eine mittlere Preissteigerungsrate von 1,3 % wie für die Regelenergie angenommen. Die Zeitreihen der spezifischen Wärmeerlöse finden sich in Tabelle 4. Da die Wärmevermarktung aber in der Regel nicht direkt frei Anlage erfolgt, sondern hierzu noch Wärmedistributionskosten zu berücksichtigen sind und auch im Umfeld aller Anlagenstandorte nicht immer geeignete Wärmesenken erschließbar sind, wurde in Zusammenarbeit mit dem Teilvorhaben des UFZ das Anlagenbezogene Wärmevermarktungspotential aus technischer wie auch ökonomischer Perspektive ausgelotet. Die genaue Vorgehensweise ist in der Veröffentlichung „Bioenergy plants' potential for contributing to heat generation in Germany" (Steubing, M., Dotzauer, M., Zakaluk, T., Wern, B., Noll, F., Thrän, D. 2020: Energy, Sustainability and Society) bzw. Kapitel 2.5.1 dokumentiert. Als Eingangsgröße für die nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden alle Anlagengruppen in fünf Quintile (statistische Verteilung in fünf gleich große Teile) aufgeteilt, die die unterschiedlichen Wärmevermarktungspotentiale jeweils 20 % der Gesamtgruppe darstellen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass abweichend von den Berechnungserbnissen für Biomethan-BHKW in allen Quintilen ein 100 %-iger Wärmenutzungsgrad angenommen wurde, da die Anlagen entsprechend den geltenden Vergütungsregeln im EEG eine vollständige Wärmenutzung zur Inanspruchnahme der EEG-Vergütung nachweisen müssen. Die Wärmeerlöse in Tabelle 2 steigen entsprechend der angenommenen Preissteigerungsrate mit 1,3 %. Wenn auch die Distributionskosten für die Wärmevermarktung sich mit der gleichen Preissteigerung über die Zeit verteuern, unterliegen die Nettowärmeerlöspotentiale durch die linearen Zusammenhänge bei der Berechnung somit auch mit diesem Steigerungsfaktor. Die Werte der Wärmeerlöse in Tabelle 3 stellen damit also nur die Entwicklung des Preisniveaus da, die Nettoerlöse wurden dann über die Laufzeit der Anlagen mit der entsprechenden Teuerungsrate kalkuliert.

Tabelle 3: Nettowärmeerlöspotentiale für 5 Quintile (fünf gleich große Untergruppen definierter KWK-Nutzungsgrade) der Anlagengruppen differenziert nach GF 1.4 (ggf. reduzierte Bemessungsleistung) und GF 1.5 (konstante Bemessungsleistung)

	Neetowärmeerlöspotential [TSD € p.a.]									
Gruppe\Quintil_GF	Q1_GF1.4	Q2_GF1.4	Q3_GF1.4	Q4_GF1.4	Q5_GF1.4	Q1_GF1.5	Q2_GF1.5	Q3_GF1.5	Q4_GF1.5	Q5_GF1.5
BGA_G_75	0	5	20	12	12	0	5	26	28	30
BGA_G_150	0	22	21	42	30	0	3	30	52	40
BGA_N_250	2	26	44	46	45	1	28	60	68	68
BGA_N_500	14	46	84	93	92	13	47	114	144	144
BGA_N_750	19	60	116	127	129	15	58	145	178	179
BGA_N_1000	26	112	212	227	225	19	80	217	233	231
BGA_A_750	10	68	82	89	83	4	50	81	88	83
BGA_A_1000	0	104	166	177	185	0	61	161	181	181
BGA_A_2000	152	223	216	214	228	125	219	214	214	223
HKW_AH_10000	320	5.514	8.566	8.664	8.662	320	5.514	8.566	8.664	8.662
HKW_H_50	0	3	21	28	24	0	3	20	28	24
HKW_H_250	0	24	90	128	132	0	22	75	127	132
HKW_H_2000	0	344	1.033	1.107	1.108	0	298	959	1.098	1.108
HKW_H_5000	87	1.395	3.497	3.482	3.501	143	1.403	3.224	3.473	3.501
HKW_H_10000	0	3.347	5.798	5.874	5.860	0	3.214	5.677	5.874	5.860
BHKW_P_250	0	4	23	17	17	0	4	23	17	17
BHKW_M_50	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
BHKW_M_250	72	72	72	72	72	81	81	81	81	81
BHKW_M_1000	281	281	281	281	281	299	299	299	299	299

EPEX-Spot day-ahead-Preisspreads (GF 2.2)

Da im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung, die z. B. beim Übergang ins Ausschreibungsdesign obligatorische Vermarktungsform, die gleitende Marktprämie Strompreisschwankungen in Bezug auf den Monatsmittelwert ausgleicht, ist für die Bewertung dieses Teilmarktes weniger die absolute Vergütungshöhe als vielmehr die Preisvolatilität ausschlaggebend, wenn die Anlagen drauf flexibel reagieren können. Da das DBFZ kein eigenes Energiemarktmodell zur Prognose der zukünftigen Preisvolatilität nutzt, wurde auf einen Prognosedatensatz der EnergyBrainPool aus dem Jahr 2015 zurück („Brain-Report 2015“, nicht öffentlich) gegriffen der dann zusammen mit den realen Preisschwankungen aus 2017[7] modifiziert wurde. Zur Fortschreibung des Preistrends aus dem Prognosedatensatz wurde eine polynomische Schätzfunktion genutzt, um eine logistische Wachstumsfunktion zu imitieren (Abflachen der Steigung um das Jahr 2045).

Im Ergebnis ergibt sich eine angenommene Entwicklung der dynamischen Preisspreads bis 2045 (vgl. Abbildung 7). In der in dargestellten Form werden sowohl die Verläufe des Originaldatensatzes abgebildet (dunkelblau) als auch die extrapolierten Werte auf Basis der Schätzfunktion (hellblau) beginnend mit dem realen Preisspread des Jahres 2017 (orangener Balken). Für flexible Bioenergieanlagen wird in diesem Fall also ungefähr von einer Verdreifachung (7 €/MWh in 2017, 22 €/MWh in 2040) der möglichen Marktmehrerlöse für die besten 12 Stunden als dynamischer Preisspread ausgegangen. Diese Prognose stelle nur eine von vielen Möglichen Abschätzung dar und unterliegt einer erheblichen Unsicherheit, da die Preisbildung am Strommarkt durch eine Vielzahl nicht sicher zu bestimmender Faktoren erfolgt.

Der dynamische Preisspread für die besten 12 h repräsentiert das theoretische Erlöspotential für doppelt überbaute Anlagen, da diese ohne Gasspeicherrestriktionen und Wärmelieferverpflichtungen damit Markterlöse oberhalb des Monatsmittelwertes (Bezugsgröße für die gleitende Marktprämie im EEG 2017) generieren können. Die dargestellte Entwicklung stellt nur eine Momentaufnahme zum Zeitpunkt der Erarbeitung dar und unterliegt fortwährenden Änderungen durch die Verschiebung der Angebots- und Nachfragefaktoren am Strommarkt. Da diese Effekte aber nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostizierbar sind, wurde das Schätzverfahren über den Projektverlauf nicht nochmals angepasst. Die hieraus abgeleiteten Mehrerlöspotentiale für eine doppelt überbaute Anlage sind in Tabelle 4 dargestellt.

[7] https://www.epexspot.com/en/market-data, Daten bis Ende 2019 frei zugänglich

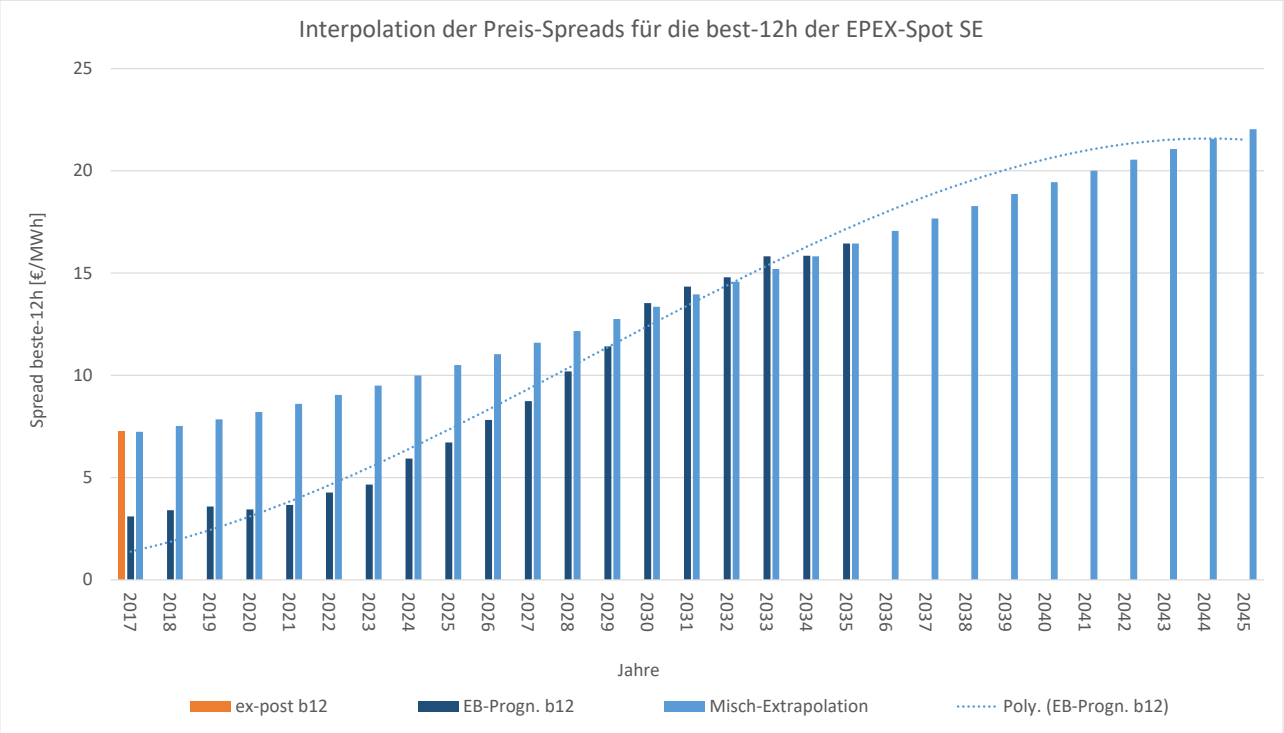

Abbildung 7: Misch-Extrapolation der dynamischen Preisspreads für die besten 12h am day-ahead Markt, basierend auf Realdaten für 2017 einer Preisprognose von 2016 bis 2035, Polynomische Regression als Näherung für ein logistische Funktion

Regelenergiepreise (GF 2.3)

Für die Abschätzung zur Entwicklung der Erlösmöglichkeiten sei auf die umfangreichen Vorarbeiten im Kapitel 2.6 verwiesen. Die dort erhobenen Umfrageergebnisse wurden in Rücksprache mit der Next Kraftwerke GmbH dann auf einheitliche mittlere Erlöspotentiale aggregiert die mit 4.100€/MW/a im Bezugsjahr 2017 taxiert wurden. Für diesen Zielmarkt wurde in Anlehnung an den Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte[8], eine mittlere Preissteigerungsrate von 1,3 % angenommen, so dass für die spezifischen Erlöse die Annahmen aus in Tabelle 4 zu entnehmen sind.

Einnahmen aus innovativen Geschäftsfeldern (GF 3.1, 3,.2, 3.3)

Die quantitative Bewertung innovativer Geschäftsfelder wurde durch das Teilvorhaben des IZES (Kapitel 2.2) vorgenommen und auf Basis einer Literaturrecherche annahmebasiert geschätzt. Für das Referenzjahr 2017 10 €/MW für die so genannte Verteilnetzflexibilität (VN-Flex), 20 €/MWh für Ökosystemdienstleistungen für „Bienenstrom“ (ÖDSL Bienen) sowie 10 €/MWh für die Ökosystemdienstleistungen Wasser (ÖDSL Wasser) wurden veranschlagt. Auch für diese (hypothetischen) Marktsegmente wurde eine Preissteigerungsrate von 1,3 % angenommen, sodass sich in der Tabelle 4 in den Spalten 3.1, 3.2, 3.3 die entsprechenden Zeitreihen wiederfinden. Die Annahmen für die innovativen Geschäftsfelder wurden bewusst nur sehr grob geschätzt, da eine mögliche Erschließung in allen Fällen signifikanten Anpassungen im Regulierungsrahmen oder individuell ausgehandelte Verträge erforderlich macht, die eine sehr große Unsicherheit hinsichtlich der erzielbaren Erlöse nach sich zieht. Die Abschätzungen sollten vor allem dazu dienen, abzuschätzen inwiefern solche

[8] https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/Publikationen/Downloads-Erzeugerpreise/erzeugerpreise-lange-reihen-xlsx-5612401.xlsx?__blob=publicationFile

zusätzlichen Erlösquellen die Rentabilität von Bestandsanlagen in der Post-EEG Phase beeinflussen kann, auch wenn diese heute keine real nutzbare Option darstellen.

Tabelle 4: Übersicht der Erlösannahmen für die verschiedenen Zielmärkte

Geschäftsfeld Zielmarkt Bezugsgröße	1.2 Eigenstrom [€/MWh]	1.3 Biomethan [€/MWh]	1.4 /1.5 EEG Aussschr. [€/MWh]	2.1 KWK-Wärme [€/MWh]	2.2 EPEX extra [€/MWh]	2.3 Regelleistung [€/MW]	3.1 VN-Flex [€/MW]	3.2 ÖSDL Bienen [€/MWh]	3.3 ÖSDL Wasser [€/MWh]
2017	171,7	67,6	169,0	30,0	7,2	4.100	10,0	20,0	5,0
2018	173,9	68,5	167,3	30,4	7,5	4.153	10,1	20,3	5,1
2019	176,2	69,4	165,6	30,8	7,8	4.207	10,3	20,5	5,1
2020	178,5	70,3	164,0	31,2	8,2	4.262	10,4	20,8	5,2
2021	180,8	71,2	162,3	31,6	8,6	4.317	10,5	21,1	5,3
2022	183,2	72,2	160,7	32,0	9,0	4.374	10,7	21,3	5,3
2023	185,5	73,1	159,1	32,4	9,5	4.430	10,8	21,6	5,4
2024	187,9	74,0	157,5	32,8	10,0	4.488	10,9	21,9	5,5
2025	190,4	75,0	155,9	33,3	10,5	4.546	11,1	22,2	5,5
2026	192,9	76,0	154,4	33,7	11,0	4.605	11,2	22,5	5,6
2027	195,4	77,0	152,8	34,1	11,6	4.665	11,4	22,8	5,7
2028	197,9	78,0	151,3	34,6	12,2	4.726	11,5	23,1	5,8
2029	200,5	79,0	149,8	35,0	12,8	4.787	11,7	23,4	5,8
2030	203,1	80,0	148,3	35,5	13,4	4.850	11,8	23,7	5,9
2031	205,7	81,1	146,8	35,9	14,0	4.913	12,0	24,0	6,0
2032	208,4	82,1	145,3	36,4	14,6	4.977	12,1	24,3	6,1
2033	211,1	83,2	143,9	36,9	15,2	5.041	12,3	24,6	6,1
2034	213,9	84,3	142,5	37,4	15,8	5.107	12,5	24,9	6,2
2035	216,6	85,4	141,0	37,9	16,4	5.173	12,6	25,2	6,3
2036	219,5	86,5	139,6	38,3	17,1	5.240	12,8	25,6	6,4
2037	222,3	87,6	138,2	38,8	17,7	5.309	12,9	25,9	6,5
2038	225,2	88,7	136,8	39,3	18,3	5.378	13,1	26,2	6,6
2039	228,1	89,9	135,5	39,9	18,9	5.447	13,3	26,6	6,6
2040	231,1	91,0	134,1	40,4	19,4	5.518	13,5	26,9	6,7
2041	234,1	92,2	132,8	40,9	20,0	5.590	13,6	27,3	6,8
2042	237,1	93,4	131,5	41,4	20,5	5.663	13,8	27,6	6,9
2043	240,2	94,6	130,1	42,0	21,1	5.736	14,0	28,0	7,0
2044	243,3	95,9	128,8	42,5	21,6	5.811	14,2	28,3	7,1
2045	246,5	97,1	127,5	43,1	22,0	5.886	14,4	28,7	7,2

2.1.1.3 Parametrisierung der Einsatzstoffe und technoökonomische Kennzahlen der Anlagengruppen

Da die eingesetzten Biomassen bei sehr vielen Anlagenkonzepten einen wesentlichen Kostenfaktor darstellen, wurde eine einheitliche Beschreibung von insgesamt 29 Einsatzstoffkategorien erstellt, damit es eine über alle Anlagengruppen gleichartige Bemessungsgrundlage für die Einsatzstoffseite gibt. Für die 20 Anlagengruppen wurden vor allem technische und ökonomische Kennzahlen erfasst, um eine kostenseitige Evaluierung der möglichen Anschlussgeschäftsfelder vornehmen zu können und über Umwandlungswirkungsgrade auch den Ertrag für Haupt- und Nebenprodukte berechnen zu können. Im Folgen soll eine kurze Übersicht der erfassten Parameter dargestellt werden.

Einsatzstoffliste

Die Einsatzstoffliste wurde auf der Basis mehrerer Primärquellen erarbeitet und bildet die Ausgangsbasis für die Berechnung der Inputkosten für die Verschiedenen Anlagenkonzepte. Da die aufgelisteten Biomassen in der Regel stark heterogene Preise aufweisen (zeitlich, räumlich, qualitativ), wurde für jeden Rohstoff ein unteres und ein oberes Preisniveau ermittelt. Ausgehend von diesen Extremwerten wurde ein Mittelwert gebildet. Diese Preisdatenpunkte bilden ihrer Seit die Kenngrößen für die Variation der Szenarien in Bezug auf das Einsatzstoffpreisniveau. Da die Preise im Vergleich der verschiedenen Einsatzstoffe unterschiedlich stark streuen (der relative Abstand der Extremwerte von Mittelwert) konnte hier keine Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt werden, da sich ansonsten Verzerrungen für Anlagenkonzepte mit unterschiedlichen Einsatzstoffmischungen ergeben würden. Konkret reagieren z. B.

Anlagen die Einsatzstoffe mit einer geringen Schwankungsbreite einsetzen (z. B. Waldrestholz) weniger stark auf die Variation „niedriges“ versus „hohes“ Einsatzstoffniveau als solche Anlagen mit preisvolatilen Rohstoffen wie z. B. Getreidekorn. Damit können sich die Reihenfolge von Anlagen in Bezug auf die Stromgestehungskosten bei Variation des Einsatzstoffpreisniveaus ergeben, die hier auch explizit abgebildet werden sollten.

Tabelle 5: Auflistung der vereinheitlichten Einsatzstoffe für alle Anlagengruppen, der Energiegehalt wird für die zwei Basiskonversionsverfahren Vergärung (Biogasanlagen) und Verbrennung (Wärmekraftmaschinen und BHKWs) angegeben

Einsatzstoff	Nr.	Kategorie	Vergärung	Verbrennung	min. Preis	mittl. Preis	max. Preis
Einheit	-	-	H_i CH_{4pot} [kWh]	H_i [kWh]	[€*t_{FM}^{-1}]	[€*t_{FM}^{-1}]	[€*t_{FM}^{-1}]
Flüssigmist	1	Reststoff Agrar	145	-	0,0	2,5	5,0
Festmist	2	Reststoff Agrar	522	-	0,0	7,5	15,0
Stroh	3	Reststoff Agrar	1.605	4.889	70,0	85,0	100,0
Zwischenfruchtaufwuchs	4	NawaRo	748	-	20,0	26,5	33,0
Zuckerrüben	5	NawaRo	748	-	29,4	32,0	34,5
Blühmischungssilage	6	NawaRo	718	-	17,1	25,3	33,4
Grassilage (Grünland)	7	NawaRo	997	-	19,0	24,5	30,0
Grassilage (Acker)	8	NawaRo	997	-	20,0	29,5	39,0
Getreideganzpflanzensilage	9	NawaRo	1.027	-	36,8	41,4	45,9
Maissilage	10	NawaRo	1.057	-	35,0	40,0	45,0
Getreidekorn	11	NawaRo	3.190	3.708	149,0	185,5	222,0
Raps (Öl)	12	NawaRo	-	10.333	714,3	813,2	912,1
Halmgut Landschaftspflege	13	Landschaftspflege	429	-	0,0	10,0	20,0
Holz aus der Landschaftspflege	14	Landschaftspflege	-	3.714	0,0	7,5	15,0
Scheitholz	15	Forst	-	4.861	200,8	305,5	410,3
Industrierestholz (Sägenebenp., Hobelsp.)	16	Forst	-	5.278	0,0	10,6	21,1
Schwarzlauge	17	Forst	-	3.416	0,0	0,0	0,0
Waldholz (ohne. Rinden)	18	Forst	-	3.860	108,7	125,3	142,0
Rinde	19	Forst	-	3.860	84,2	110,7	137,3
Altholz AI-AII	20	Abfall	-	3.750	0,0	12,4	24,9
Altholz AIII-AIV	21	Abfall	-	3.750	-50,0	-25,0	0,0
Bioabfall	22	Abfall	736	-	-50,0	-17,5	15,0
Klärschlamm	23	Abfall	90	2.475	-5,0	0,0	5,0
industrielle Abfälle	24	Abfall	548	-	-25,0	-5,0	15,0
Fette / Flotate	25	Abfall	429	-	-20,0	-2,5	15,0
gewerbliche Speisereste	26	Abfall	568	-	-50,0	-17,5	15,0
Schlempe	27	Abfall	199	-	-5,0	0,0	5,0
Palmöl	28	Import	-	10.139	626,4	703,3	780,2
Biomethan	29	Biomethan	-	15.172	392,0	485,5	579,0

Technische Kennzahlen

Hintergrund für die Ableitung technischer Kennzahlen bilden die verschiedenen Monitoring-Aktivitäten am DBFZ, die sich neben der Erfassung öffentlich zugänglicher Daten (Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber, Marktstammdaten der BNetzA) auf jährliche Betreiberbefragungen stützen. Die Rücklaufquote der Befragungen liegt in den letzten Jahren stabil um die 10 % wenngleich nicht in jedem Jahr dieselben Betreibenden antworten. Ausgehend von dieser Stichprobe können vor allem Hochrechnungen für das Einsatzstoffspektrum sowie der Wärmenutzung abgeleitet werden, die über die öffentlich zugänglichen Datenquellen nicht abgedeckt werden.

Um die unter 2.1.1.1 dargestellten Anlagengruppen technisch beschreiben zu können, sind für alle eine Reihe von technischen Parametern geschätzt worden. Hierbei wurde eine über alle Jahrgänge einheitliche Parametrisierung vorgenommen, da ansonsten nicht mehr alle Unterklassen mit einer ausreichenden Anzahl von Datenpunkten, bzw. zum Teil auch gänzlich fehlende Daten, besetzt wären. Als Datenbasis dient eine Stichprobe der Betreiberbefragung die das DBFZ im einjährigen Turnus für die verschiedenen Oberkategorien erhebt und mit öffentlich verfügbaren Stamm- und Bewegungsdaten verknüpft. Die Werte können sich je nach Zuschnitt der einzelnen Gruppen innerhalb der Kategorien unterscheiden und unterliegen ebenfalls einer steten Veränderung. Die hier dargestellten Zahlen bilden also eine Momentaufnahme und dürften z. B. in der Kategorie NawaRo-Biogasanlagen durch weiterhin vorgenommene Flexibilisierungsmaßnahmen einem kontinuierlichen Wandel unterworfen sein.

Tabelle 6: Übersicht der Primärdatenerhebung für technische Kennzahlen der untersuchten Anlagengruppen

Parameter	Größe	Einheit
Installierte elektrische Leistung	P_{el}	kW
Elektrischer Wirkungsgrad	η_{el}	%
Vollbenutzungsstunden	t_{fl}	h
Bemessungsleistung	P_{Bem}	kW
Thermischer Wirkungsgrad	η_{th}	%
KWK-Nutzungsgrad	η_{KWK}	%
Bezeichnung der Haupteinsatzstoffe (1 – 5)	-	TEXT
Frischmassebezogener Anteil eines Einsatzstoffes im Input	w_{FM}	%
Hilfsenergiebedarf für Strom (Bezug Stromerzeugung)	p_{el}	%
Hilfsenergiebedarf für Wärme (Bezug Wärmeerzeugung)	p_{th}	%

Neben den hier aufgeführten Kennzahlen wurden weiterhin abgeleitete Parameter berechnet die für die Modellierungen der Portfolioberechnungen erforderlich sind. Ein ganz wesentlicher Punkt ist dabei die Abschätzung der Veränderung im Substrateinsatz für Anlagen, die die Flexibilisierungsanforderungen im Ausschreibungsdesign über eine Absenkung der Bemessungsleistung realisieren müssen. Das trifft vor allem auf Anlagen zu die entweder nicht von den bisherigen Regelungen der Flexibilitätsprämie profitieren konnten und eine hohe Auslastung aufweisen z. B. Holzheizkraftwerke mit über 7.000 Vollbenutzungsstunden respektive 80 % Jahresauslastung. Weiterhin sind Biogasanlagen betroffen, die bisher keine oder nur unzureichende Flexibilisierungsmaßnahmen zur Kapazitätserweiterung vorgenommen haben und diese in der Restlaufzeit auch nicht mehr vornehmen können, da die Abschreibungsdauer für den Investitionsbedarf zu kurz ausfallen würde, so dass die Flexibilitätsprämie die auf 10 Jahre angelegt ist keine Refinanzierung mehr gewähreistet.

Vereinfachend wurde daher der Ansatz gewählt, dass solche Anlagen ihre Bemessungsleistung genau soweit reduzieren, bis sie genau die maximal zulässige Auslastung gemäß EEG 2017 einhalten. Da sich durch eine Absenkung der Bemessungsleistung zum einen der Ausstoß an Haupt- und Nebenprodukten (Strom- und Wärme) vermindert, was erlösseitig berücksichtigt wurde, erben sich auch kostenseitige Effekte durch einen verminderten Einsatzstoffumsatz. Für jeden Einsatzstoff einer Anlagengruppe wurden die spezifischen Kosten in Bezug auf den Energiegehalt ermittelt und anschließend aufsteigend sortiert. Beginnend mit dem spezifisch teuersten Einsatzstoff wurde dann der Energieinput durch eine Reduktion so lange abgesenkt, bis die Bemessungsleistung auf das erforderliche Maß geschrumpft war. Der verwendete Algorithmus ist dabei über alle Einsatzstoffe hinweg stufenweise vorgegangen und hat vom in der Preisreihenfolge zuletzt noch benötigten Einsatzstoff auch nur die Teilmenge genutzt, die für eine Deckung des Energiebedarfs in Bezug auf die Feuerungswärmeleistung notwendig ist. Die so berechneten modifizierten Einsatzstoffmengen sowie Strom- und Wärmeproduktionsraten wurden für die Bewertung des Geschäftsfeldes 1.4 genutzt, das genau den Fall einer Flexibilisierung über eine Reduktion der Bemessungsleistung abbilden soll.

Tabelle 7: Übersichtstabelle der technischen Kennzahlen für die untersuchten Anlagengruppen

Parametergruppe	Stromkennzahlen					Wärmekennzahlen			Einsatzstoffnummern						Einsatzstoffanteile					
Größe	P_{el}	η_{el}	t_{fl}	P_{Bem}	p_{el}	η_{th}	η_{KWK}	p_{th}	Inp.1	Inp.2	Inp.3	Inp.4	Inp.5	Inp.6	$1w_{FM}$	$2w_{FM}$	$3w_{FM}$	$4w_{FM}$	$5w_{FM}$	$6w_{FM}$
Einheit	[kW]	[%]	[h]	[kW]	[%]	[%]	[%]	[%]	-	-	-	-	-	-	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
BGA_G_75	70	35%	7.606	61	9%	44%	20%	40%	1	2	10	7	8		82%	12%	3%	1%	2%	
BGA_G_150	115	36%	6.298	83	8%	43%	20%	31%	1	10	7	2	9	8	50%	30%	8%	7%	2%	3%
BGA_N_250	215	37%	7.003	172	8%	42%	30%	31%	1	10	7	2	9	8	45%	32%	9%	8%	3%	3%
BGA_N_500	493	38%	7.080	398	8%	42%	40%	30%	10	1	7	2	9	8	44%	35%	7%	6%	4%	4%
BGA_N_750	726	39%	6.207	514	8%	41%	40%	29%	10	1	2	7	9	8	45%	27%	8%	7%	6%	7%
BGA_N_1000	1.315	40%	4.508	677	8%	40%	40%	25%	10	1	2	7	9	8	50%	20%	8%	6%	6%	10%
BGA_A_750	461	39%	4.081	215	23%	41%	20%	24%	22	13	24	26			90%	9%	1%	1%		
BGA_A_1000	1.140	40%	4.041	526	23%	40%	20%	25%	26	25	24	22	1		72%	10%	9%	5%	4%	
BGA_A_2000	1.500	41%	4.050	693	23%	39%	20%	26%	27						100%					
HKW_AH_10000	11.727	26%	6.286	8.415	5%	60%	20%	0%	21	14	19				86%	4%	8%	2%		
HKW_H_50	39	25%	3.985	18	8%	61%	80%	0%	18	14	16	3			59%	13%	28%	1%		
HKW_H_250	270	30%	4.534	140	5%	58%	80%	0%	18	14	20	16			35%	60%	2%	3%		
HKW_H_2000	1.384	20%	4.800	759	10%	66%	40%	0%	20	21	14	18	16	19	19%	2%	27%	32%	12%	7%
HKW_H_5000	5.233	25%	5.553	3.317	8%	60%	40%	0%	20	21	18	14	16	19	19%	27%	24%	30%	1%	0%
HKW_H_10000	11.889	30%	5.377	7.298	5%	55%	40%	0%	21	18	14	20	17	16	45%	9%	4%	24%	14%	4%
BHKW_P_250	124	38%	2.407	34	3%	43%	80%	0%	28	12					81%	19%				
BHKW_M_50	33	35%	3.465	13	5%	54%	100%	0%	29						100%					
BHKW_M_250	272	40%	4.953	154	3%	44%	100%	0%	29						100%					
BHKW_M_1000	1.192	41%	4.664	634	2%	43%	100%	0%	29						100%					
HKW_PZ_20000	30.216	46%	4.489	15.483	3%	40%	100%	0%	17	19					90%	10%				

Ökonomische Kennzahlen

Da sich das Teilvorhaben ausschließlich auf die Betriebsperspektiven für Bestandsanlagen konzentrierte, wurde für die unter 2.1.1.4 dargestellten Annuitätenberechnungen keine Gesamtinvestitionsrechnung durchgeführt, sondern vereinfachend davon ausgegangen, dass alle Bestandsanlagen nach dem Ende der ersten Vergütungsperiode vollständig abgeschrieben sind und damit auch keine Restwerte berücksichtigt wurden. Die Erfassung ökonomischer Kennzahlen fokussierte sich damit ausschließlich auf den Investitionsbedarf für solche Komponenten die für den Weiterbetrieb in einer 10-Jährigen Anschlussphase notwendig sind und ggf. auch für die individuelle Erschließung neuer Geschäftsfelder als Retrofitmaßnahme (notwendige bauliche Anpassungen um ein neues Geschäftsfeld zu erschließen) notwendig werden. Konkret wurden für alle Geschäftsfelder die für eine Anlage in Frage kommen Kostenpositionen für fünf Kostenarten ermittelt:

- Instandhaltungskosten (Verschleißkomponenten wie Förderaggregate, Gasspeicher, BHKW)
- Zusatzkosten für Retrofitmaßnahmen einzelner Geschäftsfelder (z. B. Umrüstung auf Biomethan)
- Genehmigung- und Planungskosten (Nachgenehmigung für den Anschlussbetrieb)
- Betriebsgebundene Kosten (z. B. Lohnkosten, Versicherung)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Abgeleitet aus Eisatzstoffprofil und Einsatzstoffpreisniveau)

Die detaillierte Darstellung der Kostenannahmen erfolgt in Kapitel 2.1.1 nur für die gruppenspezifisch relevanten Geschäftsfelder (vgl. Tabelle 2). Die Geschäftsfelder der zweiten Stufe der GF-Kaskade fallen wurden entweder keine separaten Kosten unterstellt, da die Anlagen in Regel bereits überwiegend über einen Direktvermarktungsvertrag ihren Strom uns Netz einspeisen und wir einen einheitlichen Abschlag für den Anteil des Direktvermarkters für Regelenergieprodukte und EPEX-Mehrerlöse berücksichtigt haben (20 % als Erlösanteil für den Direktvermarkter). Für die dritte GF-Kaskade wurden ebenfalls keine Kostenannahmen getroffen.

Tabelle 8: Aggregierte Kostenannahmen für Kapital-, Betriebs- und Verbrauchskosten (inkl. Einsatzstoffe für das mittlere Einsatzstoffpreisniveau)

Geschäftsfeld	1.2			1.3			1.4			1.5		
Kostenart	Kapital	Betrieb	Verbr.	Kapital	Betrieb	Verbr.	Kapital	Betrieb	Verbr.	Kapital	Betrieb	Verbr.
Einheit	[TSD €]	[TSD €/a]	[TSD €/a]	[TSD €]	[TSD €/a]	[TSD €/a]	[TSD €]	[TSD €/a]	[TSD €/a]	[TSD €]	[TSD €/a]	[TSD €/a]
BGA_G_75	429	33	61				429	33	33			
BGA_G_150						158	479	32	58			158
BGA_N_250				682	55	178	701	47	105	722	47	178
BGA_N_500				1.345	112	413	1.110	95	245	1.254	98	413
BGA_N_750				1.908	154	522	1.383	120	358	1.496	120	522
BGA_N_1000				3.122	270	675	1.742	207	655	1.861	207	675
BGA_A_750				1.828	395	438	1.456	336	259	1.801	395	338
BGA_A_1000				2.013	450	816	1.607	392	597	2.008	450	701
BGA_A_2000				2.583	570	835	1.788	454	662	2.231	570	710
HKW_AH_10000	1.400	2.288	1.535									
HKW_H_50	6	0	16				6	2	16			
HKW_H_250							32	0	77			
HKW_H_2000							206	1	695			
HKW_H_5000							777	1	1.848			
HKW_H_10000							1.766	1	2.340			
BHKW_P_250	89	2	92									
BHKW_M_50	35	6	18									
BHKW_M_250							170	5	158	501	7	158
BHKW_M_1000							519	5	635	1.384	7	635

2.1.1.4 Programmierung der Annuitätenberechnungen

Die Annuitätenberechnung erfolgte in Anlehnung an die VDI 2067[9] wobei eine differenzierte Betrachtung der kapital, betriebs- und verbrauchsgebunden Kosten vorgenommen wurde. Alle Berechnungen erfolgten zur Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Geschäftsfeldern unter der Annahme, dass ein Anschlussbetrieb über 10 Jahre nach Auslaufen der EEG-Vergütung bewertet wird. Hierbei wurde einheitlich ein Mischzinssatz von 5 % festgelegt der zur Berechnung der Annuitätenfaktoren genutzt wurde.

Die Berechnung erfolgte innerhalb des Modells in einem separaten Arbeitsblatt in dem für alle Kosten- und Erlöspositionen eine feste Tabellenschablone genutzt wurde. Die Ein- und Ausgangsdaten der verschiedenen Anlagengruppen und der dazugehörigen Geschäftsfelder wurden über eine VBA-Makro-Funktion als Schleifenberechnung einbezogen. Dazu werden für eine Einzelberechnung zuerst die für das jeweilige Geschäftsfeld einer Anlagengruppe zugehörigen Kosten- und Erlöspositionen in das Berechnungsformular kopiert. Die Berechnung der Annuitäten erfolgt dann direkt im Arbeitsblatt, anschließend werden die Ergebnisse dann wieder per VBA-Makro in das Arbeitsblatt der betreffenden Anlagengruppe zurück kopiert und dort für die späteren Portfolioberechnungen in einem festgelegten Bereich zwischengespeichert. Das Gesamtmodell in der MS Excel-Datei ist so strukturiert, dass für alle Anlagengruppen jeweils ein eigenes Arbeitsblatt angelegt ist, in dem bis auf einige Hilfsberechnungen (wie z. B. die Aggregation von Einzelkosten zu Kostenarten) keine Berechnungsfunktionen abgebildet werden. Der Speicherbereich für die Zwischenergebnisse umfasst jeweils drei Bereiche für die vorab definierten Einsatzstoffpreisniveaus und enthält jeweils 19 Zeilen mit den Ergebnissen für die Jahre von 2017 bis 2035. Spaltenweise sind die Annuitäten der verschiedenen Geschäftsfelder angeordnet, so dass diese später je nach der zu betrachtenden Stufe in der Geschäftsfeldkaskade kumuliert werden können.

Ausgehend von den Annuitätenberechnungen wurden auch die spezifischen Stromgestehungskosten für den 10-jährigen Anschlussbetrieb kalkuliert, da diese ausschlaggebend dafür sind ob eine Referenzanlagen (ein definierter Jahrgang innerhalb einer Anlagengruppe) z. B. überhaupt am Ausschreibungsdesign des EEG teilnehmen kann.

2.1.1.5 Programmierung der Portfolioberechnungen

Die Portfolioberechnungen erfolgen aufbauend auf den vorab durchgeführten Annuitätenberechnungen jeweils Jahrgangsweise und für alle Anlagengruppen und dienten dazu die Perspektiven für den jeweiligen Jahrgang einer Anlagengruppe ein prioritäres Geschäftsfeld zu identifizieren und damit die Entwicklung des Anlagenbestandes abzuschätzen. Die eigentlichen Berechnungsschritte der Portfolioberechnung erfolgten in einem Arbeitsblatt des Modells, die Ablage der Berechnungsergebnisse analog zu den Annuitätenberechnungen per VBA-Makro. Die Einzelschritte umfassten:

- Geschäftsfeldpriorisierung (Auswahl des besten Geschäftsfelds mit einer Annuität > 0)
- Berechnung der Bruttokapazitäten einer Anlagengruppen, die in das prioritäre Geschäftsfeld wechseln, bzw. für die sich kein Geschäftsfeld ergibt und die damit stillgelegt werden (GF 1.0)
- Nebenberechnung für die Konkurrenz innerhalb des Ausschreibungsdesigns (GF 1.4 & GF 1.5)
- Berechnungen abgeleiteter Kennzahlen für die Ergebnisinterpretation:
    - Einsatzstoffumsatz
    - Installierte Leistung
    - Elektrische und thermische Arbeit
    - Biomethaneinspeisung (Konversion von Biogas-Vor-Ort-Verstromung auf Biomethan)
    - THG-Vermeidung

[9] VDI 2067 Blatt 1, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung, 2012

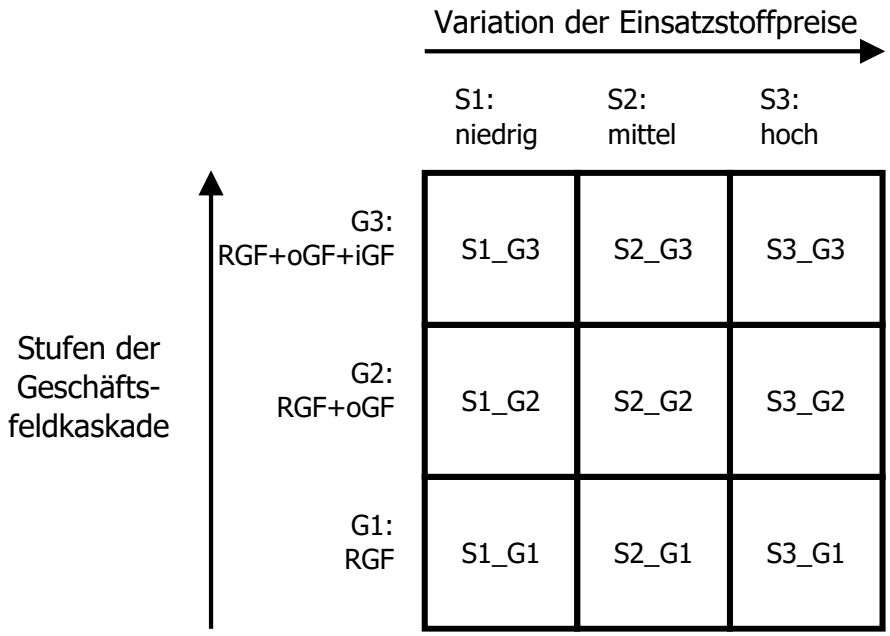

Abbildung 8: Grundschema der 9 zu berechnenden Trendszenarien wobei eine Kreuzkombination aus 3 kaskadierenden Geschäftsfeldstufen und 3 Einsatzstoffpreisniveaus den Szenariorahmen aufspannt

Diese Berechnungen wurden für insgesamt 9 Szenarien als Kreuzkombination der beiden Haupteinflussfaktoren (Einsatzstoffpreisniveau und Erschließbarkeit Geschäftsfeldkaskade) durchgeführt (vgl. Abbildung 8). Die vier Einzelschritte unterlagen dabei folgenden Vereinfachungen:

Zu I Geschäftsfeldpriorisierung

Bei der Geschäftsfeldpriorisierung wurde in Bezug auf das Ausschreibungsdesign keine zweite Bewertung vorgenommen, wenn sich für Anlagen im Vergleich der verschiedenen Referenzgeschäftsfelder das Ausschreibungsdesign zwar als das zu priorisierende GF darstellt, die Referenzanlage, dann aber im Berechnungsschritt III sich im Ausschreibungsdesign bei überzeichneten Jahrgängen nicht gegen andere, günstigere Referenzanlagen durchsetzen konnte.

Zu II Bruttokapazitäten für Anschlussbetrieb und Stilllegung

Für die Berechnung der Bruttokapazitäten eines Jahrgangs zum Übergang in den Anschlussbetrieb erfolgte unter Anwendung der GF-Priorisierung in I. Die Berechnung der Kapazitäten zur Stilllegung berücksichtige primär den Rest der Kapazität eines Jahrgangs einer Anlagengruppe, zu dem dann sekundär noch die in den Ausschreibungen ggf. unterlegenen Anlagenmengen hinzugerechnet wurden, weil für diese keine wiederholte Bewertung der Referenzgeschäftsfelder vorgenommen wurde, auch wenn hier möglicherweise das zuerst zweitbeste Referenz-GF noch hätte umsetzten lassen können.

Zu III III Nebenberechnung für die Konkurrenz innerhalb des Ausschreibungsdesigns

Für diese Berechnung wurde vereinfachend angenommen, dass alle Anlagen einen nahtlosen Wechsel ins Ausschreibungsdesign mit einem Vorlauf 12 Monaten umsetzen und kein strategisches Bietverhalten dazu genutzt wird sich schon vorab einen Zuschlag in einer früheren Ausschreibung zu sichern. In der Praxis werden die Anlagen aber schon frühzeitig versuchen einen Zuschlag zu erhalten, um Planungssicherheit zu schaffen und eine geringere Degression der Gebotshöchstgrenze auszunutzen.

Zu IV Berechnungen abgeleiteter Kennzahlen für die Ergebnisinterpretation

Die Berechnungen für den Einsatzstoffumsatz, der Strom-, Wärme- und Biomethanproduktion sowie der THG-Vermeidung erfolgten unter der Prämisse, dass über den prognostizierten Betrachtungszeitraum vor allem keine Veränderung in der Einsatzstoffzusammensetzung und der Betriebskennzahlen erfolgen. Die Bestandsanlagen behalten also innerhalb der Restlaufzeit den Status Quo bei und verändern sich im

beim Übergang in die Post-EEG-Phase nur im Rahmen der in den verschiedenen Geschäftsfeldern vorgesehen Art und Weise. Dies trifft vor allem auf folgende Geschäftsfelder zu:

1. GF 1.3 Umrüstung von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung auf Biomethaneinspeisung
2. GF 1.4 Absenkung der Bemessungsleistung
3. GF 2.1 KWK-Wärmevermarktung

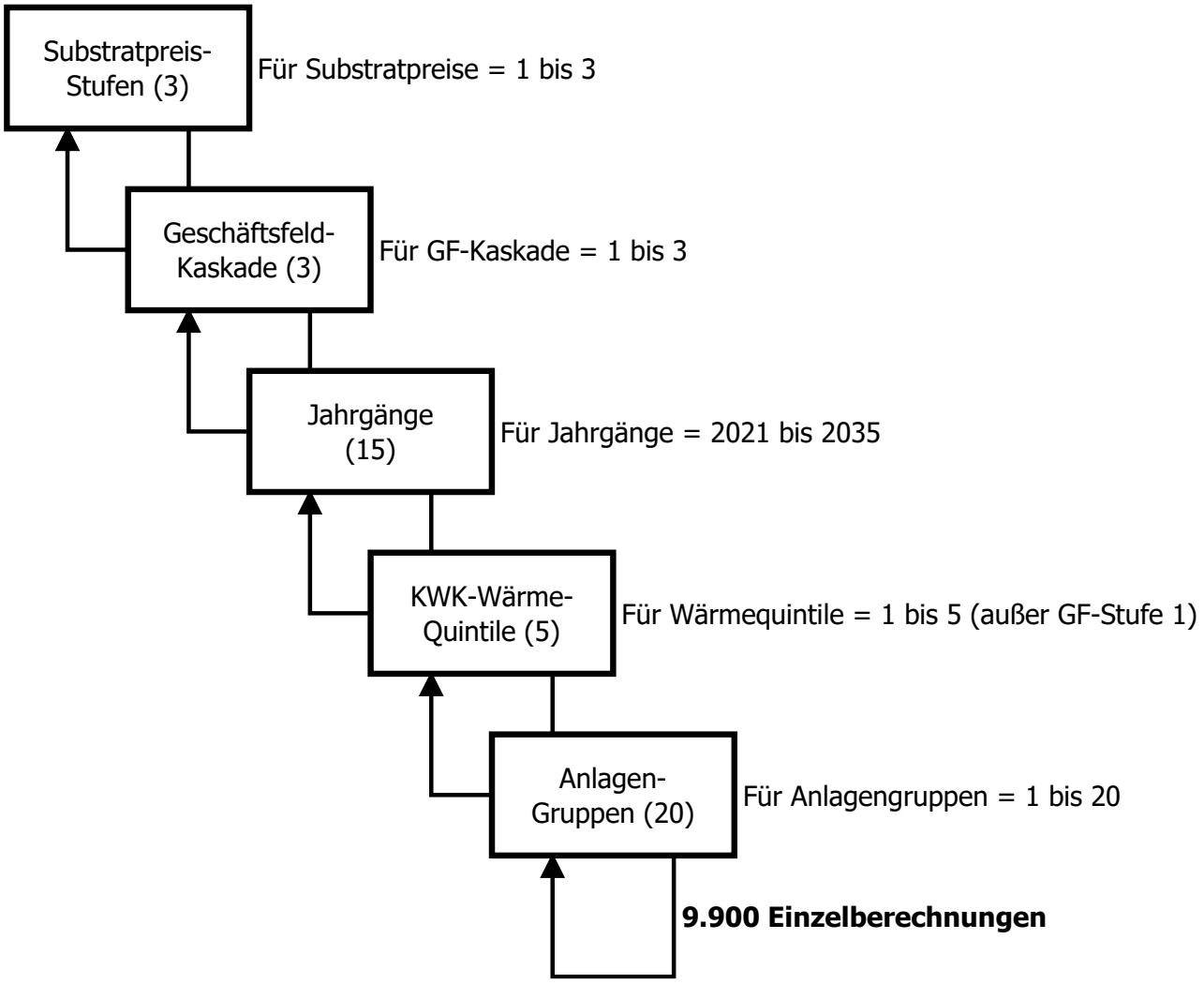

Abbildung 9: Darstellung der Berechnungsschritte für die Einzelberechnung

Im Ergebnis der Portfolioberechnungen wurden für die für alle neun Szenarien Ergebnistabellen und Ergebnisdiagramme erstellt. Diese Ergebnisse wurden wiederrum mit einem VBA-Makro aus der Modellierungsdatei in eine separate Ergebnisdatei geschrieben, die als Anlage diesem Bericht beigefügt wird. Auszugsweise sollten die Kernergebnisse für das Trendszenario S2_G2 nachfolgend dargestellt werden.

Priorisierte Geschäftsfelder

Prioritäre Geschäfts-felder	BGA_G_75	BGA_G_150	BGA_N_250	BGA_N_500	BGA_N_750	BGA_N_1000	BGA_A_750	BGA_A_1000	BGA_A_2000	HKW_AH_1000(	HKW_H_50	HKW_H_250	HKW_H_2000	HKW_H_5000	HKW_H_10000	BHK_P_250	BHK_M_50	BHK_M_250	BHK_M_1000	PZI_KWK_2000(
2021	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2022	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2023	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2024	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2025	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2026	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2027	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2028	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2029	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2030	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2031	1.2	1.0	1.5	1.5	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2032	1.2	1.0	1.3	1.3	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2033	1.2	1.0	1.3	1.3	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2034	1.2	1.0	1.3	1.3	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2035	1.2	1.0	1.3	1.3	1.5	1.4	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1

Abbildung 10: Prioritäre Geschäftsfelder für die Portfolioberechnungen des Trendszenarios S2_G2 (Einsatzstoffpreisstufe 2 & Geschäftsfeldstufe 2)

Zunächst kann bei den Ergebnissen aus Abbildung 10 festgestellt werden, dass diese, unabhängig des jeweils favorisierten Geschäftsfeldes, mit Ausnahme kleiner NawaRo-Anlagen (300 kW_{el} und 500 kW_{el}) im Jahr 2031 zu 2032 sowie bei der großen NawaRo-Anlage (1.000 kW_{el}) im Jahr 2023 zu 2024 kein Wechsel innerhalb der Geschäftsfelder stattfindet. Dies kann unterschiedliche Ursachen haben. Zum einen zieht der Optimierer zu Beginn das für den jeweiligen Anlagentyp wirtschaftlich beste Geschäftsfeld.

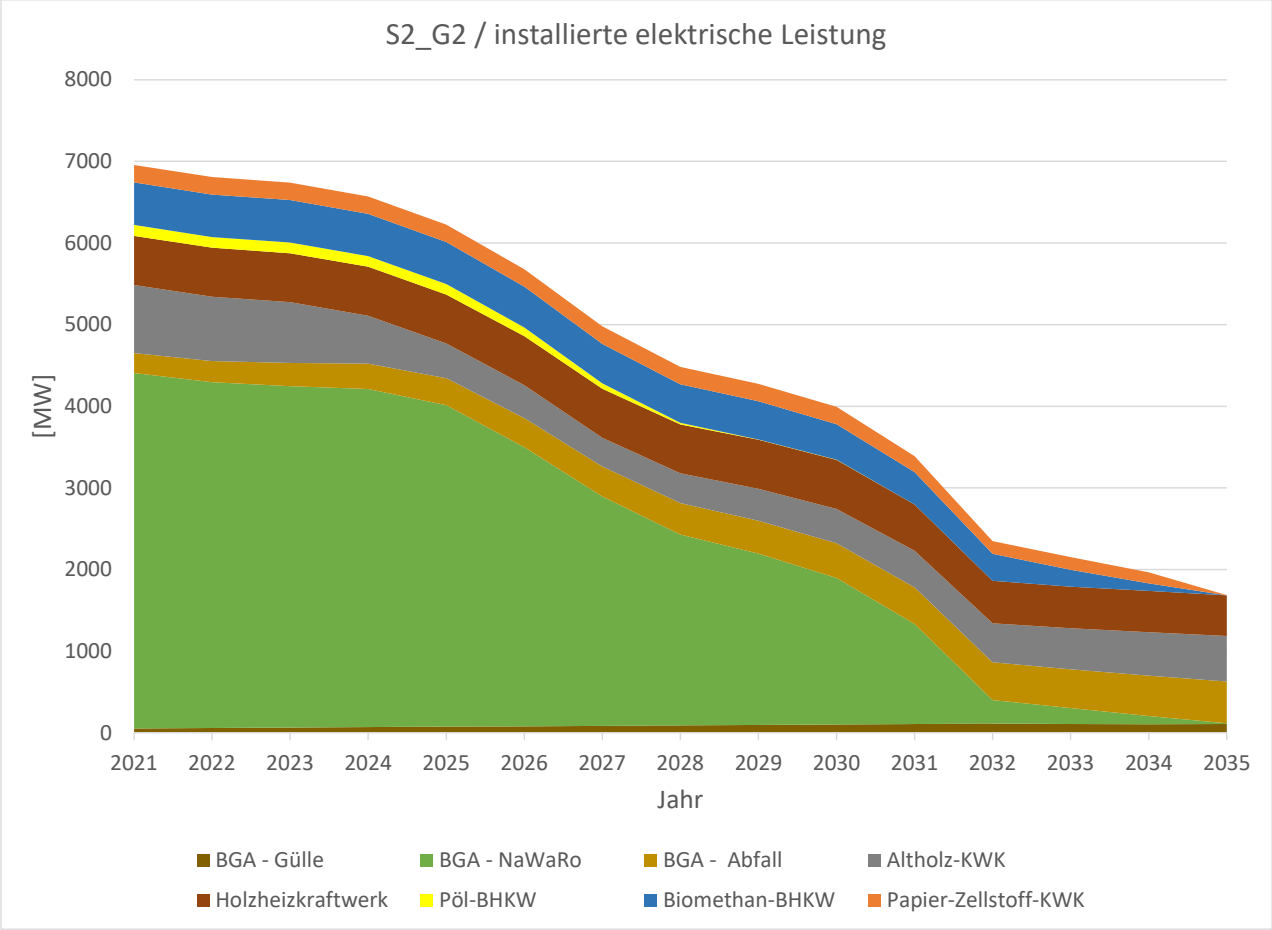

Abbildung 11: Modellierte Entwicklung der installierten elektrischen Leistung für das Anlagenportfolio bis 2035 Trnedszenario S2_G2 (Einsatzstoffpreisstufe 2 & Geschäftsfeldstufe 2)

Sollte dies über den Zeitverlauf unattraktiver werden, z. B. durch äußere Einflüsse wie einen steigenden CO_2-Preis, strengeren THG-Zielen oder rechtliche Faktoren wie dem Auslaufen der 10-jährigen Anschlussvergütung, erfolgt ein Wechsel in ein anderes Geschäftsfeld. Dabei muss der Erlös des neuen Geschäftsfeldes (z. B. Biomethanoption – GF 1.3) höher sein im Zeitablauf, als die Kosten für den Wechsel (z. B. Investition in eine neue Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlage), damit ein Gewinn erzielt werden kann. Ist der bauliche Zustand der Anlage und deren technischen Komponenten zu schlecht, erfolgt dagegen die Stilllegung.

Besonders das Geschäftsfeld 1.4 und 1.5 wird favorisiert, was auch damit begründet werden kann, dass bei den alternativen Geschäftsfeldern für die jeweiligen Anlagengruppen kein Business-Case sonst bestehen würde und eine Stilllegung erfolgt. Insbesondere kleinere Anlagen (75kW_{el}-Güllekleinanlage oder 50kW_{el}-Biomethan-BHKW) werden zur Eigenstromversorgung (GF 1.2) eingesetzt, was aufgrund der hohen Strompreise für Haushalts- und Gewerbekunden durchaus nachvollziehbar ist.

THG-Emissionsminderungspotentiale

Die Berechnung der THG-Emissionen ist auf Basis des in 2.1.2 Vorgehens in Bezug auf die genutzten Referenzanlagen abgeschlossen eine Übertragung auf gesamte Anlagenportfolio fehlt aber bisher noch.

Biomethan-Einspeisekapazitäten

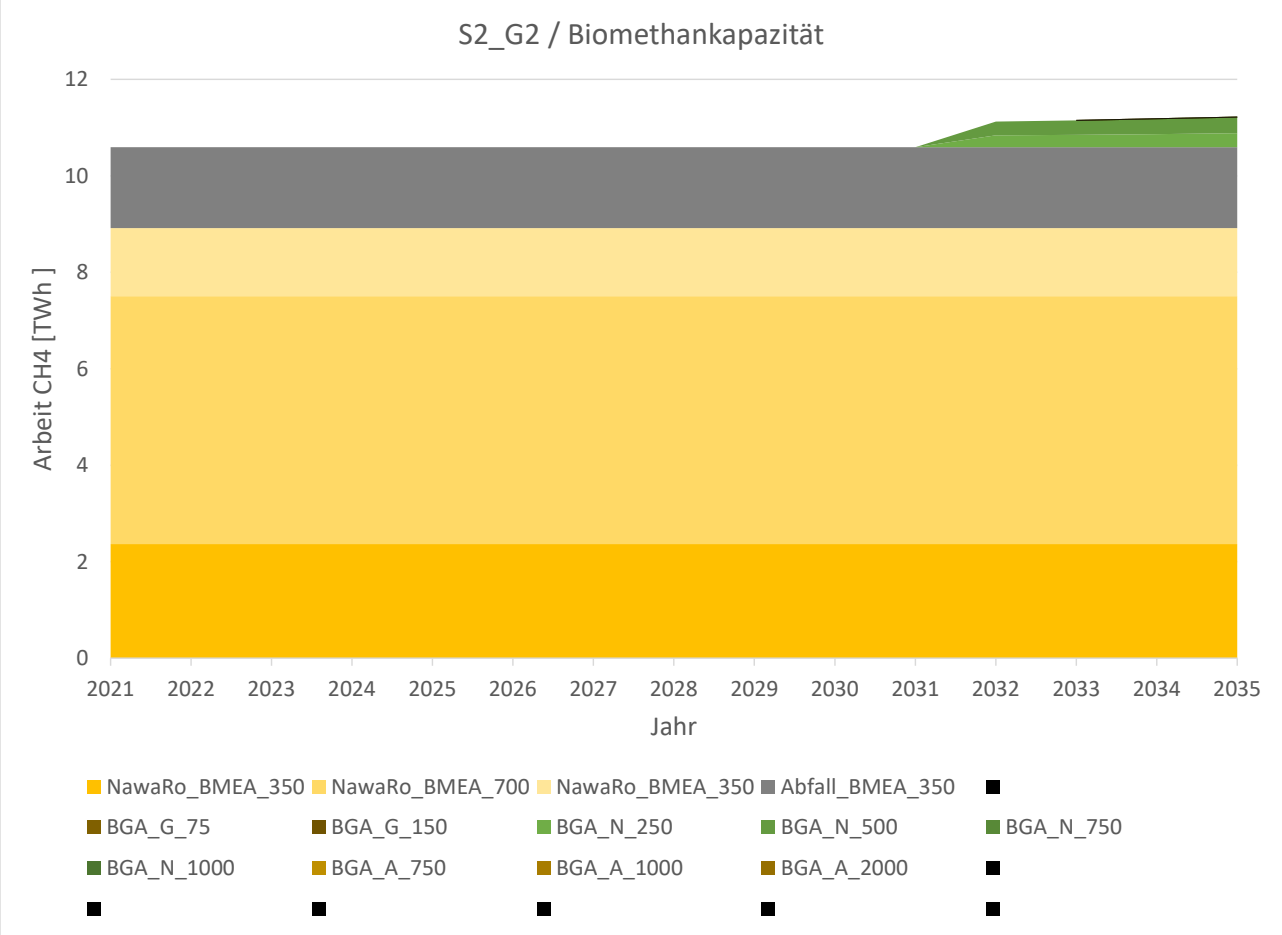

Abbildung 12: Entwicklung der Biomethaneinspeisekapazitäten, für Bestandseinspeiseanlagen (gelb- und grau-Töne) sowie umgewidmete Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen (grün-Töne)

Es erfolgt gemessen am bisherigen Umfang der Biomethaneinspeisung nur ein vergleichsweise moderater Zubau der Einspeisekapazitäten durch die Konversion von Verstromungsanlagen (vgl. Abbildung 12).

Einsatzstoffmengen

Der Verlauf der Einsatzstoffmengen zeigt für das Trendzenario S2_G2 (vgl. Abbildung 13), dass bis 2035 der Einsatz biogener Rohstoffe zur Stromerzeugung in EEG-Anlagen deutlich zurück geht. Auffällig ist, dass trotz des als konstant angenommenen Zubaus an Gülleklein- und Abfallbiogasanlagen von knapp 10 MW pro Jahr, auch der Einsatz von landwirtschaftlichen Reststoffen deutlich zurückgeht. Der Hintergrund für diese Dynamik ist, dass bei einer gleichbeiden Zusammensatzung der Einsatzstoffe in den Anlagengruppen, die hier angenommen wurde, das Ausscheiden der so genannten NawaRo-Biogasanlagen auch eine signifikante Freisetzung zurzeit genutzter Potentiale für Gülle und Mist nach sich zieht (vgl. Kapitel 2.2.5). Diese Anlagen setzen zwar relativ gesehen vergleichsweise geringe Anteile von Wirtschaftsdüngern in ihren Substratmischungen ein, da diese Anlagen aber überproportional viel installierte Leistung auf sich vereinigen, spielen sie insgesamt doch eine dominierende Rolle für die energetische Nutzung von Gülle und Mist.

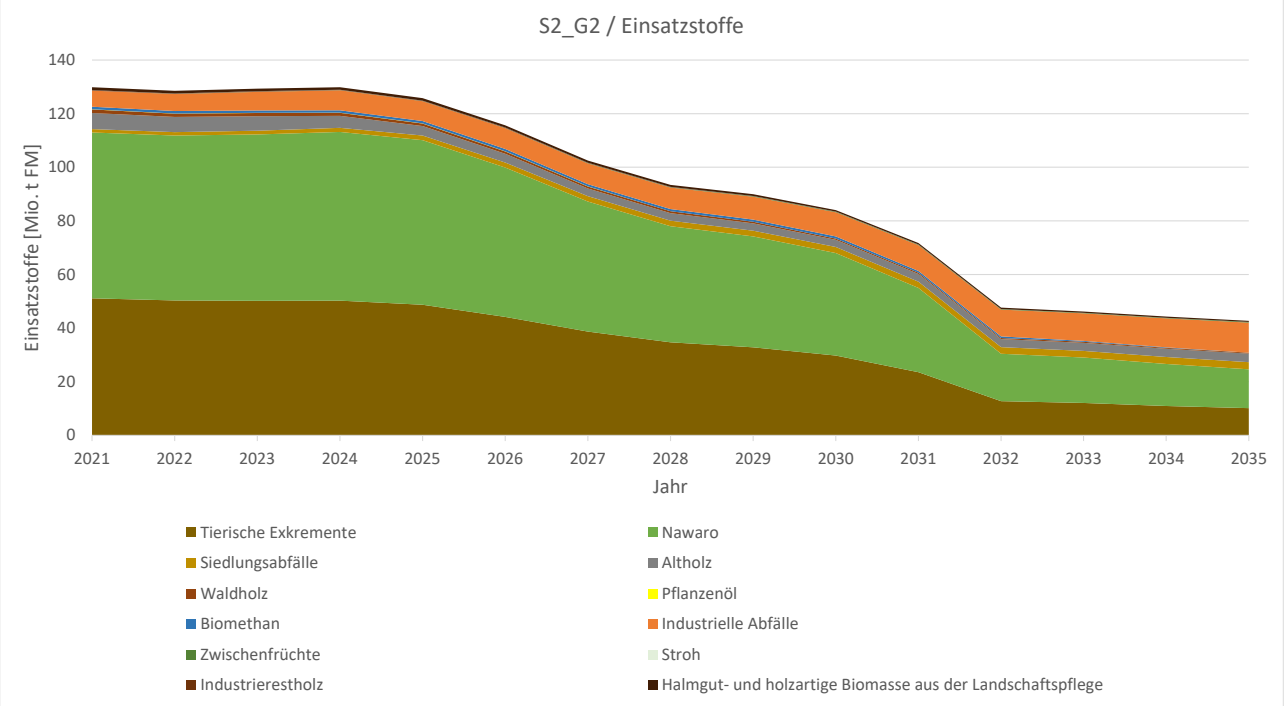

Abbildung 13: Entwicklung des Einsatzstoffumsatzes für die aggregierten Einsatzstoffgruppen bis 2035 für das Trendszenario S2_G2 (Einsatzstoffpreisstufe 2 & Geschäftsfeldstufe 2)

Die trotz des Auslaufens der NawaRo-Biogasanlagen in der Stromerzeugung hier noch vergleichsweise hohen Anteile an nachwachsenden Rohstoffen in der Einsatzstoffzusammensetzung (vgl. Abbildung 11) resultieren aus der Einsatzstoffnachfrage der Biomethaneinspeiseanlagen, die in der Darstellung der Stromerzeugung nicht abgebildet werden. Dort bilden die Bestandsanlagen (vgl. Abbildung 12) eine stabile Nachfragebasis, zu der in geringem Umfang auch noch entsprechende konvertierte Biogasanlagen hinzukommen, die ihre Einsatzstoffmischung aber beibehalten.

Weiterhin zeigt sich, dass der Einsatz von Waldrestholz als auch Industrieholz weitestgehend konstant bleibt, da die Holzheizkraftwerke durch ihre vergleichsweise niedrigen Stromgestehungskosten auch mit den über die Jahre sinkenden Höchstgebotsgrenzen überwiegend erfolgreich ins Ausschreibungsdesign wechseln können. Für die Altholznutzung wird ein Kraftwerksbestand mit der derzeitig installierten Leistung weiterhin existieren, da ausfallende Anlagen durch neue Anlagen z. B. an Fernwärmeschienen ersetzt werden und sich dann am Wärme-, Strom- und Roststoffmarkt refinanzieren können (vgl. Kapitel 2.2.6 bzw. Vogler et al. (2020), DOI: 10.13140/RG.2.2.22503.47526).

2.1.2 Berechnung der spezifischen Emissionsfaktoren

Die Bewertung der THG-Emissionen erfolgte auf Einzelanalagenebene, wobei repräsentative Referenzanlagen der 20 Anlagengruppen einbezogen wurden. Diese Emissionsfaktoren stellen die Basis für eine Verknüpfung der Werte mit den verschiedenen Portfolioentwicklungen und so eine Hochrechnung auf die Klimaschutzeffekte des gesamten Anlagenportfolios für die erstellten Trendszenarien dar.

Die Berechnung der spezifischen THG-Emissionen erfolgte für folgende Anlagenkategorien:

- Güllekleinanlagen (BGA_Gülle) 75, 150 kW
- NawaRo-BGA 250, 500, 750, 1000 kW
- Abfall-BGA 800, 1.200, 1.600 kW
- Altholzkraftwerk 10 MW
- Holzheizkraftwerk 50, 250 kW, 2, 5, 10 MW
- Pflanzenöl-BHKW
- Biomethan BHKW 50, 250, 1000 kW
- Papier Zellstoff 10 MW

Für die Bilanzierung von THG-Emissionen gibt es eine Vielzahl methodischer Ansätze; häufig ist sie Teil einer umfassenden Ökobilanz. Zur Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der THG-Bilanz berücksichtigt. Die Methode der Ökobilanzierung ist definiert in den DIN ISO Standards 14040 und 14044[10] und lässt sich dabei grob in folgenden vier Phasen unterteilen:

- Definition von Ziel und Untersuchungsrahmen
- Sachbilanzierung
- Wirkungsabschätzung
- Interpretation

Im Folgenden sollen die im Rahmen dieser Arbeit getroffenen Annahmen; Rahmenbedingungen sowie die der Bilanzierung zugrundeliegende Datenbasis erläutert werden.

Ziel und Untersuchungsrahmen

Ziel ist es Treibhausgasbilanzen für die beschriebenen Anlagengruppen zu erstellen und diese dann für Hochrechnungen der THG-Minderungspotentiale für das gesamte Anlagenportfolio der untersuchten Szenarien zu erstellen.

[10] Ökobilanz - DIN EN ISO 14040/44, https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/leitfaden-ressourceneffizienz/OEkobilanz_DIN_EN_ISO_14040.pdf

Systemgrenzen

Der Bilanzierungsrahmen umfasst die gesamte Prozesskette zur biomassebasierten Strombereitstellung von der Biomassebereitstellung bis zur Biomasseverarbeitung und Stromerzeugung. Beim Einsatz von Anbaubiomasse beginnt die Bilanzierung bei den landwirtschaftlichen Prozessen des Substratanbaus. Die Berücksichtigung der weiteren Biomassesubstrate Gülle, Festmist, Bioabfall, biogene industrielle Reststoffe, Altholz startet mit den Prozessen Sammlung und Transport. Des Weiteren umfasst der Bilanzrahmen für die Gülle- und NawaRo-basierten Biogas- und Biomethananlagen (welche bilanziell das von den im Modell eingesetzten Biomethan-BHKW genutzte Biomethan bereitstellen) die Lagerung und Ausbringung der Gärreste auf die substratliefernden Anbauflächen.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit dient als harmonisierte Vergleichseinheit, die den Nutzen des Systems beschreibt. Da die vorliegende Untersuchung vorrangig den Stromsektor adressiert, wird diese im vorliegenden Fall als 1 kWh Strom definiert. Auf diese Bezugsgröße werden alle Inputs und Outputs sowie deren Wirkungen bezogen.

Berücksichtigung von Koppelprodukten

Ein zentraler Aspekt der Ökobilanzierung ist die Berücksichtigung von Koppelprodukten. Die über KWK-Anlagen bereitgestellte und extern genutzte Wärme wird mittels exergetischer Allokation berücksichtigt. Das heißt, dass die THG-Emissionen (die entlang der Prozesskette bis zum Punkt der Produktion des Nebenproduktes entstehen) zwischen den Produkten Strom und (extern genutzter) Wärme mittels exergetischer Allokation aufgeteilt werden. Exergie ist ein thermodynamisches Konzept, das die maximal nutzbare Arbeit beschreibt, welche die verfügbare Energie leisten kann. Somit wird der unterschiedliche Wert von Wärme und Strom berücksichtigt. Für Wärme kann der Exergiewert mit einer physikalischen Formel als Carnot-Wirkungsgrad berechnet werden (die thermodynamische Qualität der Wärme).

$$C_h = \frac{(T_h - T_o)}{T_h}$$

Wobei, C_h die Temperatur der Wärme (K) und T_0 die auf 273 K festgelegte Umgebungstemperatur oder Umgebungstemperatur (gleich 0 °C) ist. Dies bedeutet, dass die Wertigkeit der Wärmeenergie von der Temperatur der Wärme abhängig ist. Die Berechnung der exergetischen Wertigkeit unter Verwendung der Carnot-Methode ergibt sich aus dem thermodynamischen Potential aus Temperaturdifferenzen wieder mechanische Arbeit zu erzeugen. Für hohe Temperaturen ist damit der Carnot-Faktor und damit die Exergie hoch. Bei der KWK-Erzeugung wird zur Allokation der Emissionen Strom wird immer mit einem Exergiewert von 1 angenommen und die KWK Wärme bei einer Vorlauftemperatur von 100 °C z. B. mit 0,25 gewichtet[11]. Das hieße, dass hier die Emissionen im Verhältnis 4:1 zwischen Strom und Wärme aufgeteilt werden. Bei 135 °C ergibt sich ein Carnot-Faktor von ungefähr 0,33, so dass hier dann die Allokation der Emissionen, bei vollständiger Wärmenutzung, im Verhältnis 3:1 erfolgen würde. Im Prinzip bedeutet dies, dass Wärme aufgrund der Limitierung des Carnot-Wirkungsgrades von Kreisprozessen auf kleiner 1, immer niedriger als Strom gewichtet wird also exergetisch geringer bewertet wird.

Die Allokationsfaktoren für Strom und Wärme werden entsprechend der folgenden Formeln berechnet[12]:

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

[11] https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/IFEU_EXERGIE_UBA-Format_final.pdf
[12] European Commission (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 11 December 2018 - on the promotion of the use of energy from renewable sources 2018.

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

Wobei, EC_{el} die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Strombereitstellung (je MJ) beschreibt, EC_h die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Wärmebereitstellung (pro MJ), E die THG-Emissionen des Biomassebrennstoffs (pro MJ) darstellt, η_{el} den elektrischen Wirkungsgrad und η_h den Wärmewirkungsgrad.

Für Wärmenutzungen mit Temperaturen unter 150 °C wurde ein konstanter Carnot-Wirkungsgrad von 0,3546 unterstellt. Abweichend von der Unterteilung der Anlagengruppen in 5 Quintile gleicher Wärmenutzungsgrade wurde die bilanztechnische Berücksichtigung der Wärmeauskoppelung der Anlagen vereinheitlicht für den mittleren Wärmenutzungsgrad der gesamten Gruppe herangezogen, da eine differenzierte Berechnung nicht mit der Modellarchitektur vereinbar gewesen wäre.

Gärrest.

Im Fall der Biogas-, Biomethanproduktion wird der auf der Stufe der Fermentation entstehende Gärrest auf die substratliefernden Anbauflächen gebracht und subsituiert dort synthetischen Dünger. Dies gilt für den Anteil des Gärrestes, der auf den Einsatz von Energiepflanzen zurückzuführen ist. Gärreste auf Basis von Rest- und Abfallstoffen haben in diesem Sinne keinen direkten Bezug zu Anbauflächen und werden in der Bilanzierung nicht berücksichtigt. Da die den Rest- und Abfallstoffen vorgelagerten Prozesse nicht bilanziert werden, werden auch die im Gärrest verbleibenden Nährstoffe (die unter anderem synthetischen Dünger substituieren könnten) dem System nicht gutgeschrieben.

Annahmen zur Erstellung der Sachbilanz

Die Sachbilanz dient dazu, alle relevanten Daten zu sammeln. Diese enthalten Energie- und Rohstoffinputs, den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen, Produkte und Nebenprodukte, Abfälle, Emissionen in die Luft, Wasser und in den Boden und können auf Messungen, Berechnungen oder auch Schätzungen basieren. Anhand der gesammelten Daten können die Input- und Outputflüsse des betrachteten Produktsystems quantifiziert werden. Im Folgenden werden in Tabelle 9 und Tabelle 10 die Grundlagen der Sachbilanzierung der einzelnen Prozessschritte bezüglich der Datenbasis beschrieben.

Tabelle 9: Sachbilanz zur Bilanzierung von Biogas- und /Biomethananlagen, Annahmen und Daten/Quellen

Prozess	Annahmen	Daten/Quellen
Rohstoff- bzw. Substratbereitstellung		
NawaRo	Anbaudaten für Maissilage, Grassilage GPS,	KTBL[13]
	Lachgasemissionen aus der N-Düngung >> 1% der applizierten Düngemenge wird als N_2O emittiert	Thünen Institut[14] auf Basis IPCC
Gülle / Wirtschaftsdünger	Vermeidung von THG-Emissionen infolge verbesserten Güllemanagements -54gCO2-Äq,/kg Gülle (vermiedene Emissionen aus offener Lagerung)	RED II[15]
Anlagenbetrieb	Strombereitstellung Emissionsfaktor (EF) des deutschen Strommix	UBA[16]
Methanemissionen /Methanverluste		
Biogasanlage	Methanemissionen /Methanverluste 1 % des erzeugten Biogases über Leckagen, ÜUS etc.	Vetter& Arnold 2010[17]
BHKW	Methanemissionen /Methanverluste 1,5 % als unverbranntes Methan im Abgasstrom	Daniel-Gromke 2018[18]
Biomethanaufbereitung	Methanemissionen /Methanverluste 0,2 % des zugeführten Methans	GasNZV[19]
Graue Emissionen für die Herstellung von Anlagenkomponenten werden nicht berücksichtigt		

Wirkungsabschätzung

der Phase der Wirkungsabschätzung werden die Sachbilanzdaten hinsichtlich der potentiellen Umweltwirkungen ausgewertet. Dazu werden die Daten spezifischen Wirkungskategorien zugeordnet, mit Hilfe von so genannten Charakterisierungsfaktoren aggregiert und bezüglich einer Referenzsubstanz beschrieben. Die Berechnung erfolgt nach der IPCC-Methode und wird mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (CO_2-Äq.) dargestellt. Entsprechend der IPCC Methode werden biogene CO_2 Emissionen nicht in die Berechnung mit einbezogen, da man davon ausgeht, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO_2 während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat (Solomon et al. 2007).

[13] KTBL 2019 Energiepflanzenrechner

[14] Haenel, H.-D.; Rösemann, C.; Dämmgen, U.; Döring, U.; Wulff, S.; Eurich-Menden, B. et al. (2016): Calculatons of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2016: Report on methods and data (RMD) Submission 2018. Thünen Report 57. Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig

[15] European Commission (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 11 December 2018 - on the promotion of the use of energy from renewable sources 2018

[16] Icha und Kuhs 2018. CLIMATE CHANGE 11/2018. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017. Aktualisierung auf Basis von Climate Change 15/2017. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau Mai 2018

[17] Vetter, Armin; Arnold, Karin (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan, Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal (Wuppertal Paper, 182

[18] Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Barchmann, Tino; Oehmichen, Katja; Beil, Michael et al. (2020): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Abschlussbericht. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Texte, 24/2020)

[19] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 11.08.2017 (BGBl. I S. 3194) geändert worden ist.

Tabelle 10: Sachbilanz zur Bilanzierung von Altholz(heiz)-kraftwerk, Holzheizkraftwerk, Pflanzenöl-BHKW

Prozess		Daten/Quellen
Rohstoff- bzw. Brenn und Kraftstoffbereitstellung		
Alt- / Restholzsortimente	Altholz AIII-AIV EF-Faktor	Ecoinvent 3.6[20]
	Industrierestholz (Sägenebenprodukte, Hobelspäne) EF-Faktor	Ecoinvent 3.6
Holz	Waldholz (ohne. Rinden) EF-Faktor	Ecoinvent 3.6
	Holz aus der Landschaftspflege EF-Faktor	Ecoinvent 3.6
	Rinde EF-Faktor	Ecoinvent 3.6
Stroh	Stroh EF-Faktor	DBFZ Datenbank
Pflanzenöl	Rapsöl EF-Faktor	DBFZ Datenbank
	Palmöl EF-Faktor	JRC 2017[21]
Graue Emissionen für die Herstellung von Anlagenkomponenten werden nicht berücksichtigt		

Spezifische THG-Emissionen.

Die entsprechend der beschriebenen Methode erstellten THG-Bilanzen zeigen eine sehr große Bandbreite. Wie in Abbildung 14 dargestellt, ist die Strombereitstellung in den Anlagenkategorien, die hauptsächlich Anbaubiomasse nutzen (NawaRo BGA, Pflanzenöl BHKW, Biomethan BHKW), mit vergleichsweise hohen THG-Emissionen verbunden. Im Gegensatz dazu verringert der Einsatz von Abfall- und Reststoffen die THG-Emissionen z. B. von Holzheizkraftwerken oder Gülle-Biogasanlagen. Die mit dem Biomasseanbau verbundenen THG-Emissionen sind in erster Linie auf die Bereitstellung der Düngemittel, direkten Feldemissionen aus der Stickstoff-Applikation und dem Einsatz von Diesel in Landmaschinen zurückzuführen. Diese THG-Emissionen entfallen beim Einsatz von Rest- und Abfallstoffen.

Dieser Effekt tritt deutlich bei der Betrachtung der THG-Emissionen der Anlagenkategorie Heizkraftwerke (HKW_H_50, HKW_H_250, HKW_H_2000, HKW_H_5000) in Erscheinung. Neben dem Anlagenmodell Güllekleinanlage (BGA_G_75) weist die Strombereitstellung durch Heizkraftwerke, in denen ausschließlich Altholz, Industrierestholz, Rinde und Holz aus der Landschaftspflege eingesetzt wird, die geringsten THG-Emissionen auf (HKW_AH_5000). Die negativen Werte für die THG-Emissionen des Modells Güllekleinanlage (BGA_G_75) resultieren hier aus der Nutzung von Gülle/Mist und den sich

[20] Swiss centre for life cycle inventories (2019): Ecoinvent v3.6 for umberto. Version
[21] Marelli, Luisa; Edwards, Robert; Agostini, Alessandro; Giuntoli, Jacopo (2017): Solid and gaseous bioenergy pathways. Input values and GHG emissions: calculated according to the methodology set in COM(2016) 767. Luxembourg: Publications Offic

daraus ergebenden Gutschriften für die vermiedenen THG-Emissionen aus der offenen Lagerung tierischer Exkremente.

Diese überkompensieren die sonstigen Emissionen der Anlage und führen zu einer Netto-THG-Einsparung. Wie sensitiv sich der Anteil der Gülle im Substratmix auf die Gesamt THG-Emissionen einer Anlage auswirkt, zeigt sich an der hier betrachteten 2. Gülleanlage (BGA_G_150) verglichen mit der Gülleanlage BGA_G_75.

Die leicht höheren Emissionen der Anlagenkategorie Biomethan BHKW (BHKW_M_50, BHKW_M_250, BHKW_M_1000) gegenüber den NawaRo-Biogasanlagen (BGA_N_250, BGA_N_500, BGA_N_750, BGA_N_1000) werden durch den höheren Bedarf an Prozessenergie für die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan verursacht.

Der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen und damit die Vermeidung von THG-Emissionen des Biomasseanbaus führt innerhalb der Anlagenkategorie Abfall-Biogasanlagen (BGA_A_750, BGA_A_1000, BGA_A_2000) bei Betrachtung der Gesamtemissionen nicht zu geringeren Emissionen im Vergleich zur NawaRo-basierten Anlagenkategorie. Dies ist in erster Linie auf den deutlich höheren Strombedarf der Bioabfallvergärungsanlagen zurückzuführen. Da angenommen wurde, dass die hier betrachteten Biogasanlagen den benötigten Prozessstrom dem Stromnetz entnehmen, ist der Anteil fossiler Brennstoffe im Produktionsmix maßgeblich für die verursachten THG-Emissionen. Ein höherer Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien würde insbesondere die THG-Emissionen der Bioabfallanlagen deutlich reduzieren. Weitere wesentliche Treiber der Emissionen sind über alle Biogas- und Biomethananlagen die direkten Methanemissionen über punktuelle Leckagen und diffuse Verluste aus Biogasanlage und BHKW.

Die vergleichsweise höchsten THG-Emissionen weist die Strombereitstellung über die Anlagenkategorie Pflanzenöl-BHKW auf. Dies ist in erster Linie auf den hohen Anteil von Palmöl im angenommenen Pflanzenölmix zurückzuführen.

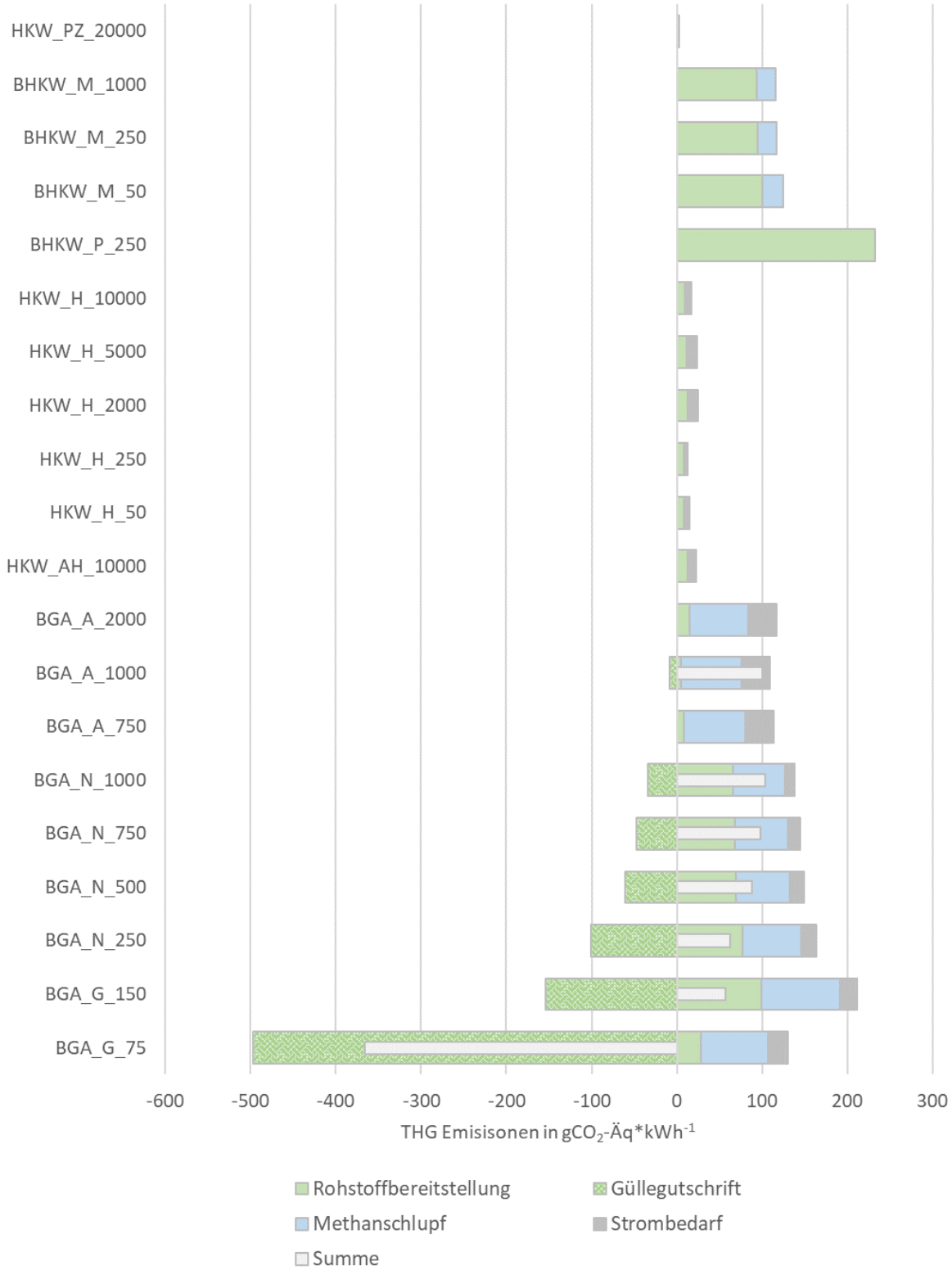

Abbildung 14: THG-Emissionen der berücksichtigten Einzelanlagen in gCO_2-Äq./kWh

2.1.3 Konzeptionierung und Umsetzung einer Web-Anwendung als interaktiver Endbericht

Einleitend sei darauf hingewiesen, dass im Zuge der Projektbearbeitung die Web-Anwendung nicht final umgesetzt werden konnte und hier deshalb nur die konzeptionellen Vorarbeiten beschrieben werden.

Vorbereitend erfolgte die Identifikation der unterschiedlichen Zielgruppen und eine Vorauswahl der zu präsentierenden Projektergebnisse, da eine der Hauptaufgaben der Webanwendung die zielgruppen-orientierte Ergebnisvermittlung darstellen sollte. Dafür wurden Anlagenbetreibende und andere Stakeholder als Hauptzielgruppen unterschieden. Für die Strukturierung der Web-Applikation (WebApp) wurde eine User Story erstellt, um die einzelnen Bestandteile und Inhalte an der Anwendung festzulegen. Die Erstellung eines Strukturentwurfs der WebApp diente der bestmöglichen Abstimmung mit allen Beteiligten und wurde in Absprache mit der IT am DBFZ und den anderen Projektpartnern immer wieder iterativ angepasst.

Die grobe strukturelle Unterteilung der WebApp orientierte sich neben den Zielgruppen an den inhaltlichen Schwerpunkten des Projektes, die sich auch in den einzelnen Arbeitspaketen widerspiegeln (vgl. Abbildung 15).

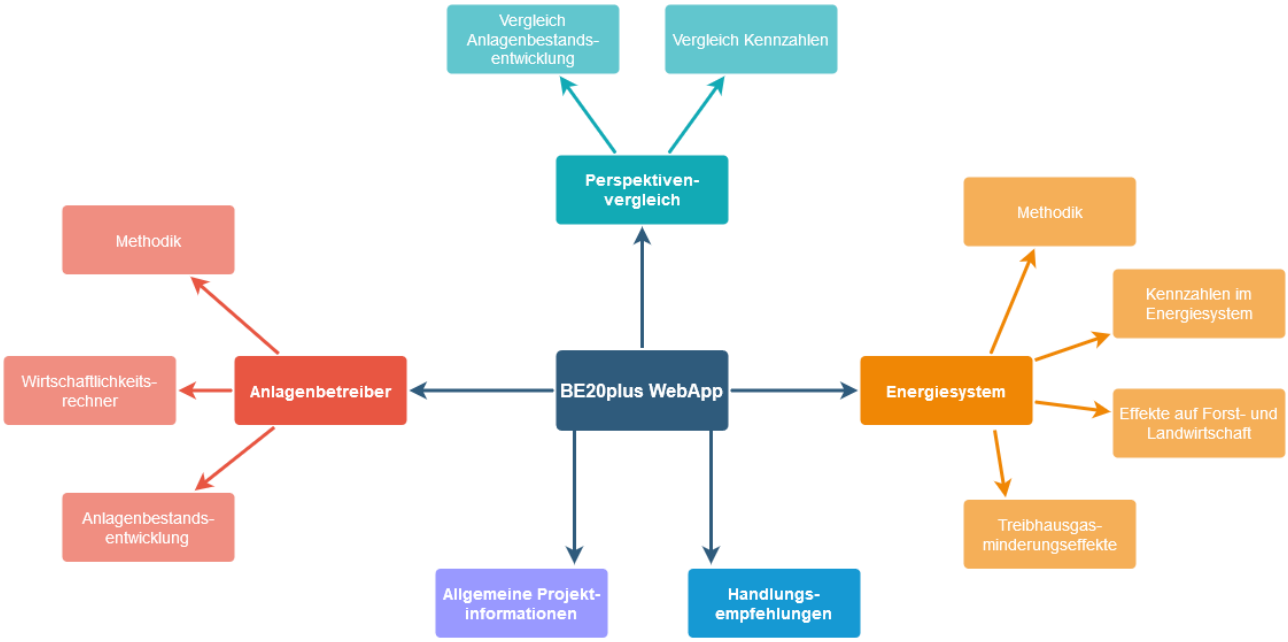

Abbildung 15: Inhaltliche Schwerpunkte für die Ergebnisdarstellung in der WebApp.

So werden sowohl in der Betriebs- als auch in der Systemperspektive die verwendeten Methoden knapp skizziert und zugleich an den entsprechenden Stellen auf Publikationen verwiesen, die im Rahmen des Projektes erarbeitet wurden. Neben der graphischen Darstellung der Ergebnisse sollen speziell Anlagen-betreibende die Möglichkeit haben, die im Projekt durchgeführten Berechnungen nachzuvollziehen. Dies ist anhand eines kleinen Wirtschaftlichkeitsrechners möglich. Nachdem das gewünschte Anlagencluster und weitere Eingrenzungen wie z. B. Informationen hinsichtlich der Wärmeauskopplung ausgewählt wurden, erfolgt eine Selektion der drei geeignetsten Geschäftsfelder-Kombinationen aus

- den Referenzgeschäftsfeldern,
- den optimierten Geschäftsfeldern und
- den innovativen Geschäftsfeldern.

Detaillierte Informationen zu den einzelnen Geschäftsfeldern sind als PDF-Steckbrief verlinkt und stellen bilden zusammen den Geschäftsfeldkatalog. Anschließend werden für eine getroffene Anlagenauswahl die Kosten- und Erlösparameter nachvollbar präsentiert. Ziel ist hierbei weniger eine exakte Kosten- und Erlösprognose für die Zukunft als vielmehr ein erster Orientierungskorridor, welche Möglichkeiten für einen Post-EEG-Betrieb einer Anlage bestehen und welche Kosten dabei auf den Betreibenden zu

kommen können. Die verwendeten Daten basieren auf den Zwischenergebnissen des Rechenmodells aus AP 2.1.

Weitere Ergebnisse aus den Arbeitspaketen zur systemischen Betrachtung (AP 1.2 und AP 3.1), den Folgen für die Land- und Forstwirtschaft (AP 3.3) sowie den Klimaschutzeffekten (AP 3.2) werden überwiegend in kurzen Texten, Tabellen und Diagrammen dargestellt (vgl. Abbildung 16). Die Ergebnisse der räumlichen Analyse der Stromerzeuger und -verbraucher mit Schwerpunkt auf das Absatzpotential von Biomethan- und Wärme werden auf der Seite des UFZ dargestellt. Um eine ungleiche Darstellung innerhalb der möglichen Geschäftsfelder zu vermeiden, werden die Ergebnisse nicht in der WebApp eingebunden, sondern auf die Seite des UFZ verlinkt.

Abschließend erfolgt ein Vergleich der Prognose hinsichtlich der Anlagenbestandsentwicklung aus Betriebssicht und des benötigten Anlagenbestandes aus Energiesystemsicht. Beide Perspektiven werden auch hinsichtlich relevanter Kennzahlen miteinander verglichen. Mögliche Handlungsempfehlungen für die jeweiligen Anlagencluster und den zugehörigen Geschäftsfeldern werden ebenfalls kompakt in der Webanwendung dargestellt.

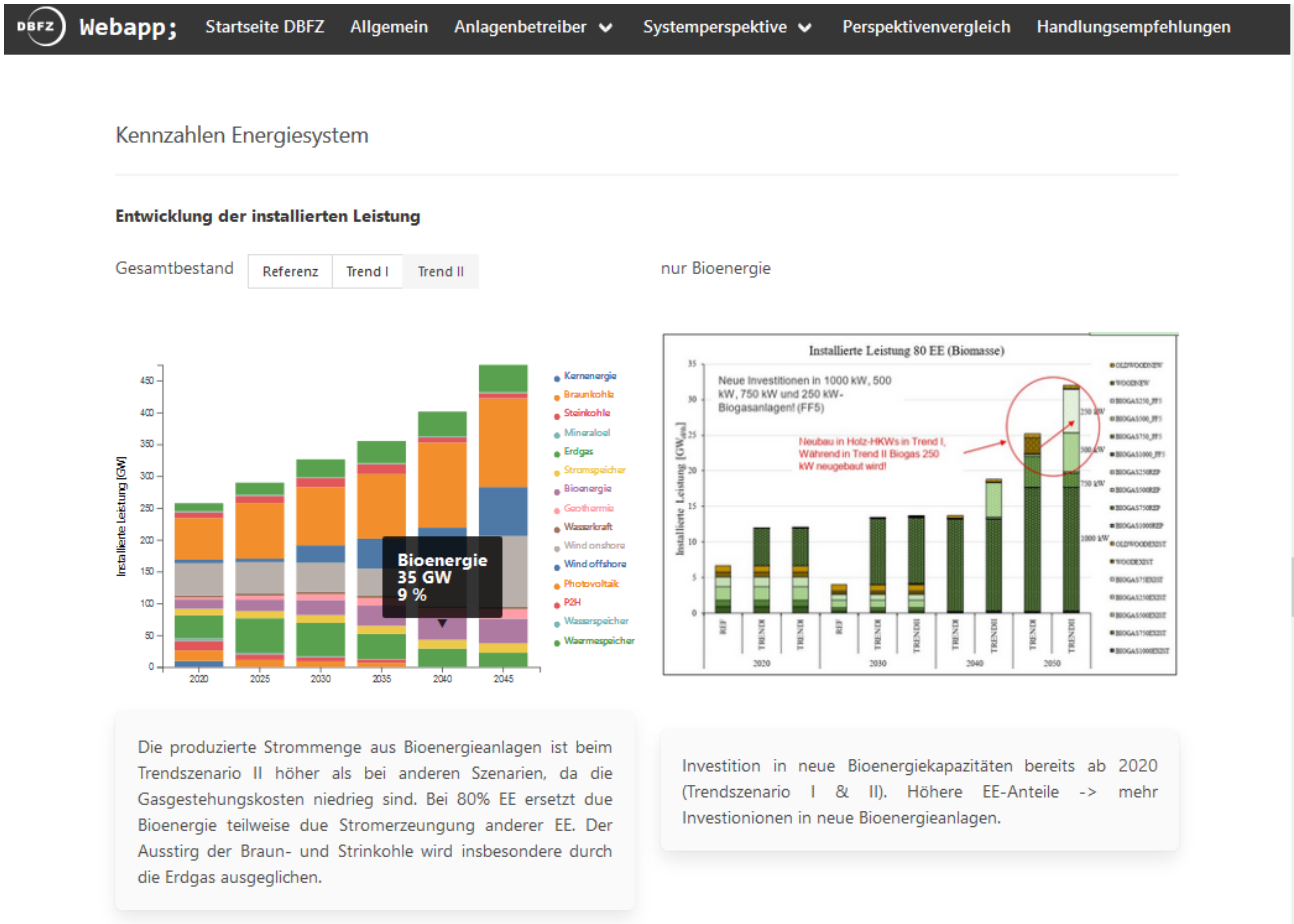

Abbildung 16: Ausschnitt aus dem Entwurf der WebApp (hier beispielhaft die Systemsicht) mit interaktiver Graphik

Aufgrund von Verzögerungen in der Projektbearbeitung ist eine finale Umsetzung der Web-Anwendung wie oben beschrieben, im Rahmen des Berichtslegungszeitraumes nicht mehr möglich gewesen. Um den aktuellen Bearbeitungsstand, auch als Grundlage für weitere Projekte, zu dokumentieren, ist die bisher erfolgte Arbeit an der WebApp trotzdem Teil des Endberichts.

2.2 Teilvorhaben 2: Chancen Bestandsanlagen für Land- und Forstwirtschaft (IZES)

2.2.1 Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Das spezifische Ziel des Teilvorhabens lag zunächst in der grundlegenden Ableitung möglicher Geschäftsfelder zur Übergabe an Teilvorhaben 1 sowie der Bewertung der in Teilvorhaben 1 theoretisch abgeleiteten Geschäftsmodelle für die unternehmerische Praxis. Zur Bearbeitung der Zielstellung arbeitete das IZES an folgenden Arbeitspaketen:

- AP 1.1: Einarbeitung der Ergebnisse des Projektes Altholz quo vadis (PtJ, FKZ: 03KB134) bzgl. des Anlagenbestandes von Altholzheizkraftwerken und deren Kostenstrukturen
- AP 1.2.: Erarbeitung und Übergabe von Kostenstrukturen (v. a. Stoffstromkosten) sowie derer möglicher Entwicklung
- AP 1.3.: Methodische Mitentwicklung der räumlichen Analyse auf Basis der Erkenntnisse / Methoden der Projekte Dynamikol (PtJ, FKZ: 03ET1397), der Erstellung des Luxemburger Wärmekatasters sowie weiterer Projekte.
- AP 2: Partizipation von Akteuren bei der Entwicklung von Geschäftsmodellen sowie die Bewertung der vom DBFZ aufgesetzten Geschäftsmodelle und Weiterentwicklung von innovativen Geschäftsmodellen
- AP 3.1 Abstimmung und Review der Modellierung der Trendszenarien
- AP 3.3 Bewertung der Effekte für die Land- und Forstwirtschaft
- AP 4 Aufbereitung der innovativen Geschäftsfelder für die Transformationsstrategien
- AP 5 Einbindung von Direktvermarktern in die Bewertung der Geschäftsfelder

Aufbereitet werden diese Arbeiten in den folgenden Unterkapiteln. Arbeiten, die in andere AP eingeflossen sind, werden teilweise in den anderen Kapiteln beschrieben.

Die Autor*innen haben sich entschieden, nicht alle in Kapitel 1 vorgestellten Geschäftsfelder einzeln zu bewerten, da es sonst viele Dopplungen gegeben hätte. Als erstes werden die Chancen der Geschäftsmodelle „Flexibilisierung“ für die Landwirtschaft bewertet. Hier wird die Systemperspektive verlassen und direkt auf den Flexibilitätsmarkt im Stromsektor fokussiert. Märkte müssen für eine Investitionsentscheidung der Landwirte langfristig sicher und attraktiv sein – unabhängig von der Plausibilität der Lösung aus der Gesamtsystemperspektive. Das Geschäftsfeld Biogasaufbereitung wurde hingegen wegen seiner systemischen Bedeutung für den Gassektor in Kapitel 2.2.3 aus systemischer Perspektive (top-down-Analyse) und in Kapitel 2.2.1 weiter unten aus betrieblicher Perspektive (bottom-up-Analyse) behandelt. Die Chancen von Wärmekonzepten für die Landwirtschaft werden in Kapitel 2.2.4 bewertet. Neben der theoretischen Bewertung und Ableitung ist es auch wichtig, wie Land- und Holzwirtschaft die weitere Produktion von Bioenergie aus Betriebsperspektive sehen. Hierzu wurde eine Umfrage unter Biogasanlagenbetreibenden durchgeführt (vgl. Kapitel 2.2.5) bzw. die Ergebnisse von Experteninterviews dargestellt (Kapitel 2.2.6). Ergänzend fließen Ergebnisse des Projektes Altholz quo vadis (FKZ: 03KB134) für das Thema Altholzheizkraftwerke ein.

Am 18.04.2018 wurde in der Landesvertretung des Saarlandes in Berlin ein Stakeholder-Workshop zum vorliegenden Projekt BE20plus veranstaltet, bei dem über 40 Teilnehmende die Themen Geschäftsmodelle in Bezug auf Strom, Wärme, Infrastrukturen, Abfall / Reststoffe, Ökosystemleistungen sowie „weitere Ideen“ diskutierten. Akteure aus den Bereichen Wirtschaft, Wissenschaft und Politik waren anwesend. Viele Ideen bzgl. von Geschäftsmodellen wurden hier erarbeitet und flossen in die Arbeiten dieses Teilvorhabens sowie der anderen Teilvorhaben (Hier v. a. Teilvorhaben 1) ein.

2.2.2 Bewertung der Flexibilität aus Sicht der Energiewirtschaft

Einleitung: Geschäftsfeld und regulatorischer Hintergrund

Ein mögliches Geschäftsfeld für Bestandsanlagen ist die Teilnahme an Regelenergiemärkten zur Generierung zusätzlicher Erlöse. Regelenergie dient dem Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage zum Erhalt der Frequenz von 50 Hz bei z. B. Prognosefehlern in den Regelzonen des europäischen Verbundsystems. Zur Abschätzung möglicher zusätzlicher Erlöse in Regelleistungsmärkten sind Annahmen zur Zukunft dieser Märkte und des Verhaltens der Beteiligten Akteure zu treffen, die besonders unsicher sind[22]. In der vorliegen Studie wirken sich diese Unsicherheiten vor allem durch die Prognosezeiträume auf die Ergebnisse aus. Investitionsentscheidungen für die „Post-EEG-Phase" müssen Mitte der 2020er Jahre getätigt werden, d. h. es müssen Annahmen über die Rückflüsse aus diesen Investitionen bis in die Mitte der 2030er getätigt werden, also über 15 Jahre in die Zukunft. Zum anderen kam es im Zeitraum der Studienerstellung zu mehrfachen Änderungen des regulatorischen Rahmens der Regelleistungsmärkte. Nach dem Auftreten unerwartet hoher Arbeitspreise in einer einzelnen Viertelstunde am 17.10.2017 (77.777 €/MWh) wurde zunächst von der BNetzA eine Preisobergrenze für Arbeitspreise von 9.999 €/MWh ab dem 05.01.2018 eingeführt[23,24]. Am 12.07.2018 wurde das Mischpreisverfahren eingeführt, dem ein Festlegungsverfahren zur Änderung der Zuschlagsregeln und ein entsprechendes Konsultationsverfahren der BNetzA im Februar d. J. vorausgegangen war[25,26,27]. Jedoch wurde es nach zwei Tagen per einstweiliger Verfügung des Oberlandesgerichts (OLG) Düsseldorf aufgrund einer Klage des Marktteilnehmers Next Kraftwerke wieder für drei Monate ausgesetzt. Seit dem 15.10.2018 war das Mischpreisverfahren dann in Kraft[28], bevor es im Juli 2019 vom OLG Düsseldorf endgültig gestoppt und zum 31.07.2019 das alte System der gemeinsamen Auktion von Regelleistung und Regelarbeit wieder eingeführt wurde[29].

Parallel dazu lief ein ohnehin geplanter Prozess zur Implementierung des neuen europäischen Strommarktdesigns, in dessen Rahmen auch ein EU-weites Zieldesign für Regelenergie ab 2022 mit EU-weiter Ausschreibung von Regelenergie gelten soll[30]. So hatte die BNetzA im Frühjahr 2019 eine entsprechende Konsultation initiiert (Beschluss vom 02.10.2019)[31,32] und EU-konforme Regelenergiemärkte zum 02.11.2020 in Deutschland umgesetzt[33]. Das neue Design mit der Aufteilung von Regelleistungs- und Regelarbeitsmärkten sollte ursprünglich das „alte" System direkt ablösen. Nach der Einführung des Mischpreisverfahrens sollte es dieses direkt ablösen, ohne das System der Leistungspreise als Zwischenlösung wieder einsetzen zu müssen.

---

[22] izes und ifeu: Biogas – Quo vadis? Endbericht. Gefördert durch das BMU. Saarbrücken, den 30.4.2016., DOI: 10.13140/RG.2.2.22494.46401, S. 61

[23] Päffgen, J. 2019: 100 Tage Mischpreisverfahren. Next Kraftwerke. Präsentation, Strommarktreffen 15.2.19, Berlin

[24] BNetzA 2018: Beschlusskammer 6. Festlegungsverfahren zur Änderung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve. Konsultation zur Änderung des Zuschlagsmechanismus. BK6-18-019, BK6-18-20; 2.2.18

[25] BNetzA 2018: Bundesnetzagentur schlägt Änderungen für Ausschreibungen zur Regelenergie vor. Pressemitteilungen BNetzA, 2.2.18. Bonn

[26] BNetzA 2018: Bundesnetzagentur ändert Zuschlagsmechanismus bei Ausschreibungen von Regelenergie. Pressemitteilungen BNetzA, 16.5.18. Bonn

[27] S. Fußnote 4

[28] Dt. Bundestag 2019: Kosten und Marktentwicklung bei der Regelenergie. Kleine Anfrage. Drucksache 19/7276, 19. Wahlperiode; 23.1.19

[29] Handelsblatt 2019: Gericht kippt umstrittenes Mischpreisverfahren für den Strommarkt. Von Kathrin Witsch, Online-Meldung 23.7.19

[30] Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23.11.17 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem. CELEX 32017R2195

[31] BNetzA 2019: Beschlusskammer 6. Beschluss in dem Verwaltungsverfahren zur Genehmigung des Vorschlags der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibende (ÜNB) für die Modalitäten für Regelreserveanbieter gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. A der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zu Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem. BK-6-18-004-RAM

[32] BNetzA 2019: Einführung eines Regelarbeitsmarktes. Pressemitteilungen BNetzA, 8.10.19. Bonn

[33] Vgl.: regelleistung.net

Im „alten“ System haben Teilnehmende ein gemeinsames Regelleistungs- und Regelarbeitsgebot abgegeben. Für die Teilnahme an beiden Märkten war jedoch das Leistungspreisgebot ausschlaggebend. Gemäß der Leistungspreise wurde eine Merit Order ermittelt, die zur Teilnahme berechtigte. Der eigentliche Abruf der Regelenergie erfolgte dann gemäß der zweiten Merit Order nach den jeweiligen Arbeitspreisen. Für beide Preise galt das „pay-as-bid“-Verfahren, d. h. alle Teilnehmende wurden nach ihren jeweiligen Geboten vergütet. Für das neue Design war der 02.11.2020 der erste Auktionstag mit erstmaliger Bereitstellung von Regelenergie am 03.11.2020. Im Neuen Design sind Leistung und Arbeit getrennt, d. h. einerseits können Kapazitäten durch ausreichend niedrige Gebote im Leistungsmarkt teilnehmen und Entgelte erhalten. Andererseits können sie trotzdem für die Erbringung von Regelarbeit durch ausreichend niedrige Arbeitsgebote „außenstehender“ Anlagen aus der Merit Order für den Arbeitsmarkt verdrängt werden. Den Leistungspreis erhalten die in der Leistungsausschreibung erfolgreichen Anlagen dennoch. Dafür sind sie andererseits zur Erbringung von Regelenergie verpflichtet, falls erforderlich (z. B. Ausfall des Regelarbeitsmarkts o. ä.).

Umfrage bei Direktvermarktern zu Regelenergie

Aufgrund des hohen Risikos von Fehleinschätzungen beim Setzen von Annahmen zum Einkommen im Geschäftsfeld Regelenergie wurde zusätzlich eine Befragung von Direktvermarktern vorgenommen. Es wurden telefonische, semistrukturierte, leitfadengestützte Interviews durchgeführt[34,35]. Dabei wurden hauptsächlich Vermarkter mit größeren Kapazitäten von Bioenergieanlagen in der Direktvermarktung befragt (bzw. solche, die diese vor der Einführung des Mischpreisverfahrens in der Vermarktung hatten). Insgesamt haben sechs Direktvermarkter im Zeitraum von Ende Februar bis Anfang April 2019 an der Umfrage teilgenommen. Da ein Teil der Interviews in den Zeitraum der letzten BNetzA-Konsultation zu den europäischen Regelarbeitsmärkten fiel (s. o.), wurden die Interviewpartner*innen im Nachhinein gefragt, ob sie ihre Antworten angesichts neuer Informationen während des Umfragezeitraumes ändern möchten. Dies war nur bei einem Interview der Fall und betraf nur eine redaktionelle Änderung.

Die Fragen bezogen sich auf Einschätzungen zu den zukünftigen Angebots-, Nachfrage- und Preisentwicklungen bis 2035 in den Segmenten Primär-, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve / Tertiärregelleistung (PRL, SRL und MRL) und welche Rolle die Bioenergie darin spielen würde. Die Fragen waren noch danach unterteilt, welche Technologien und Produkte nach Einschätzung der Befragten im Regelenergiemarkt an Bedeutung gewinnen und verlieren würden. Weiterhin wurde gefragt, welche Auswirkungen die EU-weiten Regelarbeitsmärkte (soweit zu dem Zeitpunkt absehbar) haben würden[36]. Abschließend wurde noch eine Frage nach möglicherweise ganz anderen Entwicklungen gestellt (freie Frage/Antwort). Damit sollte die Möglichkeit gegeben werden, auf Aspekte aufmerksam zu machen, die durch die vorherigen Fragen nicht abgedeckt wurden. Von den sechs interviewten Direktvermarktern (Interviews 1-6) betreibt einer keine Vermarktung von Regelenergie (Interview 2), wie sich im Nachhinein herausstellte. Er wird zur Abrundung des Meinungsbildes dennoch mit aufgeführt. Aufgrund der geringen Zahl der Interviewpartner*innen kann die Umfrage nicht als repräsentativ angesehen werden, aber sie gibt einen Einblick in das sog. „Expertengefühl“ von Marktteilnehmenden in diesem Zeitraum, zumal die aus Sicht der Autor*innen wichtigsten Marktteilnehmenden interviewt wurden.

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

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

[36] Es wurde auch nach den Auswirkungen des Mischpreisverfahrens gefragt aber aufgrund der geringen Relevanz aus heutiger Sicht wird auf eine Darstellung der Antworten verzichtet

Umfrageergebnisse

In der *Primärregelleistung* (PRL)[37] sieht die Mehrheit der Befragten zukünftig eine steigende Nachfrage durch steigende Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien (fEE) am Energiemix (Interviews 1-4). Als weitere Gründe wurden zunehmende Dezentralität (Interviews 2) und Vermischung durch EU-Integration (Interviews 4) genannt. Nur zwei verwiesen auf die gesetzl. festgelegte Höhe der PRL (Interviews 3, 5). Auf die Frage, welche Technologien in Zukunft PRL anbieten, verwiesen fast alle Befragten auf Batterien als die „Gewinner" (Interviews 1-5) und konventionelle Großkapazitäten (Nuklear- und Kohlekapazitäten) als die „Verlierer" (Interviews 1, 3-5) in der PRL. Als zukünftig einzige fossile Energie in der PRL sieht nur ein Befragter Erdgas in kleineren Einheiten (Interviews 5). In Bezug auf Batterien verwies ein Befragter direkt auf Großbatterien (Interview 2), während zwei andere die PRL eher als Zusatzgeschäft für Batterien sehen (Interviews 3-4). Ein Befragter spezifizierte hier noch zwei Runden der Batterienutzung. In einer ersten Runde in 3-4 Jahren (Anfang der 2020er) werden die Batterien von Elektrofahrzeugen mitgenutzt (Zusatzgeschäft). In einer zweiten Runde im Zeitraum 2025-2030 werden die dann ausgedienten Batterien (sogenannte second-life-Batterien) in das System eingebunden, wobei die Frage der Einbindung noch zu klären ist (Interview 5).

Neue Bioenergiekapazitäten werden von den Befragten in der PRL zukünftig kaum gesehen (Interviews 1-4), da z. B. die Anlagen sonst in Teillast gefahren werden müssten (Interview 1). Generell würden sich flexible Anlagen eher am Intraday-Markt engagieren (Interview 2). Weiterhin sieht ein Befragter neue Präqualifizierungen am ehesten im Rahmen von Bestandsflexibilisierungen (Interview 4). Nur zwei Befragte gehen durchaus von nennenswerten neuen Präqualifizierungen aus und halten Bioenergie für in der PRL geeignet (Interviews 5-6).

In der Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung der PRL zeigt sich ein uneinheitliches Bild. Während drei Befragte von einem sinkenden Preisniveau ausgehen (Interviews 2, 4-5), gehen Zwei (Interviews 1, 6) von steigenden Preisen aus und Einer hält die Entwicklung für nicht absehbar (Interview 3) – allerdings weisen auch andere auf die hohe Unsicherheit ihrer „Prognose" hin und dass es sich lediglich um Tendenzaussagen handelt (z. B. Interviews 1, 2, 5). Allerdings wurden die Aussagen z. T. auch differenziert. So geht ein Befragter nach dem – leichten Anstieg – in den 2020ern auf ein Absinken auf das heutige Niveau aus, je nachdem, wie schnell Batterien die konventionellen Kapazitäten in der PRL ablösen (Interview 1). Auch andere Befragte sehen die Durchdringung mit Batterien als Grund für ein zukünftig sinkendes Preisniveau (Interview 2). Als weiterer Grund wurde die Angleichung der PRL-Produkte an andere Regelenergiearten (4 h-Produkte) genannt (Interview 4). Schließlich argumentierte der Befragte, der die Entwicklung für „nicht absehbar" hält in den o.g. Argumentationssträngen, ohne sich auf eine Entwicklung festlegen zu wollen und nannte diese stattdessen als mögliche Varianten. Zusätzliche verwies er auf die Opportunität mit dem SPOT-Markt, d. h. in dem Maße, in dem Arbitragegeschäfte dort attraktiver sind, verlagert sich das Geschäft an den SPOT-Markt, wodurch sich das Preisniveau in der PRL durch das verringerte Angebot stabilisiert (Interview 3).

In der *Sekundärregeleistung* (SRL)[38] geht die Mehrheit der Befragten – im Gegensatz zur PRL – zukünftig von einer sinkenden Nachfrage aus (Interviews 2-5). Diese kommen v. a. durch verbesserte Prognosen fluktuierender Erneuerbarer Energien (fEE) (Interviews 4-5) und durch Bilanzkreisverantwortung (Interview 3) zu Stande. Weiterhin wird die Interaktion mit dem Intraday-Handel gesehen (Interviews 2-3). Insbesondere wird der Nachfragerückgang bei einer zukünftigen Einführung von 5 min-Produkten im Intraday-Markt stärker eingeschätzt, da sich dann ein Teil des Bilanzausgleichs von der SRL in den „normalen" kurzfristigen Großhandelsmarkt verschieben würde. Fortschreitende Digitalisierung (smart meter) wurde als weiterer Grund genannt (Interview 2).

[37] Jetzt: Frequency Containment Reserve, FCR
[38] Jetzt: Frequency Restauration Reserve with automatic activation, aFRR

Andere gehen aufgrund der steigenden fEE-Durchdringung hingegen von steigender SRL-Nachfrage aus (Interview 1), die teils bei positiver SRL noch stärker ausfallen soll (Interview 6). In Bezug auf die Technologien werden auch in der SRL die konventionellen Großkapazitäten von der Mehrheit der Befragten als die zukünftigen „Verlierer" benannt (Interviews 1, 3-5). Als zukünftige „Gewinner" werden hingegen abschaltbare / steuerbare Lasten bzw. demand side management (Interviews 1-4, 6) und z. T. auch Power-to-Gas genannt (Interviews 1, 3). Zudem wurde „etwas" KWK sowie die Vernetzung kleinteiliger Speicher (Interview 1) sowie kleine flexible Gasmotoren genannt (Interview 5). Bei vielen dieser Nennungen wurde auf die Digitalisierung / smart meter als Voraussetzung (enabling Technology) verwiesen.

Bioenergiekapazitäten werden in der SRL eine größere Rolle als in der PRL zugeschrieben, wenn auch in unterschiedlichem Maße. Während ein Befragter allgemein von vermehrten neuen Präqualifizierungen von Biomassekapazitäten spricht (Interview 6), geht die Hälfte der Befragten von der Verwendung der Bioenergie in der SRL durch eine Flexibilisierung des Bestands aus (Interview 1, 3-4). So gibt ein Befragter an, dass die Bioenergie dann (mit Speichervergrößerung und Überbauung) „am ehesten in der SRL" Verwendung finde (Interview 1). Ein anderer Befragter verweist darauf, dass neu-Präqualifizierungen aufgrund der Flex-Prämie dennoch entsprechend gering ausfallen werden, allerdings mit stärkerem Anstieg als in der PRL (Interview 3). Ein anderer Befragter verweist auf die derzeit generell bessere Einkommensmöglichkeit am Intraday-Markt, sodass nur die Anlagen auf die SRL ausweichen, die nicht nach Fahrplan mit 15 min-Produkten fahren können (Interview 2). Ein Befragter schließlich erwartet eine abnehmende Rolle von Bioenergieanlagen und verweist auf das Auslaufen der EEG-Vergütung für ältere Bestandsanlagen (Post-EEG-Phase). Dadurch sei eine generelle Bestandsabnahme zu erwarten, zumal die ökonomisch tragfähigen Anlagen ohnehin schon am Markt seien (Interview 5).

Die Abschätzung des zukünftigen Preisniveaus ist auch in der SRL uneinheitlich. Während ein Befragter von sinkenden Preisen aufgrund vermehrter Flexibilitätsoptionen ausgeht (Interview 5), halten zwei die Preise für stabil (Interview 4) bzw. rechnen kaum mit einem Anstieg sowie kaum mit Änderungen zwischen positiver und negativer SRL (Interview 1). Dagegen schätzt ein anderer Befragter das zukünftige Niveau negativer SRL weiterhin bei nahezu Null, während die Preise positiver SRL auf Erzeugungsgrenzkosten und Vorhaltung (50 - 200 €/MWh) steigen werden (Interview 2). Ein weiterer Befragter geht von höheren Leistungspreisen aus (unter Verweis auf die Unsicherheit), verweist aber gleichzeitig – analog zur PRL – auf die Interaktion mit dem SPOT-Markt. D. h. in dem Maße, in dem dieser attraktiver ist, werden Anlagen am SPOT-Markt eingesetzt, wodurch das Angebot in der SRL zurückgeht und sich der Preis dort stabilisiert (Interview 3). Nur ein Befragter sieht ein steigendes Preisniveau auf vermehrter Nachfrage nach Flexibilität (Interview 6).

In der *Minutenreserveleistung* (MRL)[39] oder Tertiärregelleistung gehen fast alle Befragten von einer Verringerung der Nachfrage bis hin zum Verschwinden des Marktes aus (Interviews 1-5). Hier schlägt die bereits in der SRL erwähnte Verschiebung in den „normalen" kurzfristigen Großhandelsmarkt noch stärker durch. So werden als Gründe genannt, dass die MRL zu langsam sei und damit der Trend zu Kurzfristmärkten (kontinuierlichem Intraday) und schnellen Ausgleichsmaßnahmen (PRL & SRL) geht und somit die Nachfrage sinken werde oder die MRL insgesamt sogar als Auslaufmodell zu betrachten sei (Interview 1, 3). Ähnlich äußerte sich ein anderer Befragter zur Nicht-Notwendigkeit der MRL unter der Annahme, dass 5min-Produkte im Intraday-Markt etabliert würden. Die Herausforderung läge zudem in der veralteten IT vieler Erzeuger, die damit nicht 15min-scharf oder gar minuten-genau planen und steuern können (Interview 2). Auch andere Befragte verweisen auf deutlich sinkende Nachfragen aufgrund von Prognoseverbesserungen und Arbitrage zum Intraday (Interview 4-5). Lediglich ein Befragter geht von steigender Nachfrage aufgrund steigender fEE-Einspeisung aus (Interview 6).

[39] Jetzt: Frequency Restauration Reserve with manual activation, mFRR

In Bezug auf die Frage, welche Technologien vermehrt oder weniger eingesetzt werden, sehen fast alle Befragten für die kurze Frist Analogien zur SRL (Interview 1, 3-6) und für die längere Frist verweist die Hälfte wieder auf die abnehmende Bedeutung der MRL im Zeitablauf (Interview 1-3). Ein Befragter verweist darauf, dass neue Kapazitäten hauptsächlich in der SRL präqualifiziert werden und dass diese dann i. d. R. auch MRL-fähig sind, wobei letzteres als Zusatzgeschäft betrachtet wird (Interview 4). Auch dem Einsatz von Bioenergiekapazitäten in der MRL wird vor dem Hintergrund der o.g. Aussichten für die MRL als Ganzes von den meisten Befragten keine Zukunft zugesprochen. Nur ein Befragter geht wiederum von vermehrten Präqualifizierungen aus (Interview 6).

Ebenso ist die Einschätzung zur Preisentwicklung in der MRL vor dem Hintergrund der eingeschätzten Gesamtentwicklung zu sehen, wenngleich hier die größten Unterschiede bestehen. So erwartet über die Hälfte der Befragten entweder sinkende (Interview 5) oder nicht steigende (Interview 1) oder gar keine Preise bei zukünftiger Bedeutungslosigkeit des Markts (Interview 2). Ein Befragter erwartet stabile Leistungspreise bei fallenden Arbeitspreisen (Interview 4). Zwei weitere Befragte erwarten steigende Preise (Interviews 3, 6). Von denen erwartet einer wieder – in Analogie zur SRL – steigende Leistungspreise und verweist wieder auf den evtl. stabilisierenden Effekt durch die Interaktion mit dem SPOT-Markt (Interview 3). Der Andere geht aufgrund steigender fEE-Einspeisung von steigenden Preisen aus (Interview 6).

Die Antworten zu den *Auswirkungen des EU-weiten Zieldesign für Regelenergie* waren noch stark vom zwischenzeitlich eingeführten Mischpreisverfahren geprägt. Dies wurde bei der Darstellung so weit wie möglich vernachlässigt. Die meisten Befragten gaben an, dass die PRL aufgrund ihrer reinen Vergütung nach Leistung von den EU-weiten Regelarbeitsmärkten nicht oder kaum betroffen sei (Interviews 1, 3-6). Ein Befragter merkte noch an, dass die Einführung kürzerer Zeitscheiben in dem Rahmen zu mehr Flexibilität und neuen Anbietern und somit tendenziell zu einem höheren Angebot führen könne (Interview 3). Zwei andere Befragte verwiesen auf mögliche Effekte geänderter Auktionsverfahren sowie von verstärktem EU-Austausch und größeren Märkten, die grundsätzlich zu sinkenden Preisen führen können (Interviews 2, 5). In der SRL sind die Auswirkungen insgesamt größer. Von zwei Befragten werden durch die EU-Marktzusammenführung liquiditätsfördernde Wirkungen bzw. EU-weite Preissenkungen erwartet (Interview 3, 5). So wird die Attraktivität zur Teilnahme für dezentrale Bioenergie-Anlagen durch die Regelarbeitsmärkte wieder erhöht (Interview 3). Es wurde auch die zwischenzeitlichen mehrfachen regulatorischen Änderungen und die damit ausgelöste Verunsicherung (und Kosten) in der Branche kritisiert (Interview 1). Teilweise wird auch hier auf die sinkende Relevanz der SRL verwiesen (Interview 2). Nur ein Befragter erwartet durch das EU-Zieldesign keine wesentlichen Auswirkungen auf Bedarf und Preisniveau in der SRL (Interview 6). Die Auswirkungen auf die MRL werden entweder als analog zur SRL (Interviews 3-6) oder aufgrund der abnehmenden Bedeutung der MRL als vernachlässigbar angesehen (Interviews 1-2). Ein Befragter begründet den stärkeren Verfall der Arbeitspreise in der MRL mit der Konkurrenz zu Windenergieanlagen (Interview 4).

In der *freien Frage* (ganz andere Entwicklungen in der Regelenergie im Hinblick auf die Bioenergie) war eine der Hauptaussagen, dass die Regelenergie nur Zusatzerlöse darstellen und dass dem Handel über die Kurzfristmärkte (day-ahead und intraday) eine größere finanzielle Bedeutung zukommen wird (Interview 1-2, 5-6). Dementsprechend würde insb. die MRL durch den schon bestehenden trade-off zwischen 15min-Produkten & Regelleistung bedeutungslos werden. Durch Einführung eines 5-min-Handels und Digitalisierung der Lasten würden die Kurzfristmärkte generell einen Großteil des Flexibilitätsbedarfs abdecken, während die Regelenergie nur die Prognosefehler ausgleichen würden. Somit würde der zukünftige Flexibilitätsbedarf – bei verbessertem Marktdesign – überwiegend über Märkte und nicht über den regulierten Bereich nachgefragt (Interview 2, 6). Dementsprechend wären die Erlösmöglichkeiten an den Kurzfristmärkten der Treiber für die Flexibilisierung der Anlagen, die perspektivisch auch in zukünftigen regionalen Flex-Märkten genutzt werden können (Interview 1).

Im Zusammenhang mit den o.g. Aussagen zur Regelenergie haben zwei Befragte auf Wärmeerlöse als wichtigen Finanzierungsbeitrag von Bioenergieanlagen verwiesen, der zukünftig entscheidend für die Wirtschaftlichkeit sein werde (Interviews 4-5). Dabei seien Nahwärmekonzepte mit zahlenden Kunden (Wohngebiet, Schwimmbad etc.) notwendig, d. h. ein eigenes Wohnhaus oder eine Pellet-Trocknung sei nicht ausreichend (Interview 4). Generell sei die konventionelle Strom- und Wärmeerzeugung als das Hauptgeschäft anzusehen. Allerdings sei die Finanzierung eines neuen Motors in der Post-EEG-Phase nicht möglich. Dies ginge höchstens über die Flexibilitätsprämie (Interview 5). Generell merkte ein anderer Befragter an, förderfreie Bioenergie keine Perspektive in der Grundlast habe (Interview 1).

Ein Befragter sprach in Bezug auf die Sektorenkopplung, dass Power-to-Gas (PtG) für Windspitzen (500 h im Jahr) zu teuer sei. Anlagen müssten eher 5.000 h im Jahr produzieren. Power-to-Heat (PtH) sei dagegen technisch deutlich einfacher umsetzbar (abhängig von lokalen Netzkapazitäten), allerdings sei es derzeit aufgrund der Abgaben-/Steuer-Problematik für Letztverbraucher unattraktiv (Interview 5).

Schließlich hat ein Befragter angemerkt, dass die Rolle der großen konventionellen Erzeuger in der Energiewende bisher wenig konstruktiv (Wahrung der Status Quo) und für die Zukunft schwer einschätzbar sei. Weiterhin äußerte er die Hoffnung, dass mit der größeren Rolle der die EU-Kommission im Zuge des EU-Zieldesigns auch die Transparenz der Regulierung der Regelenergie zunehmen werde (Interview 2).

Fazit

In Tabelle 11 sind die Hauptlinien der Ergebnisse der Interviews zusammengefasst. Insgesamt ist die Haupteinschätzung der Interviewpartner*innen hervorzuheben, dass die Möglichkeiten für das Geschäftsfeld Regelenergie am ehesten in der SRL gesehen werden. Während die geringen Zukunftsaussichten in der MRL vor allem mit der schwindenden Bedeutung dieses Regelenergiesegments als Ganzes in Verbindung gebracht werden, sind es in der PRL vor allem die Konkurrenz durch Batterien, die die kurzfristige Flexibilität für dieses Segment besser bereitstellen können. Auch in der SRL gibt es mit abschaltbaren Lasten und Power-to-Gas andere Technologien, die zukünftig zu den „Gewinnern“ gezählt werden und somit nach Ansicht der Interviewpartner*innen eine Konkurrenz darstellen. Aber keiner der befragten Interviewpartner*innen hat den Biogasanlagen in diesem Segment explizit die Zukunft abgesprochen, wie es in der PRL und MRL der Fall war.

Tabelle 11: Zusammenfassung Hauptlinien der Ergebnisse Interviews mit Direktvermarktern; Quelle: eigene Darstellung (IZES)

	Interview-Themen	PRL	SRL	MRL
Zukunft des Gesamtmarktes	Entwicklung des Marktvolumens	4/6 ↑	4/6 ↓ 2/6 ↑	5/6 ↓↓ 1/6 ↑
	Entwicklung der Technologien			
	Batterien	5/6 ↑		
	Konv. Großkapazitäten	5/6 ↓	4/6 ↓	
	Abschaltbare Lasten / DSM		5/6 ↑	
	Power-to-Gas		2/6 ↑	
	MRL: kurzfr. analog SRL			5/6
	Entwicklung der Preise	3/6 ↓ 2/6 ↑ 1/6 ?	1/6 ↓ 2/6 ↑? 2/6 ↔	3/6 ↓ 2/6 ↑ 1/6 ↔
	Auswirkungen EU-Regelarbeitsmärke			
	Keine oder kaum Bedeutung	5/6	1/6	
	Preise	2/6 ↓	2/6 ↓ 1/6 ↔	
	Attraktivität f. Bioenergie		1/6 ↑	
	Relevanz		1/6 ↓	
	MRL: kurzfr. analog SRL oder wird irrelevant			6/6
Zukunft Bioenergie	Bedeutung für Bioenergie			
	Keine Zukunft	4/6		5/6
	Neue Präqual. Bestand	1/6	3/6	1/6
	Neue Präqual. Neuanlagen	2/6	1/6	

Antworten der Interviewpartner*innen auf „freie Frage“:

- 4/6: Regelenergie nur Zusatzerlöse (insb. MRL zukünftig bedeutungslos), stattdessen steigt finanzielle Bedeutung der Kurzfristmärkte (day-ahead, intraday).
- 2/6: Bei Einführung von 5 min-Produkten, Digitalisierung & verbessertem Marktdesign zukünftige Deckung des Flexibilitätsbedarfs überwiegend durch Märkte statt regulierten Bereich (Regelenergie).
- 2/6: Entscheidende Finanzierungsbeiträge kommen zukünftig aus Wärmeerlösen, d. h. von zahlenden Wärmekunden

Anmerkungen zur Tabelle:

- Tabelle dient als Übersicht der Hauptergebnisse der Interviews; leere Felder resultieren aus einzelnen unbeantworteten Fragen.
- Die Zahlen geben die Anzahl der Interviews wieder und nicht die lfd. Nr. der Interviewpartner*innen aus dem Text.
- Pfeile symbolisieren den Trend für Volumen bzw. Preise (↑ Erhöhung, ↓ Verringerung, ↓↓ starke Verringerung, ↔ gleichbleibend

Zusammengenommen passen damit zu dem scheinbar eher schwierigen Terrain dieses Geschäftsfeldes dann auch die Aussagen der „freien Antworten“, dass Regelenergie eher Zusatzerlöse generieren. Das lenkt zum einen den Fokus des Geschäftsfelds Flexibilisierung auf die Kurzfristmärkte, in denen nach Einschätzung der Interviewpartner*innen insb. die MRL zunehmend aufgeht und zum anderen ist es für die Wirtschaftlichkeit entscheidend, zahlende Wärmekunden zu akquirieren (vgl. Kapitel 2.2.4).

2.2.3 Bewertung der Chancen Biomethan für Anlagenbetreibende

Einleitung

Ein weiteres potentielles Geschäftsfeld ist die Biogasaufbereitung zu Biomethan. Während im später folgenden Teilvorhaben 5 (Kapitel 2.5) der vorhandene BHKW-Anlagenpark und die vorhandenen Infrastrukturen zum Ausgangspunkt genommen wurden (bottom-up-Perspektive), wurde hier eine komplementäre Potentialanalyse aus Sicht energiewirtschaftlicher Modelle vorgenommen (top-down-

Perspektive). Damit soll durch eine Meta-Analyse aktueller Modelle der systemisch sinnvolle Beitrag des Geschäftsfelds Biomethan unter den Bedingungen der Energiewende aufgezeigt werden bzw. deren Bedeutung evaluiert werden[40]. Auch wird vor dem Hintergrund beider Analysen ein kurzes Fazit bzgl. der Zukunftsfähigkeit des Geschäftsfelds Biomethan für die Anlagenbetreibende gezogen.

Energiewirtschaftliche Modelle bilden die Komplexität des Biogasprozesses meistens nur unzureichend, manchmal auch gar nicht eindeutig ab. In der folgenden Abbildung 17 ist daher eine kurze Taxonomie von Methanisierungsverfahren, die auf erneuerbarem (Überschuss-) Strom mit daraus folgender Elektrolyse und Wasserstoffproduktion (e-H_2) beruhen, dargestellt. Eine große Kategorie ist die – hier interessierende – biologische Methanisierung, bei der das in der Biogasanlage vorhandene CO_2 genutzt wird. Das üblichere Verfahren ist die direkte Hinzugabe von e-H_2 in die Biogasanlage (in-situ-Verfahren), um die bio-CH_4-Ausbeute zu erhöhen. Das Verfahren unter Nutzung externer Reaktoren ist auch möglich.

Für die andere Kategorie der katalytischen Methanisierung in Reaktoren existieren mehrere Verfahren, die hier nicht weiter beleuchtet werden sollen[41]. Allerdings ist die erneuerbare CO_2-Quelle hier entscheidend, die im Reaktor mit dem e-H_2 zur Reaktion gebracht wird. Diese kann entweder wiederum aus einer Biomassenlage stammen. Eine andere Möglichkeit wäre die CO_2-Gewinnung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, DAC). Schließlich sei die mögliche Gewinnung aus meist fossilen (industriellen oder energieerzeugenden) Punktquellen der Vollständigkeit halber erwähnt, die in der Regel unter dem Begriff Carbon-Capture-and-Usage (CCU) subsummiert.

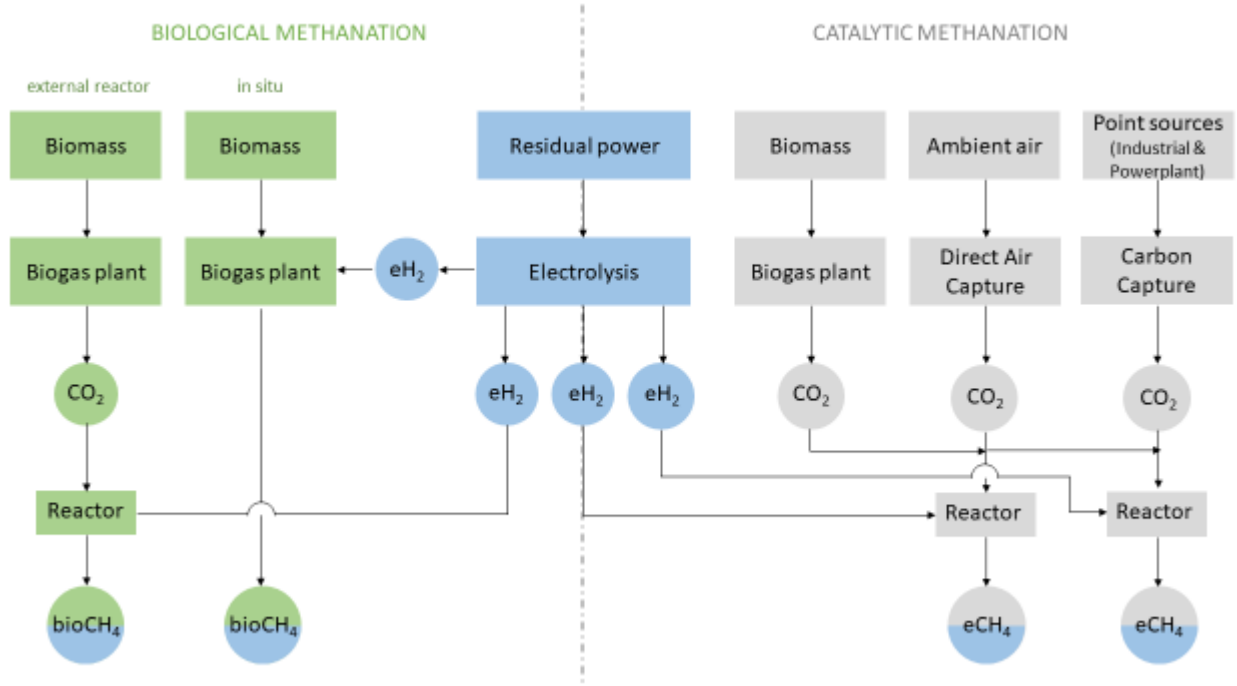

Abbildung 17: verschiedene Methanisierungsverfahren für bio-CH_4 und e-CH_4; Quelle: Figure 1 aus Fußnote 20

In den untersuchten energiewirtschaftlichen Modellen werden diese Unterscheidungen meistens nicht gemacht. Stattdessen wird einerseits in Methan aus Biogasanlagen (bio-CH_4) unterschieden. Andererseits werden in neueren Modellen – in dem Bestreben, die Defossilisierung der Sektoren Verkehr und Industrie abzubilden – häufiger Sektorenkopplungs-Technologien mit H_2-Produktion aus

[40] Dieser Abschnitt ist ein gekürzter Ausschnitt aus Matschoss, P., Steubing. M., Pertagnol, J., Zheng, Y., Wern, B., Dotzauer, M., Thrän, D.: A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. *Energy, Sustainability and Sustainability*, erarbeitet innerhalb von Be20+.

[41] Vgl. Viebahn, P., Zelt, O., Fischedick, M., Hildebrand, J., Heib, S., Becker, D., Horst, J., Wietschel, M., Hirzel, S. 2018: *Technologien für die Energiewende.* Politikbericht an das BMWi. Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung", Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. S. 99-102

erneuerbarer Elektrizität und DAC (ebenfalls mit EE-Strom) als CO_2-Quelle abgebildet, im folgendem als synthetisches Methan (e-CH_4) bezeichnet. Daher kann in der folgenden Meta-Analyse der Modelle am besten zwischen bio-CH_4 und e-CH_4 unterschieden werden.

Insgesamt wurden 16 Studien mit 48 Szenarien untersucht. Es wurden die Szenarien ausgewählt, die eine 95 %-ige THG-Reduktion (oder mehr) bis 2050 (ggü. 1990) erreichen und in denen quantitative Ergebnisse für bio-CH_4 und e-CH_4 ausgewiesen sind oder abgeleitet werden konnten[42]. Aufgrund der besseren Datenverfügbarkeit wurden die Werte für Endenergie ausgewiesen. Die ausgewählten Szenarien sind in Abbildung 18 mit Werten für 2030 und 2050 dargestellt. Dabei fällt auf, dass (i) von den 48 Szenarien nur zehn quantitative Werte für bio-CH_4 und e-CH_4 ausweisen (oder diese abgeleitet werden konnten), (ii) mit zwei Ausnahmen nur Studien aus den Jahren 2019 und 2020 dabei sind und (iii) mit einer Ausnahme alle Studien vom Umweltbundesamt in Auftrag gegeben wurden. Im Folgenden soll eine nähere Analyse von bio-CH_4 und e-CH_4 vorgenommen werden.

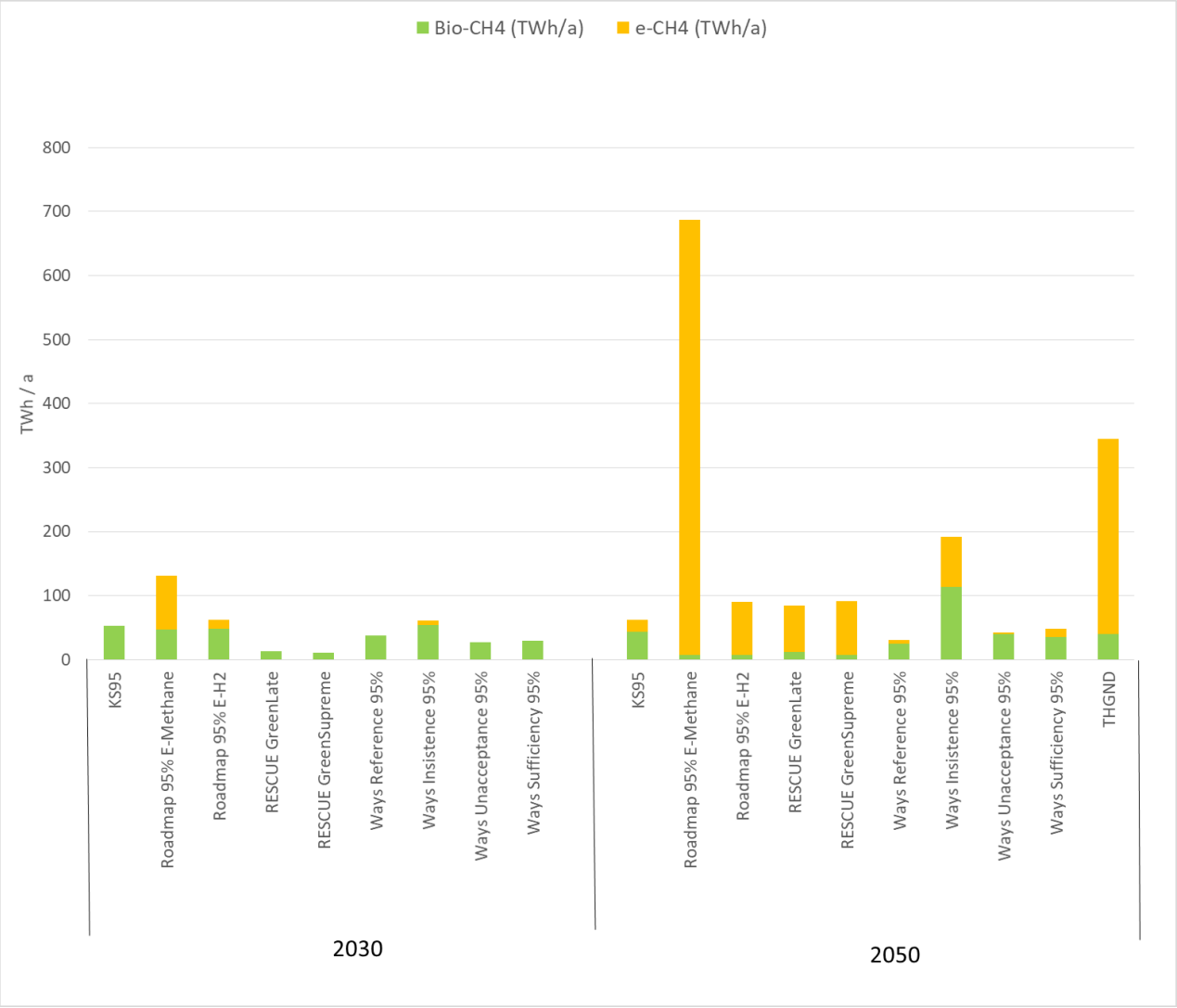

Abbildung 18: Methannutzung in Ziel-Szenarien für 2030 und 2050; Quelle: s. Fußnote 20

Bio-CH_4

Die Spannweite der Studienergebnisse von bio-CH_4 im Energiesystem erstreckt sich über 11 – 54 TWh/a im Jahr 2030 und 7 – 11 TWh/a in 2050. Im ältesten Szenario „Treibhausgasneutrales Deutschland" (THGND) ist das Potential auf die Nutzung von Bioabfallanlagen fokussiert (40 TWh/a in 2050, kein Wert

[42] Z. T. mussten Rechnungen oder Messungen innerhalb der Studie vorgenommen werden, z. T. konnten auch Quer-Analysen aus anderen Studien genutzt werden, wo der Auftraggeber die eigene Studie neu bewertet hat. Für Details vgl. zu Grunde liegende Quelle, s. Fußnote 20

für 2030)[43]. Auch im Original des „Klimaschutzszenario 2050“[44] (KS95) wurde kein Wert für 2030 ausgewiesen. In der neueren „Roadmap-Gas-Studie“[45] wurde das KS95 neu gerechnet und die Werte liegen bei 53 TWh/a für das Jahr 2030 und 43 TWh/a für 2050. In den beiden neuen Szenarien der Studie („Roadmap 95 % E-CH_4“ und „Roadmap 95 % e-H_2“) wird jeweils von einem Auslaufen der Biogaserzeugung mit einem verbleibenden Beitrag von 7 TWh/a in 2050 ausgegangen, weil definitionsgemäß angenommen wird, dass e-CH_4 bzw. e-H_2 wo immer möglich eingesetzt werden. Die Szenarien der RESCUE-Familie[46] weisen auch mit die niedrigsten Werte für Bio-CH_4 aus. Mit Werten von 14 und 12 TWh/a in den Jahren 2030 und 2050 für RESCUE GREENLate und 11 und 8 TWh/a in den Jahren 2030 und 2050 für RESCUE GREENSupreme sind die Werte von Beginn an die niedrigsten. In beiden Szenarien wird angenommen, dass nur ein bestimmter Anteil des biologischen Abfalls und Grünschnitts sowie einige Abfallverwertungsanlagen für bio-CH_4 zum Zuge kommen werden.

Die „Ways“-Szenario-Familie[47] deckt mit 27-54 TWh/a in 2030 und 25 – 113 TWh/a in 2050 die gesamte Spannbreite der bio-CH_4-Nutzung ab. Die Spannweite der Ergebnisse von bio-CH_4 erstreckt sich über 11 – 54 TWh/a im Jahr 2030 und 7 – 11 TWh/a in 2050. Im ältesten Szenario „Treibhausgas-neutrales Deutschland“ (THGND) ist das Potential auf die Nutzung von Bioabfallanlagen definiert (40 TWh/a in 2050, kein Wert für 2030)[48]. Auch im Original des „Klimaschutzszenario 2050“[49] (KS95) wurde kein Wert für 2030 ausgewiesen. In der neueren „Roadmap-Gas-Studie“[50] wurde das KS95 neu gerechnet und die Werte liegen bei 53 TWh/a für das Jahr 2030 und 43 TWh/a für 2050. Die „Ways“-Szenario-Familie[51] deckt mit 27 – 54 TWh/a in 2030 und 25 – 113 TWh/a in 2050 die gesamte Spannbreite der bio-CH_4-Nutzung ab. Diese entsteht durch unterschiedliche Modellannahmen bzw. Restriktionen im Vergleich zum Referenzfall (in dem die Nutzung bei 38 TWh/a im Jahr 2030 und 25 TWh/a in 2050 liegt). So sind die Werte im Szenario “Insistenz” über den gesamten Zeitraum und für alle gezeigten Szenarien am höchsten (54 TWh/a im Jahr 2030 und 113 TWh/a in 2050), weil von geringeren Strukturänderungen z. B. in Heizungssystemen und Gebäudeisolierungen ausgegangen wird.

e-CH_4

Die Spannweite der Ergebnisse für e-CH_4 reicht von 0 - 83 im Jahr 2030 und 3 - 681 TWh/a im Jahr 2050. Bei der großen Spannweite stell sich die Frage, zu welchem Grad die Ergebnisse sich aus der Optimierung im Modell oder durch das Setzen exogener Annahmen ergeben. Weiterhin stellt sich die Frage, wie die CO_2-Quelle modelliert ist, die eine wichtige Restriktion darstellen kann (biologisch oder DAC? Heimisch oder Import?). Für TGHND werden 306 TWh/a für das Jahr 2050 ausgewiesen[52]. Es werden keine genauen Angaben zur CO_2-Quelle oder deren Importanteil gemacht. Die „Roadmap-Gas“-Studie weist im Szenario “Roadmap 95 % e-CH_4“ mit 83 TWh/a in 2030 und 681 TWh/a in 2050 die höchsten e-CH_4-Werte aus, weil annahmegemäß e-CH_4 in allen denkbaren Anwendungen eingesetzt wird. Ferner wird angenommen, dass e-CH_4 hauptsächlich aus der MENA-Region[53] importiert und dort DAC als CO_2-Quelle eingesetzt wird. Im Szenario „Roadmap 95 % e-H_2“ wird eine e-CH_4-Nutzung von 14 TWh/a im Jahr 2030

[43] Benndorf, R. et al 2014: *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*. Dessau-Roßlau. S. 54-55
[44] Repenning, J. et al. 2015: *Klimaschutzszenario 2050*. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des BMUB
[45] Wachsmuth, J. et al 2019: *Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors*. Dessau-Roßlau. S. 49
[46] Purr, K. 2019: *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität*. RESCUE-Studie. Dessau-Roßlau. S. 129-130
[47] Sterchele, P. 2020: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*. Freiburg.
[48] Benndorf, R. et al 2014: *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*. Dessau-Roßlau. S. 54-55
[49] Repenning, J. et al. 2015: *Klimaschutzszenario 2050*. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des BMUB
[50] Wachsmuth, J. et al 2019: *Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors*. Dessau-Roßlau. S. 49
[51] Sterchele, P. 2020: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*. Freiburg.
[52] S. Fußnote 23, Tabelle B-14
[53] MENA steht für „Middle East & North Africa“.

und 83 TWh/a im Jahr 2050 ausgewiesen[54]. Die „RESCUE"-Szenarien weisen für 2050 Werte von 73 TWh/a (GREENLate) und 84 TWh/a (GREENSupreme) auf (Null für beide für 2030). Die "Ways"-Szenarien weisen überwiegend die geringsten e-CH_4-Werte aus, die bei 0 TWh/a im Jahr 2030 und zwischen 3-13 TWh/a im Jahr 2050 liegen. Die Ausnahme ist wiederum (wie bei bio-CH_4), das Szenario "Insistenz" mit einem e-CH_4-Wert von 7 TWh/a im Jahr 2030 und 78 TWh/a im Jahr 2050. Auch hier wird die CO_2-Quelle nicht erwähnt.

Szenarien-Analyse und die Größe des Geschäftsfeldes Biomethan

Die Meta-Analyse zeigt, dass nur wenige Energiewende-Szenarien überhaupt bio-CH_4 und e-CH_4 modellieren. Dies sind i. d. R. neuere Szenarien, in die die strengeren Ziele des Paris-Abkommens integriert sind, sodass neben der Dekarbonisierung des Strom- und Wärmesektors auch die Defossilisierung des Transport- und Industriesektors berücksichtigt wird.

Aber selbst in diesen Szenarien sind die Zahlen in mehreren Fällen nicht eindeutig, mussten errechnet oder abgeschätzt werden. In einigen Fällen erscheint die Modellierung von bio-CH_4 noch das Ergebnis der Setzung exogener Annahmen anstelle von Optimierungen zu sein. So wurde das Potential in „THGND" per Annahme auf Abfallanlagen begrenzt. Derselbe Weg wurde scheinbar auch in der „RESCUE"-Studie beschritten, indem ein bestimmter Anteil des Bioabfalls und Grünschnitts als bio-CH_4 definiert wurde. Auch in der „Roadmap-Gas"-Studie scheinen die maximale Nutzung von e-CH_4 (und e-H_2) in den jeweiligen Szenarien zu einem Auslaufen von bio-CH_4 zu führen. In der „WAYS"-Studie sind keinerlei Restriktionen erwähnt und die Spannbreite der bio-CH_4-Nutzung ist hier am größten, so dass die Ergebnisse hier scheinbar wirklich auf die „freie" Modelloptimierung zurückgehen. Zusammengenommen erscheinen die meisten Ergebnisse etwas ad hoc bzw. annahmegetrieben, was durchaus durch die Neuheit des Themas in der Modellierung begründet sein kann. Noch spärlicher ist die Informationslage bzgl. der Nutzung des Biogases als eventuelle CO_2-Quelle für e-CH_4, d. h. keine Studie macht Angaben zum genauen Produktionsverfahren. Nur die „Roadmap-Gas"-Studie (die die mit Abstand höchste e-CH_4.-Nutzung ausweist), macht explizite Angaben in der Weise, dass e-CH_4.auf der Basis von DAC importiert wird.

Tabelle 12: Methannutzung in Zielszenarien für 2030 und 2050: Zusammenfassung

TWh/a	2030		2050	
	Min	Max	Min	Max
bio-CH_4	11	54	7	113
Durchschnitt bio-CH_4	32,5		60	
e-CH_4	0	83	3	681
Durchschnitt e-CH_4	41,5		342	
bio-CH_4 + e-CH_4	11	137	10	794
Durchschnitt bio-CH_4 + e-CH_4	74		402	

[54] S. Fußnote 25, Tabelle 23, S. 112

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse aus Abbildung 18 ist in Tabelle 12 dargestellt. Damit liegt der geschätzte Beitrag von Biomethan für 2030 über die betrachteten Szenarien hinweg – und somit die Größe des Geschäftsfeldes – bei durchschnittlich 32,5 TWh/a und einer Spannweite von 11 – 54 TWh/a. Für 2050 geht die Spannweite mit 7 - 113 TWh/a und einem Durchschnitt von 60 TWh/a dann weiter auf. Für e-CH_4 ist die Spanne in beiden Zeiträumen nochmals deutlich größer als für bio-CH_4, sodass der Durchschnitt im Jahr 2030 knapp 28 % höher und in 2050 sogar 470 % über dem von bio-CH_4 liegt. Dies ist damit zu erklären ist, dass die Methanisierung nicht mehr auf biogene Quellen angewiesen ist. In der Folge sind durch die (eher willkürlich erscheinenden) Modellannahmen CO_2-Quellen entweder gar nicht benannt oder es wird pauschal DAC oder Importe oder beides angenommen.

Geschäftsfeld Biomethan: Vergleich top-down und bottom-up, Beitrag zur Gasversorgung

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass – trotz einiger methodischer Schwächen – der mögliche Beitrag von Biomethan – und somit die Größe des Geschäftsfeldes – über die betrachteten Szenarien hinweg zumindest für 2030 mit durchschnittlich 32,5 TWh/a und einer Bandbreite von 11 – 54 TWh/a in einem Bereich verläuft, der eine realistische und nachvollziehbare Größenordnung hat.

Nach dieser Top-Down-Analyse, die die systemischen Transformationsnotwendigkeiten mit Blick auf die Energiewende einbezieht, erfolgt im Teilvorhaben 5 (Kapitel 2.5) eine bottom-up-Analyse. Diese zeigte gleiche Größenordnungen wie die top-down-Analyse.

Um die Ergebnisse der hiesigen top-down-Analyse und der weiter unten gezeigten bottom-up-Analyse für das Jahr 2030 zu vergleichen, wurden letztere in TWh umgerechnet. Dafür wurde der untere Brennwert von 9,97 kWh/m³ CH_4[55] genutzt, um das Ergebnis der bottom-up-Analyse von 2,5 Mrd. m³ Bio-CH_4 (vgl. Kapitel 2.5.2) umzurechnen. Das Ergebnis von 24,9 TWh/a ist zusammen mit dem Durchschnittswert der top-down-Analyse für 2030 in Tabelle 13 dargestellt. Insgesamt liegt der Wert der bottom-up-Analyse (24,9 TWh/a) gut innerhalb der Spannbreite der Ergebnisse der top-down-Analyse von 11 – 54 TWh/a für bio-CH_4 (vgl. Tabelle 12). Weiterhin liegt der Wert der bottom-up-Analyse sogar vergleichsweise nahe am Durchschnitt der top-down-Analyse von 32.5 TWh. Schließlich erscheinen die Werte nicht nur kongruent miteinander, sondern auch mit anderen Werten aus der Literatur vergleichbar: ein der wenigen anderen bottom-up-Analysen gibt 2,6 Mrd. m³ als das Potential der Pools an[56], oder umgerechnet 25,9 TWh (eigene Berechnung, analog oben). Weiterhin sind die Werte für Bio-CH_4 für 2030 (den Zeitraum der bottom-up-Analyse) mit zwei der ältesten Biomassepotentialstudien konsistent, die immer noch häufig in Szenarien genutzt werden: Die eine Studie[57] nimmt für das Jahr 2030 je nach Szenario 12 – 20 TWh[58] Bio-CH_4 an. Dies ist zwar bezogen auf Primärenergie, aber selbst unter Abzug von z. B. 10 – 30 % angenommenen Verlusten wäre das noch überwiegend innerhalb der Spannbreite. Die andere Studie[59] berechnet überschlägig 20 – 31 TWh[60] Bio-CH_4 für 2030. Auch hier mit Primärenergiebezug, es kann aber unter Abzug von Effizienzverlusten als innerhalb der Spannbreite betrachtet werden.

---

[55] Friehe, J., Schattauer, A., Weiland, P. 2016: Beschreibung ausgewählter Substrate. In: FNR, DBFZ, KTBL, IAB (Hrsg.) *Leitfaden Biogas*. Von der Gewinnung zur Nutzung, 7. Aufl. Druckerei Weidner, Rostock, S. 68

[56] Erler R, Schuhmann E, Köppel W, Bidart C (2019) *Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Biomethanisierungspotenzial)*. Abschlussbericht. DVGW. Zusammenfassung

[57] Fritsche U, Dehoust G, Jenseit W, Hünecke K, Heinz A, Hiebel M, Ising M, Kabasci S, Unger C, Thrän D, Fröhlich N, Scholwin F, Reinhardt G, Gärtner S, Patyk A, Baur F, Bemmann U, Groß B, Heib M, Ziegler C, Flake M, Schmehl M, Simon S 2004: *Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse*. Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) der Bundesregierung, Darmstadt, Berlin, Oberhausen, Leipzig, Heidelberg, Saarbrücken, Braunschweig, München. S. 98-91

[58] Die Studie berechnete 23-26 TWh Biogas, abhängig vom Szenario; Bei einem Methangehalt von 50-75 % ergeben sich die angebenen Szenarioannahmen.

[59] Nitsch J, Krewitt W, Nast M, Viebahn P, Gärtner S, Pehnt M, Reinhardt G, Schmidt R, Uihlein A, Barthel C, Fischedick M, Merten F 2004: *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU. FKZ 901 41 803, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal. S. 131, 149

[60] Die Werte für Biogas sind für das technsiche Potenzial mit 42 TWh angegeben, bzw. mit 39 TWh, sobald Naturschutzrestriktionen mitbetrachtet werden.

Tabelle 13: Erneuerbare Methan-Potentiale und Anteil am dt. Gasverbrauch

	Methan-potential 2030 bottom-up – top-down-Analyse (Durchschnitt)	Anteil am dt. Erdgasverbrauch 2018
bio-CH_4	24,9 – 32,5 TWh	2,7 – 3,5 %
e-CH_4	41,5 TWh	4,5 %
bio-CH_4 + e-CH_4	66,4 – 74,0 TWh	7,2 – 8,0 %

Um die Größenordnung der Ergebnisse einordnen zu können, sind diese mit dem aktuellen deutschen Gasverbrauch von 928 TWh[61] in Beziehung gesetzt. Wie in Tabelle 13 ersichtlich, entsprechen die Ergebnisse knapp zwischen 3 und 4 %. D. h. bis 2030 haben Biogasanlagen das Potential, rund 3 – 4 % des (heutigen) deutschen Gasverbrauchs zu ersetzen. Weiterhin ist der Durchschnitt der top-down-Analyse von e-CH_4 mit aufgeführt, der – wie oben erwähnt – nochmals über beiden Durchschnittswerten liegt. Damit könnten in 2030 potenziell knapp 5 % des (heutigen) Erdgasbedarfs ersetzt werden. In Summe ergeben beide Werte ein Potential von 7 – 8 %.

Fazit und weiterer Forschungsbedarf

Insgesamt stellt somit das Geschäftsfeld „Biogasaufbereitung“ bzw. „Methanisierung“ nicht nur eine Chance für „Post-EEG-Anlagen“ dar, wie aus der bottom-up-Analyse hervorgeht. Neben der Tatsache, dass die bisherige Finanzierungsgrundlage durch das EEG für große Teile des Anlagenparks in den 2020er Jahren ausläuft, zeigt außerdem die hier dargestellte top-down-Analyse, dass der Biogasanlagenbestand einen systemisch wünschenswerten Beitrag zur Defossilisierung des Gassektors leisten kann[62]. Dies ist auch vor dem Hintergrund des erst jetzt beginnenden Markthochlaufs für H_2 im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie zu sehen[63]. Mit der vergleichsweise kurzfristigen Verfügbarkeit des vorhandenen Biogasanlagenparks sind beide Strategien somit komplementär und das Geschäftsfeld Methanisierung bietet eine interessante Möglichkeit der Biogasverwertung.

Schließlich hängt das Geschäftsfeld Biogasaufbereitung von wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab, deren genauere Analyse jedoch jenseits dieses Projektes liegen und weiteren Forschungsbedarf darstellen. Hier sind insbesondere die CO_2-Bepreisung, die Primärenergiefaktoren (PEF) des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und die THG-Quote der Mineralölunternehmen im Rahmen der Zielerfüllung der europäischen erneuerbaren Energien Richtlinie II (RED II) zu nennen. CO_2-Bepreisung und PEF können den wirtschaftlichen Einsatz von Biomethan in Fernwärmenetzen attraktiv werden lassen. So wäre die Sensitivität der CO_2-Bepreisung auf die Attraktivität der Biogasaufbereitung Gegenstand notwendiger weiterer Analysen. Auch die deutsche Umsetzung der RED II bedürfen weiterer Analysen. Schließlich ist der Biogasanlagenbestand von regionalen Gegebenheiten abhängig und die Struktur der Eigentümer*innen unterscheidet sich signifikant von denen der Energiewirtschaft. So sollten Regionaluntersuchungen die Annahmen von Kapitel 2.5 validieren. Insbesondere die Bereitschaft der Landwirte und die notwendigen technischen, planerischen und einzelbetrieblichen Voraussetzungen der

[61] BNetzA, BKart 2020: *Monitoringbericht 2019*. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand 13.01.2020, Bonn

[62] Matschoss P, Pertagnol J, Wern B, Bur A, Baur F, Dotzauer M, Oehmichen K, Koblenz B, Khalsa J, Korte K, Purkus A, Thrän D, Gawel E 2019: *Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen (MakroBiogas). Wirkungsabschätzung des EEG.* Gefördert durch das BMEL, Saarbrücken, Leipzig, Berlin. doi:10.13140/RG2.2.13184.17920

[63] BMWi (Hg.) 2020: *Die nationale Wasserstoffstrategie*. BMWi. Juni 2020. Berlin

Anlagen sollte im Hinblick auf konkrete Projektrealisierungen hinterfragt werden. Schließlich hat die Meta-Analyse gezeigt, dass Verbesserungsbedarf in der Abbildung des Biogasanlagenparks in energiewirtschaftlichen Modellen besteht, um die abstrahierte Darstellung der Biogasprozesskette weiter zu präzisieren.

2.2.4 Bewertung von Wärmekonzepten

Wärmekonzepte an Biogasanlagen werden seit langem diskutiert und sind bei einem Großteil der Anlagen auch heute schon gelebte Praxis. So hat das Bremer Energieinstitut im Jahr 2000 einen Leitfaden zur Nutzung der Wärmeüberschüsse in Biogasanlagen herausgegeben.[64]

Schon damals wurde auf die Problematik des dezentralen Anfalls der Wärme aufmerksam gemacht – meist in Einzelanlagen außerhalb von Bebauungen. Die verstärkte Wärmenutzung wurde dann in der Folge der erstmaligen Einführung des KWK Bonus mit der EEG-Novelle 2004 oder auch die verpflichtenden Vergütungsregelungen für Biomethan-BHKW, mit der Forderung für eine 100 %-ige Wärmenutzung, forciert. Die Betreibenden etablierten unter diesen Regelungen aber auch Wärmekonzepte, die nicht effizient sind und ohne KWK-Bonus auch keinen wirtschaftlichen Mehrwert generieren, wie z. B. die Trocknung von Holzhackschnitzeln. Auf EU-Ebene hat das Projekt „Biogasheat“ in diesem Zusammenhang in einem Handbuch aus Sicht des Jahres 2012 nochmals die wesentlichen Erkenntnisse einer effizienten Wärmenutzung zusammengestellt.[65] Neben Sondernutzungen (Gewächshaus, Schwimmbad etc.) sind Wärmenetze in der Regel der Zugang zu passenden Wärmesenken für Wärme aus Biogasanlagen.

Die Potentiale der Erschließung von Quartieren durch Wärmenetze in Deutschland werden seit 2015 systematisch und flächendeckend in Wärmekatastern erfasst. So legte das Saarland im Jahr 2017 das bundesweit erste Wärmekataster für ein ganzes Bundesland vor, welches im Geoportal des Saarlandes abrufbar ist.[66] Ziel war schon damals die Bereitstellung von Datensätzen (vektorbasierte Geodaten), auf denen Gemeinden oder Projektierende aufbauen können.[67] Diese Wärmekataster wurden in neueren Arbeiten weiterentwickelt, um Gemeinden vor Ort bessere Planungsmöglichkeiten zu bieten.[68] Mittlerweile gibt es in fast allen Bundesländern Wärmekataster. Somit bestehen sehr gute Planungsmöglichkeiten zur Wärmenutzung in Deutschland, die auch der Planung von Wärmenutzungskonzepten für Biogasanlagen zu Gute kommen und die in den großen Kapazitätsaufbauphasen noch nicht zur Verfügung standen.

Auch aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es geboten, bei der Planung alle Arten der regenerativen Wärmenutzung zu prüfen und diese intelligent zu verknüpfen. Der Anteil der regenerativen Wärme an der gesamten Wärmebereitstellung ist mit etwa 12 %[69] noch sehr niedrig. Der Ausbau der Wärmenetze insgesamt ist von 20.000 km Trassenlänge in 2010 auf etwa 40.000 km gestiegen.[70] Die Potentialanalyse in Kapitel 2.5 zeigt im Rahmen einer weiteren bottom-up-Analyse das zusätzlich mobilisierbare

[64] Schulz W., Heitmann S., Hartmann D., Manske S., Erjawetz S.P., Risse S., Räbiger N., Schlüter M., Jahn K., Ehlers B., Havran T., Schnober M. (s.a.): *Leitfaden Verwendung von Wärmeüberschüssen bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen*. Bremer Energie Institut; Bremen, Germany

[65] Rutz, D.; Mergner, R.; Janssen, R. (2012): Nachhaltige Wärmenutzung von Biogasanlagen. Ein Handbuch. Hrsg. WIP Renewable Energies, München, Im Rahmen des Projektes BIOGASHEAT, gefördert durch IEE Europe

[66] IZES (2017): Wärmekataster des Saarlandes. Endbericht, im Auftrag des Saarlandes, Saarbrücken

[67] Vgl. https://geoportal.saarland.de/article/Waermekataster/, abgerufen am 18.11.2020

[68] Noll, F.; Becker, D.; Ludwig, D.; Schröder, I. (2019): Development and testing of an approach for demand-oriented dynamization of heat maps on municipal level. GIS-Zeitschrift für Geoinformatik 4/2019:141-151

[69] BMWi (2019): Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand: Oktober 2019, erhältlich unter www.bmwi.de

[70] Wern,B.; Lenz, V.; sperber, E.; Saadat, A.; Schmidt, D.; Engelmann, P.; Hering, D.; Xhonneux, A.; giovanetti, F.; Schmidt, F.; Jordan, M.; Strunz, S.; Ebert, H.-P. (2020): Wärmebereitstellung in Privathaushalten – Lösungen für eine CO_2 –freie Energiebereitstellung. Energy Research for Future - Forschung für die Herausforderungen der Energiewende Beiträge zur FVEE Jahrestagung 2019, Publisher: FVEE

Wärmeenergiepotential aus Biogasanlagen im Bestand[71]. Im Ergebnis konnte gezeigt werden, dass unter Anwendung von wirtschaftlichen Plausibilitäten und Kenngrößen (Wärmeabnahmedichten u.a.m.) etwa 50 % der Bioenergie-KWK-Anlagen grundsätzlich eine Wärmeauskopplung vornehmen könnten.

Im Bereich Wärme wurde im Rahmen des „World-Café“ (vgl. Beschreibung des Workshops Kapitel 2.2.1) herausgearbeitet, dass zum einen Wärme ein maßgeblicher Beitrag zur künftigen Refinanzierung der Biogasanlagen bilden wird. Zum anderen aber wurde die rechtliche Situation in 2018 bzgl. der Post-EEG Finanzierung von Biogasanlagen als sehr schwierig bewertet. Es wurde berichtet, dass es ohne kostendeckende Refinanzierung über das EEG schwierig sei, langfristige Finanzierungen für Wärmenetze zu erhalten. Nur mit einer Wärmenutzung und einer Direktvermarktung von Strom sei nämlich keine auskömmliche Finanzierung zu erhalten. Somit hängt die Bereitstellung von Wärme und die Refinanzierung von Anlagen über das EEG eng zusammen.

Als weitere Faktoren für die Erschließung von Wärme-assoziierten Geschäftsfeldern wurden saisonale Wärmespeicher, bzw. der reine Betrieb von Biogasanlagen in der kalten Jahreszeit genannt. Hier wurde im Rahmen des Workshops bzgl. der Refinanzierung darauf hingewiesen, dass dann die Stromerlöse im Sommer fehlen würden. Diese Konzepte wurden im Workshop als Nischenkonzepte für einige wenige Anwendungsfälle bewertet.

Auf Grund der verschiedenen Ausgangssituationen und Vergütungssysteme für Wärme wurde sowohl auf dem Workshop als auch in der Literatur der mögliche Erlös durch den Wärmeverkauf in einer hohen Bandbreite angegeben. Die durch den KWK Bonus bei Biogasanlagen begünstigten Wärmenetze bekommen die Wärme gegen die reinen Anschlusskosten geliefert. Dagegen liegt der Wärmepreis am point-of-sale bei bis zu 8 Eurocent/kWh.

2.2.5 Post-EEG-Entwicklungen aus Sicht von landwirtschaftlichen Betrieben

In diesem Kapitel soll aufgezeigt werden, welche Auswirkungen die wahrscheinliche Bestandsentwicklung unter den gegebenen „Post-EEG-Rahmenbedingungen“ auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen und die landwirtschaftlichen Betriebe hat. Wie einleitend in Kapitel 1 beschrieben wurde, bezieht sich der Begriff „Post-EEG“, die Zeit nach ersten EEG-Vergütungsperiode der betreffen Anlagen. Dabei wird also auf den Vergütungszeitraum und nicht auf das EEG als solches Bezug genommen. Es ist damit also nicht „nach dem EEG als Förderinstrument“ gemeint. Auf Basis der berechneten Trendszenarien zum Biogasanlagenbestand aus Kapitel 2.1.1 (Basisvariante) und einem Substratertrag angelehnt an KTBL (2018) (vgl. Tabelle 14) wird zunächst die mit dem zurückgehenden Anlagenbestand freiwerdende landwirtschaftliche Nutzfläche berechnet. Abbildung 19 zeigt künftig frei werdende Flächen, die aktuell noch für Anbaubiomasse (NawaRo) zur Biogasproduktion genutzt werden. Es handelt sich bei den folgenden Überlegungen somit um ein Szenario freiwerdender Flächen, das dem Szenario nicht mehr wirtschaftlicher Biogasanlagen folgt.

Tabelle 14: Angenommener Substratertrag in Frischmasse je Hektar (ha) im Silo. Quelle (KTBL 2018[72])

Einheit	Grassilage (Grünland)	Grassilage (Acker)	GPS	Maissilage
t_{FM} / ha im Silo	24,5	41,5	35,2	44

[71] Dies wurde im Rahmen dieser Studie publiziert: Steubing, M., Dotzauer, M., Zakaluk, T., Wern, B., Noll, F., Thrän, D. 2020: Bioenergy plants' potential for contributing to heat generation in Germany. *Energy, Sustainability and Society* 10:14, S. 1-23

[72] KTBL (2018): Betriebsplanung Landwirtschaft 2018/19, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., Darmstadt

Auswirkungen der Biogasanlagenentwicklung auf landwirtschaftliche Nutzflächen

Den größten Anteil der zukünftig bei Rückgang des Biogasanlagenbestandes nicht mehr für den NawaRo-Anbau benötigten Flächen hat die Anbaufläche von Mais (vgl. Abbildung 19). Ab dem Jahr 2031 übersteigt die Fläche 900.000 ha. Aber auch im Grünland werden unter den ab 2031 mehr als 300.000 ha nicht mehr zum Anbau als Substrat der Biogasproduktion benötigt. Ungefähr den gleichen freiwerdenden Flächenumfang haben der Grasanbau auf Ackerflächen und der Anbau von Getreide zur Herstellung von Ganzpflanzensilage (GPS). 2031 sind es jeweils etwas mehr als 100.000 ha, die für diese beiden Anbaukulturen aus der Nutzung als Biogassubstrate frei würden.

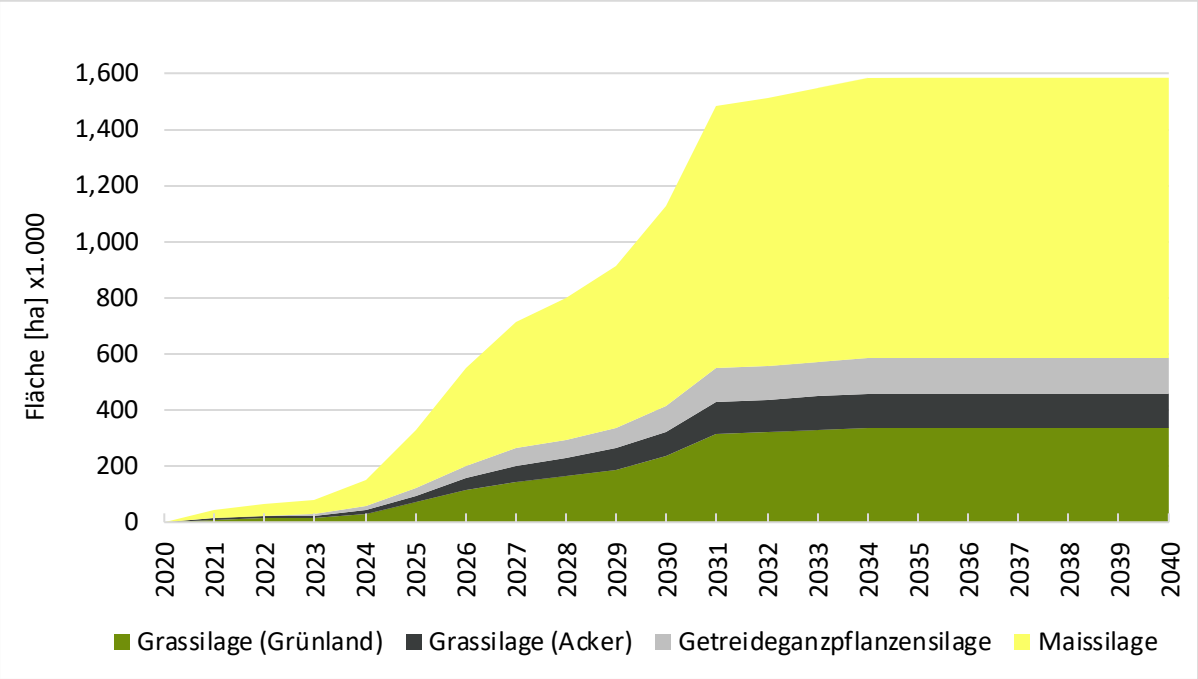

Abbildung 19: Frei werdende landwirtschaftliche Flächen bei Rückgang des Biogasanlagenbestandes entsprechend der Basisvariante.

Während im Ackerbau und der Grünlandwirtschaft Flächen frei werden, die teilweise anders genutzt werden können, fehlen mit einem Rückgang des Anlagenbestands entsprechende Kapazitäten zur Vergärung von Gülle und Mist (Wirtschaftsdünger). So müssten im Laufe der 2020er Jahre erhebliche Mengen an Gülle und Mist ohne zwischengeschaltete Vergärung direkt als Wirtschaftsdünger ausgebracht werden. Dadurch entstehen entsprechende Methan- und Lachgasemissionen, die sonst durch den Biogasprozess vermieden worden wären. Wie aus Abbildung 20 hervorgeht hat Flüssigmist den Größten Anteil, dessen Überschussmengen bis 2034 auf über 40 Mio. t steigen. Bei Festmist fallen bis 2034 über 8 Mio. t aus der Vergärung in Biogasanlagen an, die direkt ausgebracht werden müssen.

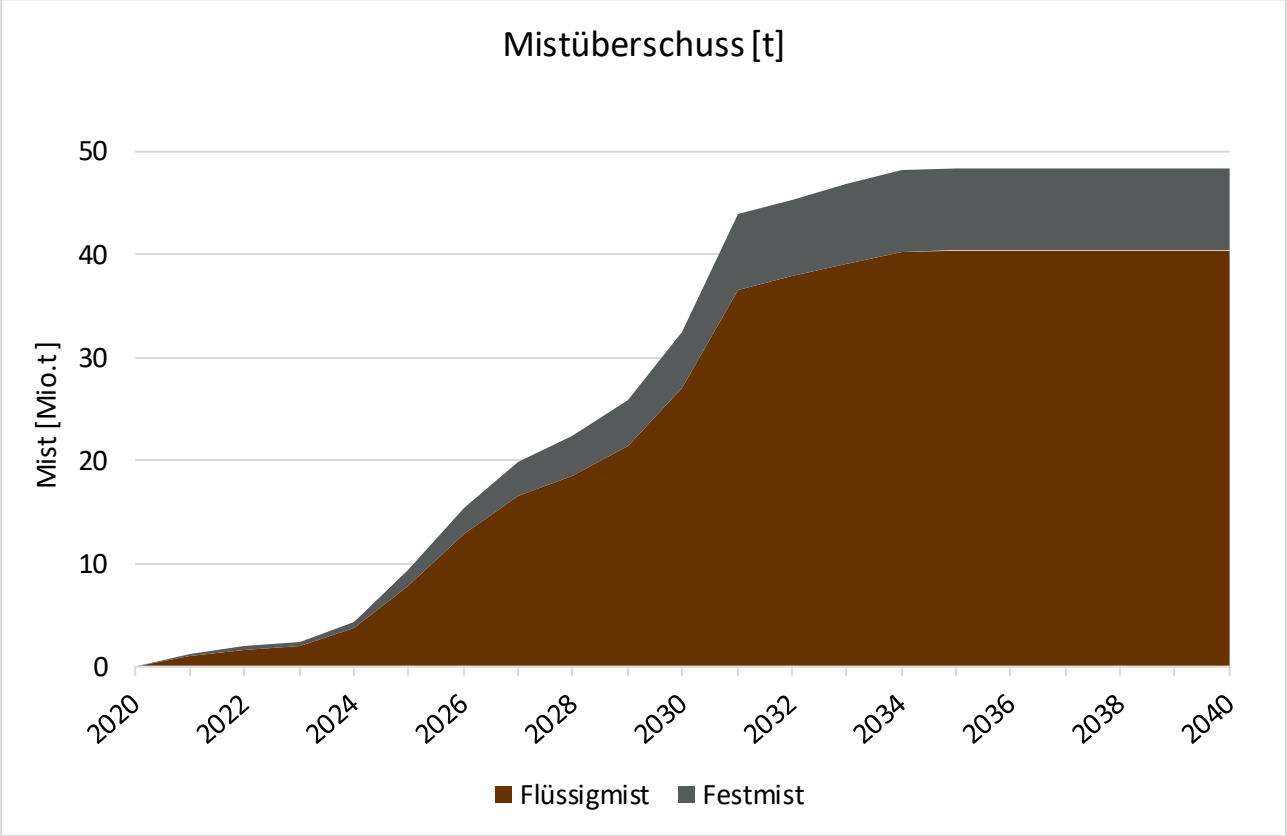

Abbildung 20: Wirtschaftsdünger, der bei einem Rückgang der Biogasanlagen nicht mehr vergoren wird.

Umfrage zur Auswertung der Folgen des Rückgangs von Biogasanlagen

Weiterhin wurde eine Umfrage unter Betreibenden zu Betrieb und Plänen ihrer Biogasanlagen durchgeführt. Gegenstand der Umfrage waren die Nutzung der Direktvermarktung, Wärmenutzung, Pläne für die Post-EEG-Phase etc. Die Umfrage wurde im August 2020 online veröffentlicht und über die verschiedenen Kanäle der Akteure in der Biogasbranche verbreitet (Fachverband Biogas, IBBK Biogas, FNR, Landwirtschaftskammern und eigene Kontakte). Die Umfrage stand 6 Wochen online zur Beantwortung bereit. Insgesamt beteiligten sich 40 Biogasanlagenbetreibende an der Umfrage. Die regionale Verteilung der Teilnehmenden ist in Abbildung 21 dargestellt, der Großteil der Teilnehmenden stammte aus dem süddeutschen Raum.

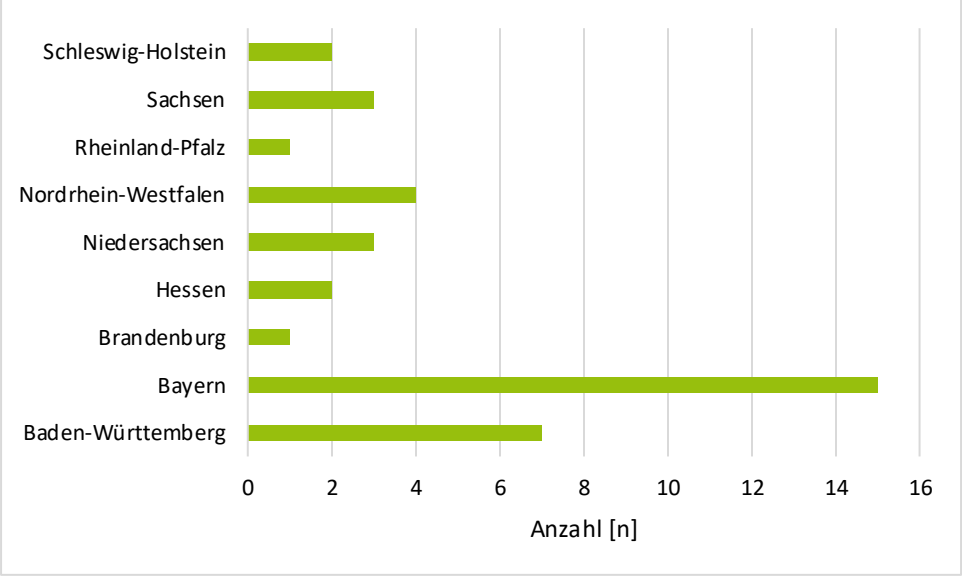

Abbildung 21: Standorte der an der Umfrage beteiligten Biogasanlagen

An der Umfrage beteiligten sich primär Biogasanlagen, die an einen landwirtschaftlichen Betrieb gekoppelt sind (90 % der Teilnehmenden). Die anderen teilnehmenden Biogasanlagen werden als Genossenschaft bzw. Industrieanlage geführt. Drei der befragten Anlagen speisen Biomethan mit einer Leistung zwischen 250 – 1200 m³/h ein. Die installierte Leistung der Biogasanlagen liegt im Bereich zwischen 28 und 3.798 kW, die Bemessungsleistung liegt im gleichen Bereich. 16 der befragten Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung gaben an, den Strom flexibel einzuspeisen. Die hohen Anteile der Anlagen, die nach dem EEG 2004 bzw. 2009 vergütet werden, spiegelt die Altersstruktur des deutschlandweiten Anlagenbestand wider (vgl. Abbildung 22).

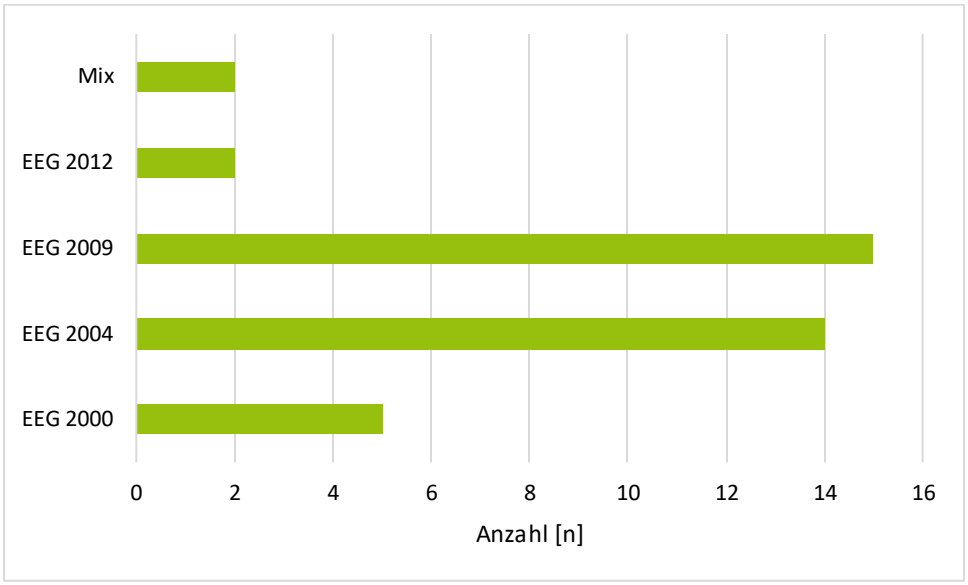

Abbildung 22: Umfrageergebnis zum Vergütungsschema (EEG-Fassung zur Inbetriebnahme) der jeweiligen Anlage.

Die Mehrheit der befragten Anlagenbetreibenden nutzt die Möglichkeiten der Direktvermarktung im Rahmen des EEG (vgl. Abbildung 23). 12 Anlagenbetreibende gaben an, keine Direktvermarktung zu nutzen und nur die Einnahmen durch die EEG-Festvergütung zu nutzen.

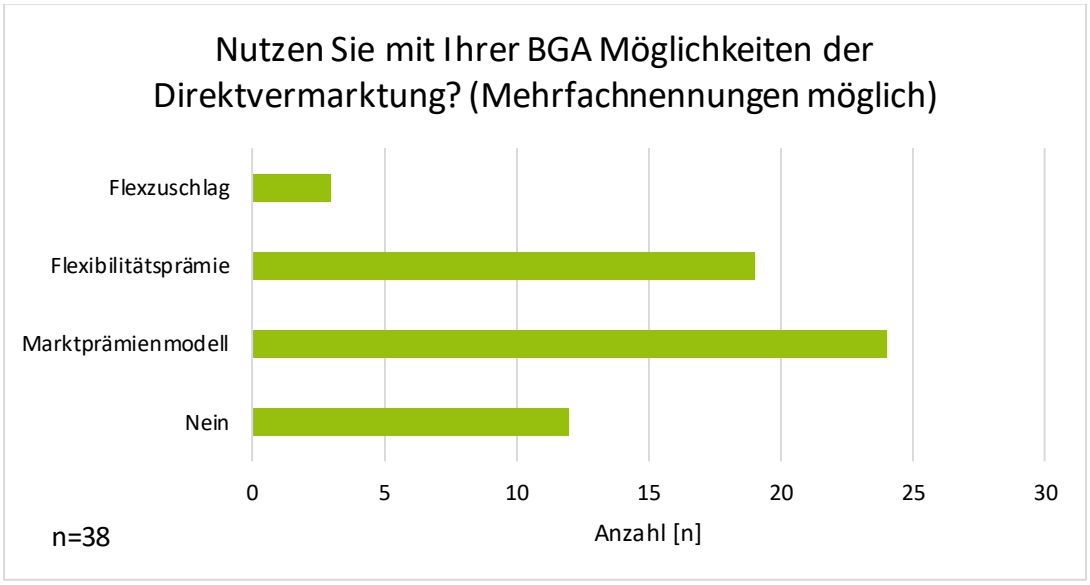

Abbildung 23: Umfrageergebnis zu weiteren Vergütungsoptionen der Biogasanlage.

Die nach Abzug des Eigenwärmebedarfs der Biogasanlage extern verfügbare Wärmenutzung des BHKWs wird nach Angabe von 34 der beteiligten Biogasanlagenbetreibenden einer weiteren Nutzung zugeführt. Der Anteil der extern genutzten Wärmemenge schwankt je nach Anlage und Wärmenutzungskonzept erheblich. Im Durchschnitt lag die Wärmenutzung in der Umfrage bei 66,5 %. 11 Anlagenbetreibende gaben an, 80 % der Wärme zu vermarkten. Die hohen Schwankungen innerhalb der externen Wärmenutzung zwischen den Anlagen werden in Abbildung 24 ersichtlich.

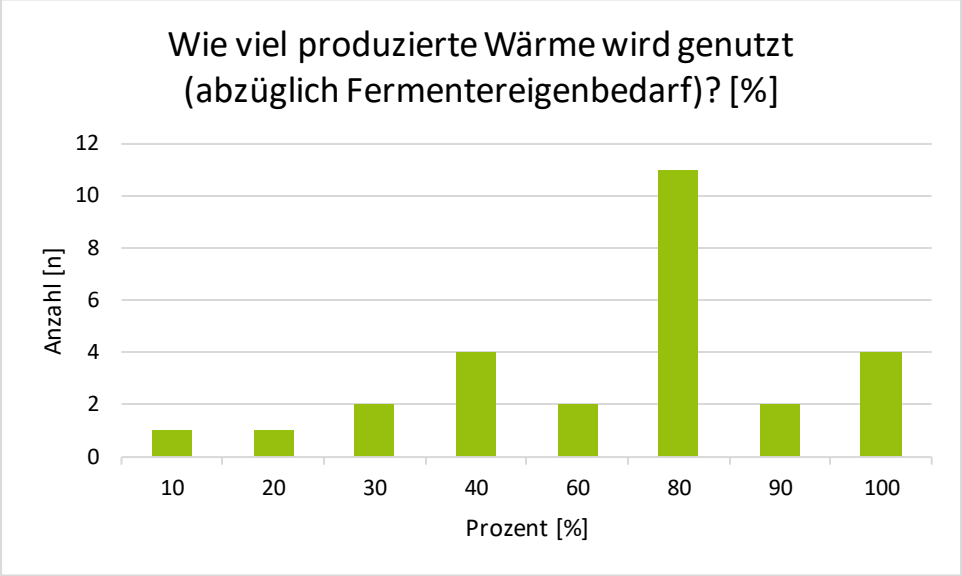

Abbildung 24: Umfrageergebnis zur externen Wärmenutzung

In Deutschland dominieren landwirtschaftliche Biogasanlagen den Anlagenbestand. Wie erwähnt, setzt sich deren Substratinput aus NawaRo und Wirtschaftsdüngern zusammen. Die Umfrage ergab, dass rund die Hälfte im Zusammenhang mit einer Nutztierhaltung betrieben werden. Die durchschnittliche Bestandsgröße beträgt hierbei 312 GVE (Großvieheinheiten). Dabei reicht die Spanne von 45 – 800 GVE. Obwohl nicht alle Betriebe Nutztiere halten, gaben fast alle Befragten an, Gülle, Mist oder Hühnertrockenkot einzusetzen. Dies spiegelt sich auch im Maisanteil wider, der zwischen 0 und 80 % liegt. Im Mittel betrug der Anteil an Mais am Gesamtsubstratmix 41,6 %.

Auch die Gründe für die Errichtung einer Biogasanlage wurden in der Umfrage abgefragt. Hierbei konnten die Betreibenden anhand einer Multiple Choice Frage die drei für ihren Betrieb ausschlaggebenden Gründe auswählen. Die drei wichtigsten Gründe der Anlagenbetreibenden waren ökonomische Gründe, ökologische Gründe sowie der langfristige Erhalt des landwirtschaftlichen Betriebs.

Ein wichtiger Fokus der Umfrage lag auf den Plänen der Anlagenbetreibenden mit Auslaufen des EEG. Bei der Frage waren Mehrfachnennungen möglich. Ziel war es, herauszufinden inwiefern die Anlagenbetreibenden sich bereits mit dem Thema auseinandergesetzt haben. Dabei wurde nach konkreten und möglichen Plänen unterschieden. Nur 9 von 33 Betreibenden haben bereits konkrete Pläne für die Zeit nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung (vgl. Abbildung 25).

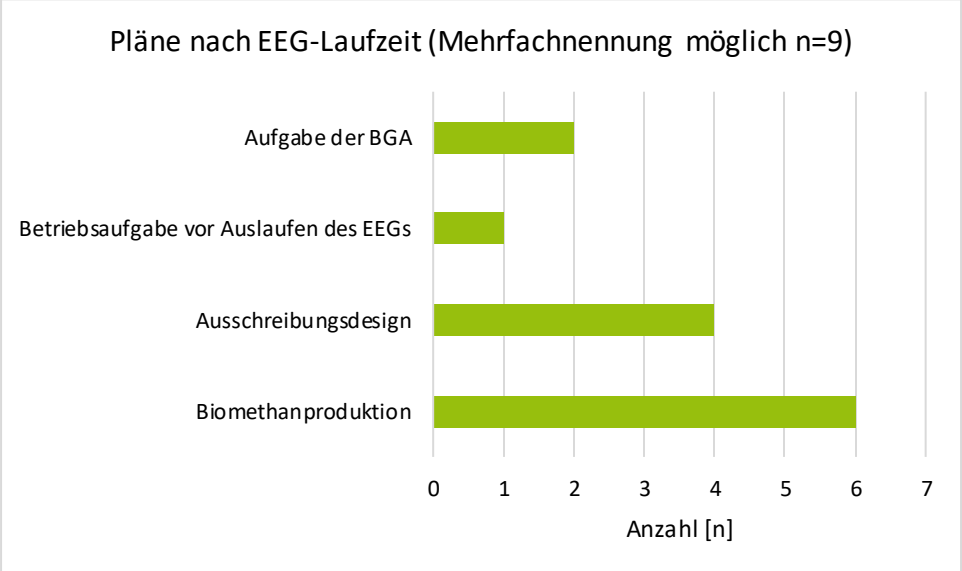

Abbildung 25: Umfrageergebnis zu Plänen der BGA-Betreibenden nach Auslaufen des EEGs

Bei den möglichen Plänen gab etwa die Hälfte der Betreibenden an, ins Ausschreibungsdesign zu wechseln. 11 von 33 Betreibenden gaben an, den Betrieb der Anlage eventuell aufzugeben, also gut 30 % der Betriebe. Zusätzlich ziehen 10 % der Betreibenden eine Betriebsaufgabe bereits vor Auslaufen der EEG-Vergütung in Betracht (vgl. Abbildung 26), somit möchten mehr als 40 % der Anlagenbetreibenden ihren Betrieb aufgeben. Schließlich wurden weitere Optionen wie Eigenstromnutzung und der zukünftige Betrieb einer Güllekleinanlage ebenfalls von den Betreibenden genannt.

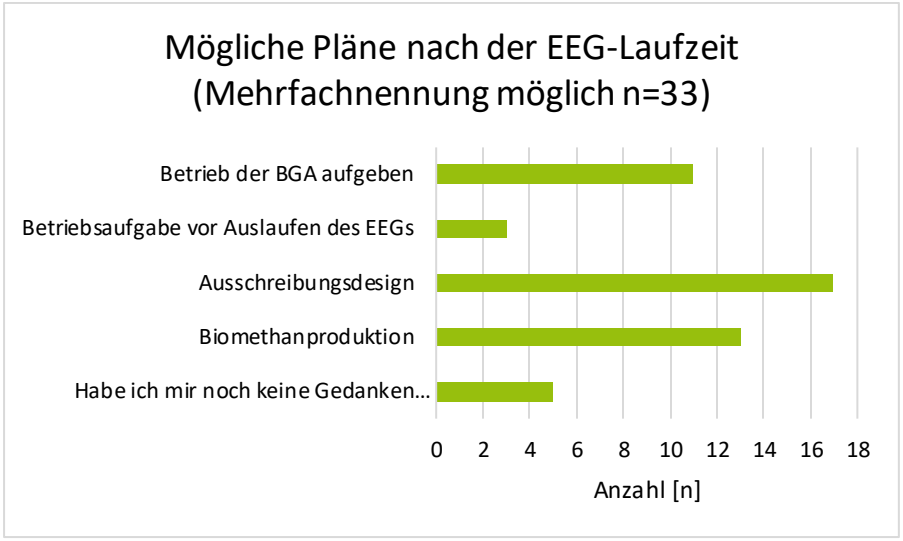

Abbildung 26: Umfrageergebnis zu potenziellen Möglichkeiten nach Auslaufen des EEG

Die Betreibenden, die über eine Aufgabe der Anlage in Betracht ziehen, wurden nach ihren Gründen hierfür befragt. Als Antworten wurden die Vielzahl an Gesetzesvorgaben, erhöhte Betriebskosten sowie die Problematik eines Hofnachfolgers genannt.

Die Umfrage ergab, dass bei der Hälfte der Biogasanlagenbetreibenden die Hofnachfolge bereits geregelt ist. 20 % gaben an, dass diesbezüglich noch Unsicherheiten bestehen und nur 2 Teilnehmende haben keinen Hofnachfolger (vgl. Abbildung 27). Allerdings gab auch ein Betrieb trotz gesicherter Hofnachfolge an, die Biogasanlage nach der EEG-Laufzeit aufzugeben. Die anderen Betriebe ohne Nachfolger denken über einen möglichen Verkauf bzw. Verpachtung des Betriebes nach.

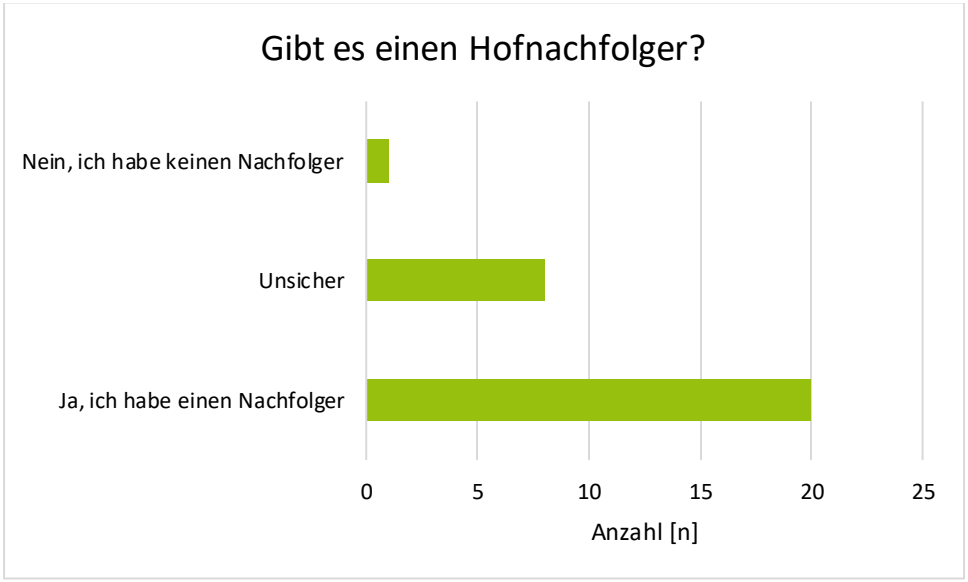

Abbildung 27: Umfrageergebnis zu Hofnachfolge bei Biogasanlagen

Weiterhin wurde nach den Folgen der Stilllegung der Biogasanlage gefragt. Diese wurden von den Betreibenden klar benannt (vgl. Abbildung 28). Die beiden am häufigsten erwähnten Konsequenzen sind laut den Betreibenden der Verlust eines bedeutenden Standbeins und damit einhergehend der Wegfall von Arbeitsplätzen sowie das Ausbringen unvergorener Gülle.

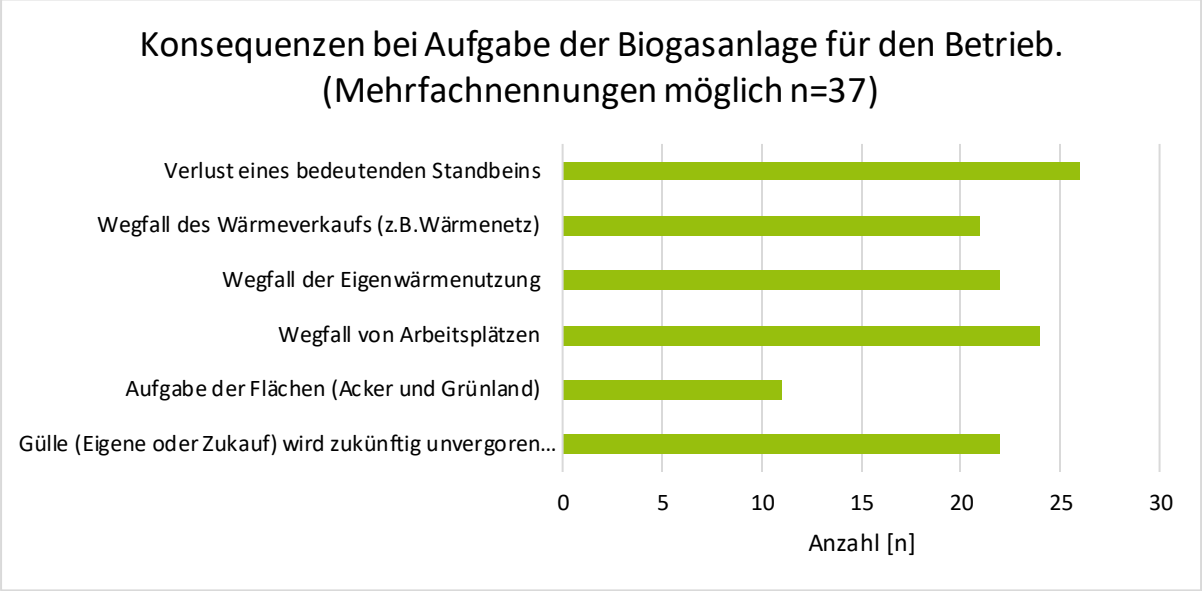

Abbildung 28: Konsequenzen einer Aufgabe der BGA für den Betrieb

Weiterhin wurde der tägliche Arbeitszeitbedarf für die Biogasanlage in der Umfrage abgefragt (vgl. Abbildung 29). Es wurden 1 bis 20 Arbeitsstunden täglich angegeben bzw. bis zu 2,5 Personen/Tag. Speziell bei den größeren Anlagen ist für den Betrieb eigens Personal angestellt. Überall dort, wo eine komplette Arbeitskraft für den Betrieb der Biogasanlage angestellt ist, bedeutet die Schließung der Anlage voraussichtlich den Verlust des Arbeitsplatzes.

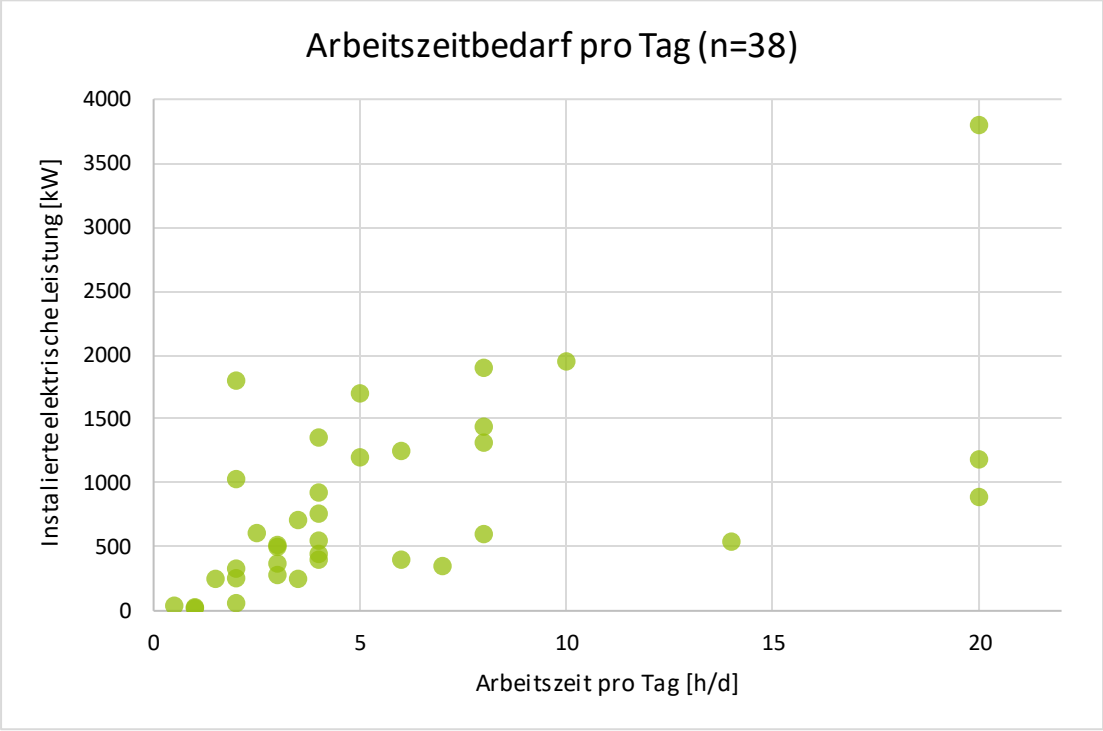

Abbildung 29: Arbeitszeitbedarf pro installierte elektrische Leistung (kW)

Schließlich wurde nach der zukünftigen Nutzung der freiwerdenden Flächen gefragt, die mit der Stilllegung der Biogasanlage einhergehen wird (vgl. Berechnungen oben). Die Umfrage zeigte ein eindeutiges Ergebnis. Der Fokus der Anlagenbetreibenden liegt hier auf der Produktion eines marktfähigen Produktes sowohl in Bezug auf Ackerland als auch bei Grünland. Vereinzelt wurde auch die Nutzung der Fläche zur Energieproduktion per PV-Anlagen genannt (vgl. Abbildung 30).

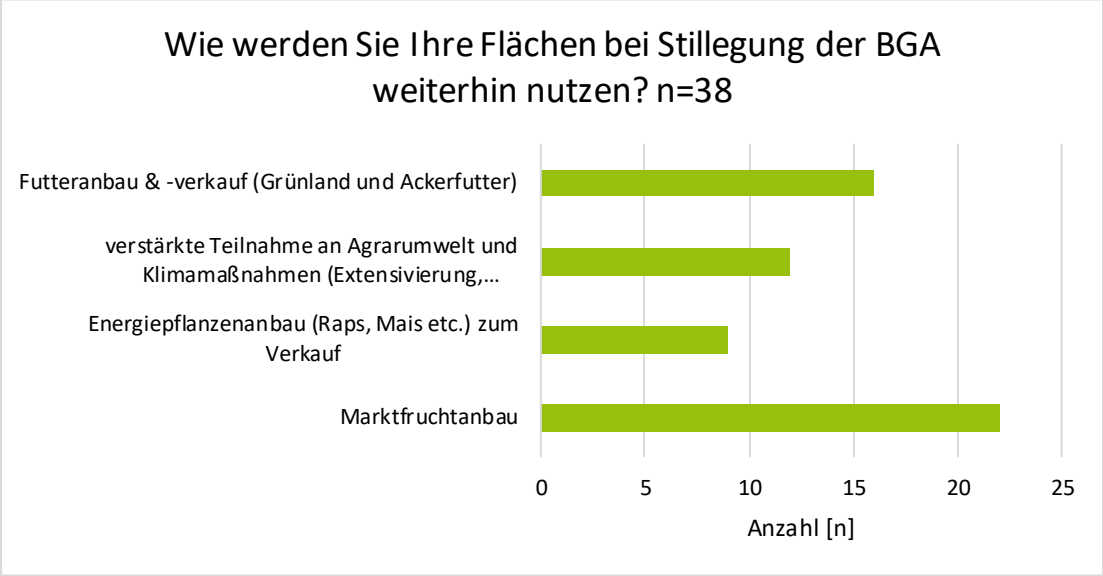

Abbildung 30: Flächennutzung nach Stilllegung der BGA

Vergl. Kleinanlagen (≤ 500 kW Bemessungsleistung) zu Großanlagen (> 500 kW Bemessungsleistung)

Abschließend soll basierend auf den Umfrageergebnissen ein Vergleich zwischen kleineren und größeren landwirtschaftlichen Betrieben vorgenommen werden. Dabei stehen etwaige erkennbare Unterschiede zwischen den Betriebsgrößen anhand der zukünftigen unterschiedlichen Nutzung der Biogasanlage und der Ausrichtung des Betriebes nach der EEG-Laufzeit im Vordergrund.

Dafür wurde zwischen „kleinen“ und „großen“ Biogasanlagen unterschieden, kleine Biogasanlagen verfügen über eine Bemessungsleistung von ≤ 500 kW. Anhand der Bemessungsleistung lassen sich vereinfachend Rückschlüsse auf das Substrat und damit auf den Flächenbedarf ziehen. Durch die im Bestand unterschiedliche Ausprägung der Anlagenflexibilisierung, wäre ein Bezug auf die installierte Leistung hier entsprechend ungeeignet. An der Umfrage nahmen 20 Anlagenbetreibende mit einer Bemessungsleistung ≤ 500 kW teil. Auf Seite der „großen“ Anlagen (> 500 kW Bemessungsleistung) waren es 17 Biogasanlagen.

Im Bezug zu weiteren Erlöseinnahmen hat die Umfrage gezeigt, dass große Anlagen mehr Direktvermarktungsmöglichkeiten nutzen als kleine Anlagen. Insbesondere beim Marktprämienmodell und der Flexibilitätsprämie sind große Anlagen stärker am Markt vertreten (vgl. Abbildung 31). Dem gegenüber gaben 45 % der Anlagenbetreibenden ≤ 500 KW an, dass sie keine Direktvermarktung nutzen.

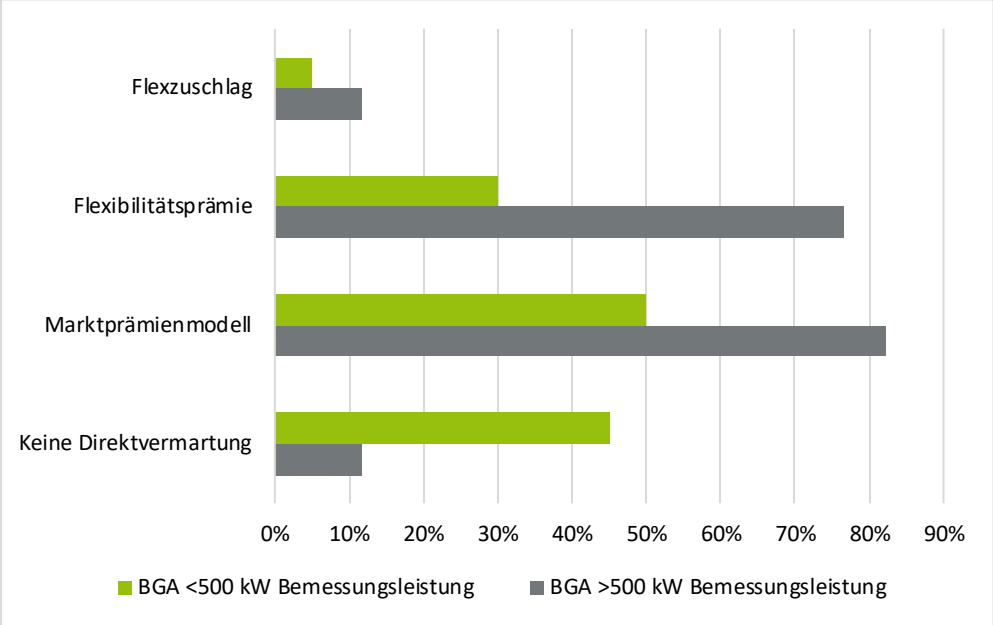

Abbildung 31: Nutzung keiner, einer oder mehrere Direktvermarktungen. Ein Vergleich zwischen "kleinen" und "großen" BGA.

Im Bereich der Wärmenutzung wird bei großen Anlagen mehr Wärme verwertet (85 %) als bei kleinen Anlagen (58 %) (vgl. Abbildung 32). Auch sind große Anlagen häufiger an Wärmenetze angeschlossen. Als Begründung wurde von den Befragten kleiner Anlagen zum Teil angegeben, dass sich auf Grund der Lage der Anlage wirtschaftlich keine höhere Wärmenutzung lohnt, da passende Wärmesenken im näheren Umfeld fehlen. Hierzu trägt unter anderem auch ein Skaleneffekt dazu bei, dass größere Anlagen ein potentiell größeres Einzugsgebiet haben in dem sich eine wirtschaftliche Wärmevermarktung lohnen würde.

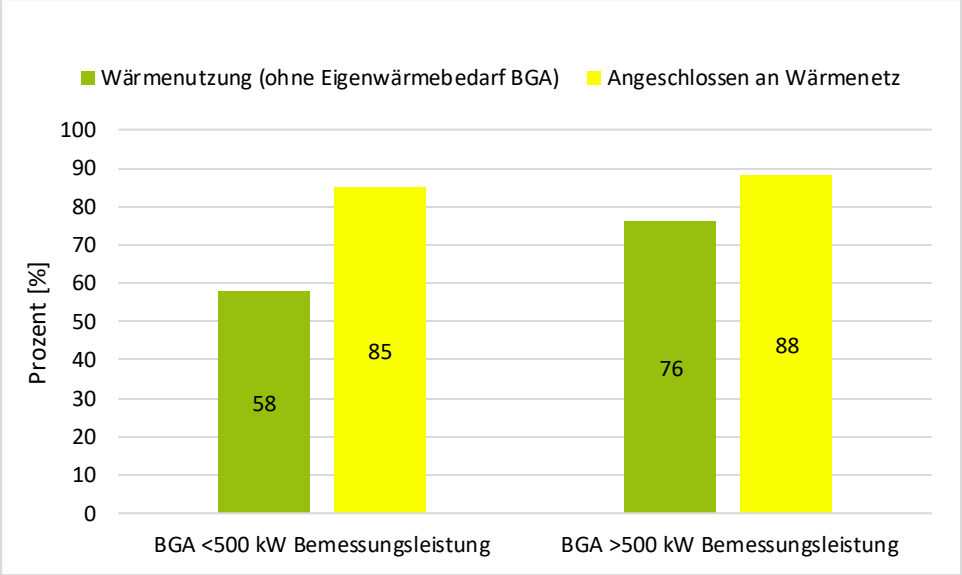

Abbildung 32: Vergleich der Wärmenutzung zwischen BGA mit > bzw. < 500 kW Bemessungsleistung.

Zwar ist die Tierhaltung an größeren Anlagen etwas geringer als bei kleinen Anlagen (vgl. Abbildung 33), jedoch ist beim Einsatz von Gülle als Substrat kein Unterschied zwischen den Anlagengrößen festzustellen. Auch der Maiseinsatz ist bei beiden Anlagengrößen prozentual nahezu gleich. Insgesamt zeigt dies, dass der Anlagenrückbau, unabhängig von der Anlagengröße, immer einen ähnlichen Einfluss auf die Verwertung von Reststoffen aus der Tierproduktion haben würde

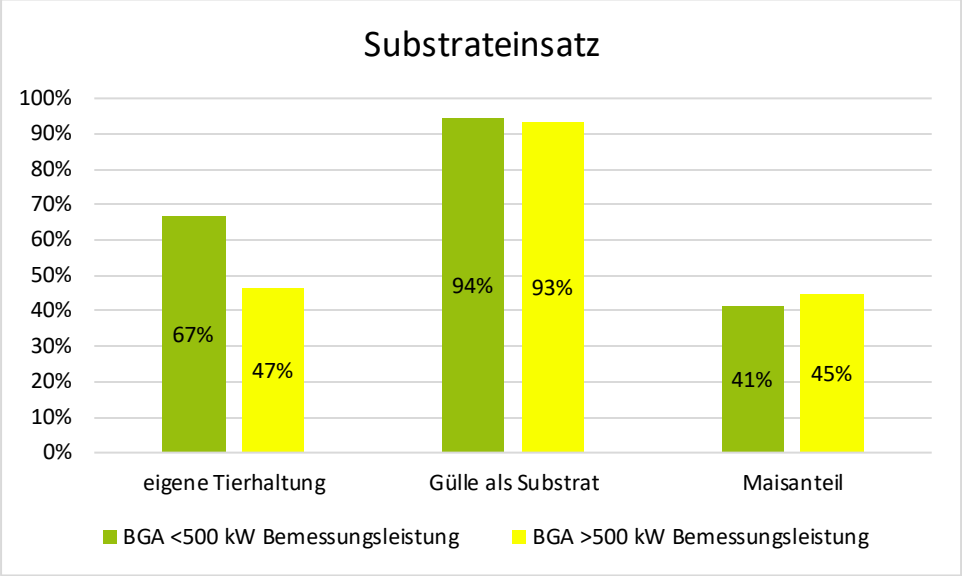

Abbildung 33: Vergleich der Betriebsstruktur und der Substratnutzung zwischen BGA mit > bzw. < 500 kW Bemessungsleistung.

In der Frage nach einem Hofnachfolger konnte auch kein signifikanter Unterschied zwischen kleinen und großen Anlagen festgestellt werden. Die meisten Betriebe haben heute schon einen Hofnachfolger (vgl. Tabelle 15). Bei den Betrieben, die es noch nicht sicher sagen können, ist ein Grund, dass die Betriebsleiter selber noch mehr als 20 Jahre arbeiten oder zum Beispiel der Nachwuchs noch zu jung ist, um die Frage sicher zu beantworten.

Tabelle 15: Vergleich der Hofnachfolge zwischen BGA mit > bzw. < 500 kW Bemessungsleistung.

	Gibt es einen Hofnachfolger?		
	ja	ungewiss	nein
BGA ≤ 500 kW Bemessungsleistung	65 %	29 %	6 %
BGA > 500 kW Bemessungsleistung	75 %	25 %	0 %

Zukünftige Betriebsplanungen werden von den Betreibenden großer Anlagen eher vorgenommen als bei Kleinanlagenbetreibenden (vgl. Abbildung 34). Dabei wird für die meisten Großanlagen eine Zukunft in der Ausschreibung bzw. der Biomethanproduktion gesehen. Hier muss ergänzt werden, dass die Umfrage von einigen Teilnehmenden vor der Veröffentlichung der Entwürfe zur EEG Novelle 2021 erfolgte und viele Kleinanlagenbesitzer als Grund für keine oder eine weitere Nutzung der Biogasanlage die Ergebnisse der Novellierung des EEG im Jahr 2017 als Anhaltspunkt angaben. Dabei steht für einige Anlagenbetreibende heute schon fest, dass sie die EEG-Laufzeit ihrer Anlage nicht bis zum Ende ausschöpfen wollen.

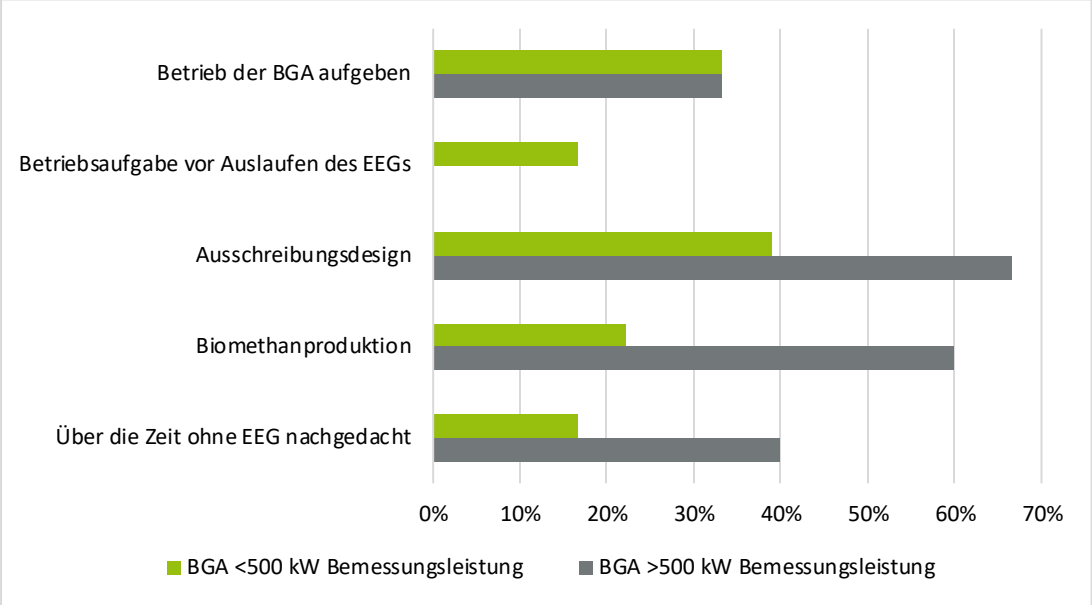

Abbildung 34: Zeit nach dem EEG im Vergleich zwischen BGA mit > bzw. < 500 kW Bemessungsleistung..

Die Ergebnisse für die einzelnen Betriebsleiter unterscheiden sich in den meisten Punkten nur geringfügig. Wesentliche Unterschiede zeigen sich in der Gewichtung Arbeitsplatzverluste (vgl. Abbildung 35). Dies spielt bei größeren Anlagen eine wichtigere Rolle als bei den kleineren. Umgekehrt steht die Nutzung von Gülle in Kleinanlagen stärker im Vordergrund, da diese mehr eigene Gülle einsetzen, Großanlagen beziehen mehr Gülle von anderen Betrieben. Dennoch wird es in beiden Gruppen mit über 50 % als ein zentraler Faktor gewichtet. Wie auch schon aus der Abbildung 32 zu erkennen ist, spielt die Wärmenutzung bei den Großanlagen eine wirtschaftlich wichtigere Rolle als bei den Kleinanlagen. Insgesamt ist die Biogasanlage für alle Betreibenden ein wichtiges Standbein des Gesamtbetriebes.

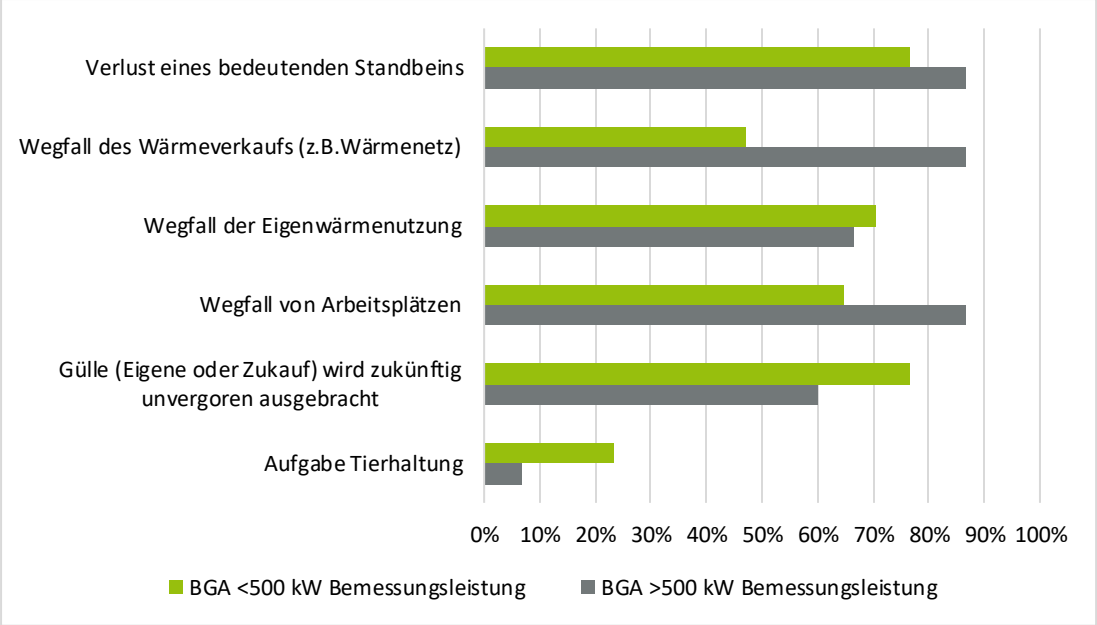

Abbildung 35: Folgen einer Stilllegung der BGA.

2.2.6 Post EEG aus Sicht der Holzwirtschaft

Das Projekt fokussiert v. a. auf Biogasanlagen, da diese den Bioenergieanlagenbestand im Stromsektor dominieren und die Geschäftsfeldkomplexität bei fester Biomasse weniger stark ausgeprägt ist.

In diesem Kapitel werden zum einen Ergebnisse des Projektes Altholz quo vadis[73] vorgestellt, die im Abschlussbericht des Projektes hinterlegt sind.[74] Zum anderen wurde die Situation von Anlagen betrachtet, die naturbelassenes Holz einsetzen. Für diese wurde in ergänzenden Experteninterviews von 4 Marktakteuren und dem Geschäftsführer des Fachverband Holzenergie (FVH[75]) weitere Standpunkte erhoben. Bei fester Biomasse muss auf Grund der Preisstruktur der Brennstoffe unterschieden werden zwischen Stoffströmen, die Kosten verursachen (Waldrestholz) und Stoffströmen, die Einnahmen generieren (Altholz).

Es gibt zwei zentrale Erkenntnisse des genannten Projektes Altholz quo vadis, die in BE20plus bzgl. der angenommenen Kosten, der möglichen Einnahmen und der Rückschlüsse auf die Handlungsempfehlungen eingeflossen sind. Die erste Erkenntnis ist, dass ohne Altholz-Heizkraftwerke in Deutschland ein Entsorgungsproblem entstehen wird (vgl. Abbildung 36). Etwa 9 – 10 Mio. t Altholz müssen energetisch verwendet werden, da die Holzwerkstoffindustrie nicht mehr Holz stofflich verwenden kann. Somit dürften die bei der Stilllegung von Bestandsanlagen freiwerdenden Stoffströme im Altholzsektor zur Verschiebung der Angebots-Nachfragesituation führen und damit marktgetrieben auch außerhalb des EEG eine energetische Nutzung wahrscheinlich machen.

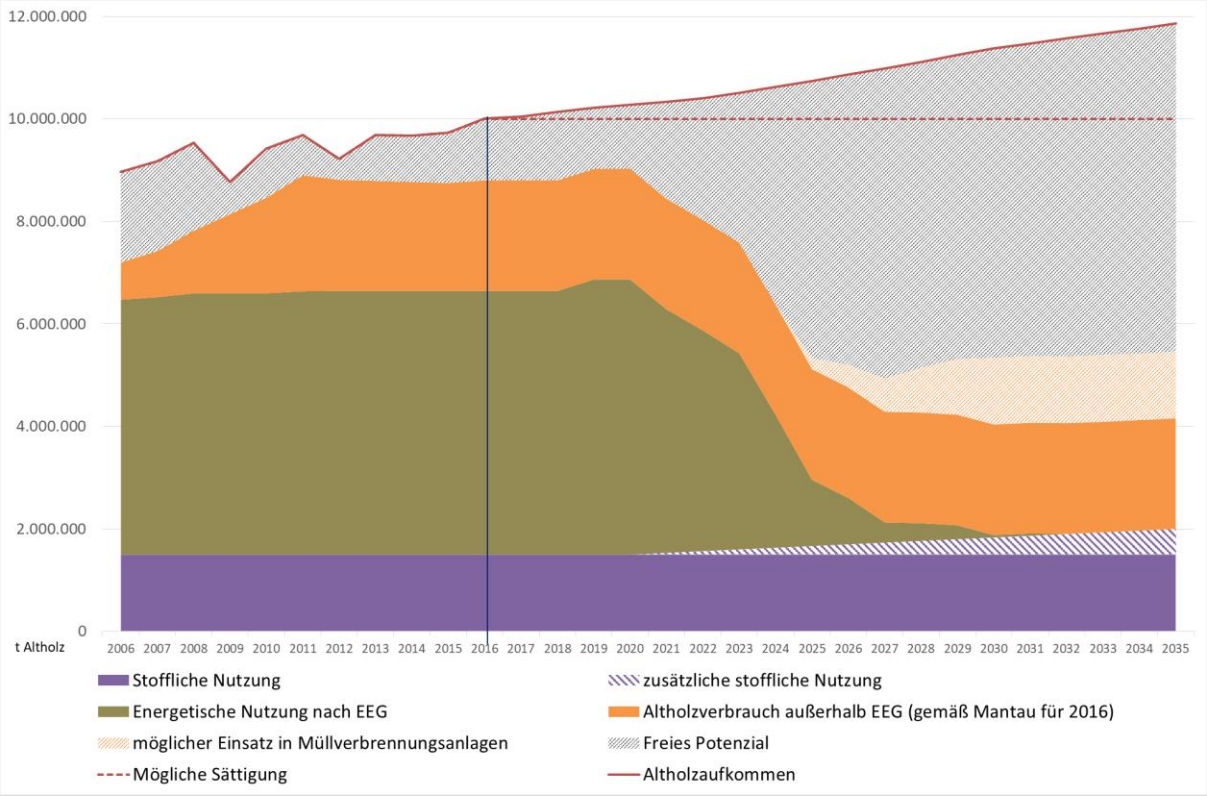

Abbildung 36: Aufkommen und Verbleib von Altholz Vergangenheit und Zukunft (Eigene Darstellung aus Vogler et al. 2020)

Die zweite zentrale Erkenntnis ist, dass Altholzheizkraftwerke bei dem aktuellen Altholzpreisniveau auch ohne eine Refinanzierung durch das EEG wirtschaftlich betrieben werden können, wenn eine ausreichende Wärmenutzung vorhanden ist, wie Abbildung 37 zeigt.

Bei den Berechnungen werden hier bei einer Nutzung von 40.000 MWh Wärme/Jahr Wärmeerlöse von 50 €/MWh für Privatkunden und 30 €/MWh für Industriekunden angesetzt. Bei einem derzeitigen mittleren Strompreisniveau von 40 – 50 € (base Preise 2017: -34,2 €/MWh; 2018: -44,47 €/MWh; 2019: -37,67 €/MWh) kann sich die Anlage direkt am Strom und Wärmemarkt refinanzieren, wenn der

[73] Vgl. z. B. Altholz quo vadis, FKZ 03KB134
[74] Vogler, C.; Wern, B.; Porzig, M.; Hauser, E.; Guss, H.; Baur, B.; Scholl, F.; Böffel, A.; Mechenbier, D. (2020): Altholz quo vadis. Abschlussbericht. Projekt gefördert vom BMWi, FKZ 03KB134, DOI: 10.13140/RG.2.2.22503.47526, IZES & Steag NE, Saarbrücken
[75] FVH – Fachverband Holzenergie im BBE

Holzmarkt Erlöse von 10 - 50 € bringt. Derzeit bietet der Holzmarkt Erlöse bis etwa 40 €. Die Abbildung zeigt, dass bei Neuanlagen mit einer Wärmeauskopplung und einem Strommarktpreis von 40 € ein Altholzpreis von 35 € ausreicht, um die Anlage zu refinanzieren.

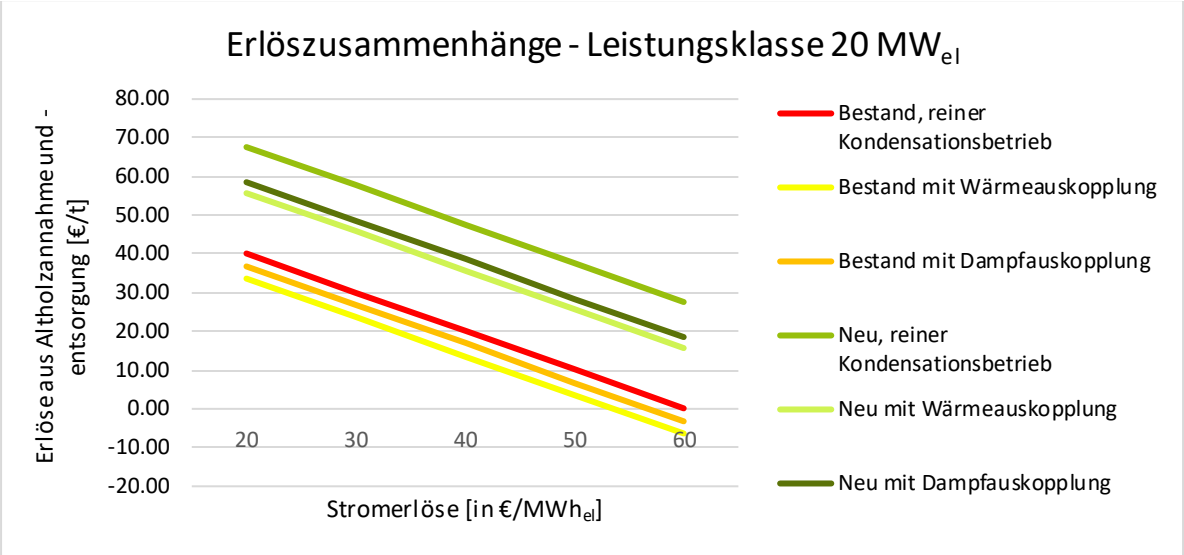

Abbildung 37: Erlöszusammenhänge je Anlagentyp - Leistungsklasse 20 MW_{el} (Eigene Darstellung aus Vogler et al. 2020)

Anders sieht es bei Anlagen für Waldrestholz aus. Diese benötigen für den Strom nach Branchenangaben aus den Experteninterviews mindestens 130 – 150 €/MWh Erlöse, um den derzeitigen Holzpreis und die weiteren laufenden Kosten zu refinanzieren. Auch bei Waldrestholzanlagen ist dabei eine gute Wärmenutzung unerlässlich für die Refinanzierung. Auch die jüngsten Ausschreibungsrunden zeigten, dass Waldrestholzanlagen im derzeitigen EEG-Regime durchaus wettbewerbsfähig sind. Alleine in Baden-Württemberg könnten sich nach Angaben der Umfrageteilnehmenden in den nächsten Jahren 50 MW an neuen Leistungskapazitäten ergeben. Bei neuen Projekten oder aber einer Fortführung von Anlagen in der Ausschreibung muss jedoch beachtet werden, dass die derzeitigen Holzpreise nur eine Momentaufnahme darstellen und die Preise vor allem durch ein hohes Angebot an Kalamitätsholz vergleichsweise niedrig sind. Oft decken die derzeitigen Preise nicht einmalmal die Kosten für den Holzeinschlag, das Holz wird trotzdem, vor allem aus phytosanitären Gründen verkauft. Somit sollten die Preise für Waldrestholz in den internen Projektierungen bei mindestens 40 €/t liegen, damit künftige Preisentwicklungen, also angenommene Preiskorrekturen nach dem Abbau der Angebotsüberhänge, in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen vorweggenommen werden.

Da sich die Refinanzierung von Waldrestholzanlagen v. a. auf das EEG stützt, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Anlagen bei steigender Bemessungsleistung. Dies hat zwei Gründe: Zum einen sind die Holzheizkraftwerke technologiebedingt nicht so flexibel wie die Biogasanlagen, Auf und Abfahrprozess nehmen mehr Zeit ein und erhöhen den Verschleiß durch thermischen Stress. Zusatzerläse an den Regelenergiemärkten oder eine preisgeführte Stromvermarktung wie bei Biogasanlagen steht Holzenergieanlagen in der Form also nicht zur Verfügung. Da die maximale Bemessungsleistung im Rahmen des Ausschreibungsdesigns begrenzt ist, ist für einige Anlagen eine Drosselung der Jahreslaufzeit erforderlich, wodurch weniger Deckungsbeitrag aus der Strom- und Wärmevermarktung generiert wird. Da Holzheizkraftwerke diese erzwungene Flexibilität aber nicht adäquat durch Zusatzerlöse am Spot-Markt oder die Vermarktung von Regelenergie kompensieren können, gilt es diesen Effekt bei einer geplanten Laufzeitverlängerung angemessen zu berücksichtigen.

2.2.7 Zusammenfassendes Fazit

Die zukünftigen Chancen für landwirtschaftliche Anlagen und für Abfall-basierte Anlagen im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse sind sehr unterschiedlich. Die Folgen eines Rückganges von Bioenergieanlagen in der Landwirtschaft und Abfallsektor würden deutliche Effekte nach sich ziehen.

So würden im landwirtschaftlichen Bereich bis 2030 etwa 1,6 Mio. ha landwirtschaftliche Nutzfläche für den Anbau von Biogassubstraten frei werden, wenn eine konservative Entwicklung des Gesamtbestandes unterstellt wird. Laut der im Projekt durchgeführten Umfrage würden auf den meisten dieser freiwerdenden Flächen anstatt dessen Marktfrüchte produziert werden, um die wegfallenden Erlöse aus der Veredelung der Biogassubstrate zu kompensieren. Den Hoffnungen vieler Akteure, dass Landwirte die Flächennutzung zu Gunsten des Naturschutzes extensivieren, spiegelt sich in der Umfrage nicht wieder. Zudem würden 40 – 50 Mio. Tonnen Gülle und Mist weniger in Biogasanlagen verwertet werden, mit negativen Auswirkungen auf die Reduktion der THG-Emissionen aus diesen Reststoffen.

Im Bereich des Altholzes würde in Deutschland ein Entsorgungsproblem entstehen, wenn die anfallenden Althölzer nicht mehr in dem Maße wie heute energetisch verwendet würden und keine Neuanlagen als Ersatz für zurückgebaute Altanlagen errichtet würden.

In Bezug auf die künftigen Möglichkeiten von Bestandsanlagen können für das Geschäftsfeld Regelenergie am ehesten die SRL als Zukunftsoption angesehen werden. Während die geringen Zukunftsaussichten für Einkommensbeiträge aus der MRL vor allem mit der schwindenden Bedeutung dieses Regelenergiesegments zu betrachten sind, sind es in der PRL vor allem die Konkurrenz durch Batteriespeicher, die die kurzfristige Flexibilität in diesem Segment besser bereitstellen können. Zusätzlich gibt es in der SRL mit abschaltbaren Lasten und Power-to-Gas weitere Konkurrenztechnologien. Anders als bei PRL und MRL spricht aber keiner der befragten Interviewpartner*innen den Biogasanlagen in diesem Segment gänzlich ab, in Zukunft dort eine Rolle zu spielen. Zusammengenommen passen das die Hemmnisse dieses Geschäftsfeldes auch zu den Aussagen der „freien Antworten", dass Regelenergie eher Zusatzerlöse generiert. Das lenkt zum einen den Fokus des Geschäftsfelds Flexibilisierung auf die Kurzfristmärkte, in denen nach Einschätzung der Interviewpartner*innen insbesondere die MRL zunehmend aufgeht und zum anderen auch auf die Wärmevermarktung, da dieses Koppelprodukt hohe Erlöse verspricht.

Diese Wärmenutzung ist für alle Anlagentypen als *„conditio sine qua non"* zu betrachten, da bei alleiniger Stromvermarktung kein wirtschaftlicher Betrieb zu erwarten ist. Ohne Wärmenutzung wären selbst Altholz(heiz)-kraftwerke nicht wirtschaftlich, die über Entsorgungserlöse sogar negative Brennstoffkosten vorweisen können. 50 % der Bioenergieanlagen haben theoretisch die Möglichkeit, sich an ein Wärmenetz anzuschließen. Die in Teilvorhaben 5 dazu durchgeführte GIS-Analyse wurde unter Einbeziehung von ökonomischen Kriterien (z. B. upper caps für Streckenführungen) und technischen Kriterien (z. B. Wärmedichten) durchgeführt. Betriebswirtschaftliche Kriterien und Kriterien der Akzeptanz bei Bürgern oder Anlagenbetreibenden sind nicht Teil der Analyse gewesen, womit die reale Erschließbarkeit nochmals unterhalb der ermittelten Potentiale liegen dürfte. Anlagenbetreibende ohne aussichtsreiche Wärmevermarktungsoptionen sollten alternativ das Geschäftsfeld der Umrüstung von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethan prüfen. Insgesamt stellt das Geschäftsfeld „Biogasaufbereitung" bzw. „Methanisierung" nicht nur eine Chance für „Post-EEG-Anlagen" dar. Neben der Tatsache, dass die Finanzierung durch das EEG für große Teile des Anlagenparks in den 2020er Jahren ausläuft, zeigt sich, dass der Biogasanlagenbestand einen systemisch wünschenswerten Beitrag zur Defossilisierung des Gassektors leisten kann[76].

Dies ist auch vor dem Hintergrund des erst jetzt beginnenden Markthochlaufs für H_2 im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie zu sehen[77]. Mit der rezent gegebenen Verfügbarkeit des vorhandenen Biogasanlagenparks sind beide Strategien somit komplementär und das Geschäftsfeld Methanisierung bietet eine interessante Möglichkeit der Biogasverwertung. Schließlich hängt das Geschäftsfeld Biogasaufbereitung von der CO_2-Bepreisung, den Primärenergiefaktoren (PEF) des

[76] Matschoss P, Pertagnol J, Wern B, Bur A, Baur F, Dotzauer M, Oehmichen K, Koblenz B, Khalsa J, Korte K, Purkus A, Thrän D, Gawel E 2019: *Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen (MakroBiogas). Wirkungsabschätzung des EEG.* Gefördert durch das BMEL, Saarbrücken, Leipzig, Berlin. doi:10.13140/RG2.2.13184.17920

[77] BMWi (Hg.) 2020: *Die nationale Wasserstoffstrategie*. BMWi. Juni 2020. Berlin

Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und der THG-Minderungsquote der Mineralölunternehmen im Rahmen der Zielerfüllung der europäischen erneuerbaren Energien Richtlinie II (sog. RED II) ab. Somit sind für die nächsten zwei Jahre bis 2022 viele Weichenstellungen zu erwarten, die die Marktentwicklung im Biomethansektor wesentlich beeinflussen werden.

In Abbildung 38 sind die derzeitigen Gestehungskosten inkl. der Kapitalkosten für drei Anlagentypen im Bereich Biogas abgebildet. Die teuersten Biogasanlagen („Gülleanlagen“) weisen Gestehungskosten von 18 – 27 Cent/kWh auf, eine 500 kW landwirtschaftliche Biogasanlage von 18 – 23 Cent/kWh sowie eine Bioabfallanlage von 13 – 18 Cent/kWh. Ohne eine Refinanzierung über das EEG sind Gülleanlagen und die landwirtschaftliche Biogasanlage nicht refinanzierbar, da hier nur Erlöse von ca. 4 Cent/kWh am Strommarkt sowie 1 - 8 Cent pro kWh am Wärmemarkt und zusätzlich Erlöse aus der Flexibilisierung von 0,1 – 0,8 Cent/kWh zu erzielen sind. Zusätzliche Einnahmen sind je nach Region möglich über die Vermarktung von Gärresten (ebenfalls etwa 1 Cent/kWh) oder Maßnahmen im Bereich des Wasserschutzes (ebenfalls etwa 1 Cent/kWh)[78]. Die Erlösmöglichkeiten neben dem EEG reichen derzeit also nur für Bioabfallanlagen und Altholzheizkraftwerke.

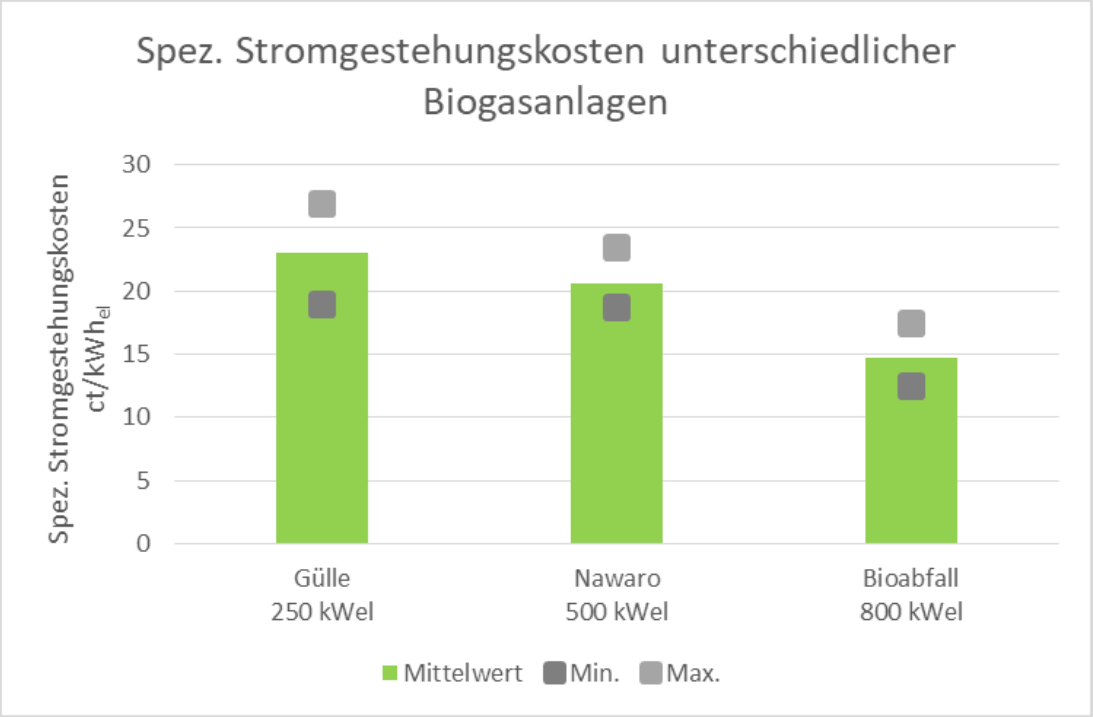

Abbildung 38: Stromgestehungskosten unterschiedlicher Biogasanlagen (angelehnt an DBFZ 2019)[79]

Somit sind die Perspektiven der Anlagenbetreibenden sehr stark auf das EEG gerichtet, für dessen Ausgestaltung die Politik verantwortlich ist, dazu liefert das folgenden Kapitel entsprechende Impulse.[80]

[78] Vgl. Matschoss P, Pertagnol J, Wern B, Bur A, Baur F, Dotzauer M, Oehmichen K, Koblenz B, Khalsa J, Korte K, Purkus A, Thrän D, Gawel E 2019: *Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen (MakroBiogas). Wirkungsabschätzung des EEG.* Gefördert durch das BMEL, Saarbrücken, Leipzig, Berlin. doi:10.13140/RG2.2.13184.17920

[79] DBFZ (2019): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau ISSN 1862-4804

[80] Matschoss, M.; Wern, B.; Baur, F. (2020): Die Rolle des Biogases in der Energiewende. October 2020, ET, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 70. Jg. (2020), Heft 10:37 - 41

2.3 Teilvorhaben 3: Referenz- und Trendszenarien (IER)

2.3.1 Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Die spezifischen Ziele des Teilvorhabens des IER lagen in der Entwicklung, Analyse und Bewertung von Entwicklungskorridoren für Bioenergieanlagen (Strategien), ausgehend vom heutigen Stand, in Form von Referenz- und Trendszenarien. Hierfür war folgender Arbeitsplan vorgesehen:

Entwicklung, Analyse und Bewertung Referenzszenarien:

- Entwicklung und Formulierung des Referenzszenarios 2035 zur Stromerzeugung und KWK aus Biomasse inkl. Anpassung und Erweiterung der Modellspezifikationen durch technischen Fortschritt (mit AP 1.1)
- Modellierung und Analyse des Referenzszenarios im Hinblick auf Systembeiträge und Systemkosten (aus Investitionen und Betrieb) der Bioenergietechnologien
- Bewertung des Referenzszenarios in Bezug auf Flexibilitätspotentiale, Systembeiträge und Kostenentwicklung

Entwicklung, Analyse und Bewertung Trendszenarien:

- Modellgestützte Analyse und Evaluierung der Auswirkungen auf den Stromsektor – Zielerreichung für den Anteil erneuerbarer Energien, Emissionsbilanz, Versorgungssicherheit
- Modellgestützte Analyse und Evaluierung der Auswirkungen auf den Wärmesektor – Bioenergie-KWK-Technologien
- Systembeiträge und Systemkosten durch Bioenergie – Steigerung der Wertigkeit der Bioenergie durch Flexibilisierung, Klimaschutz und Wertschöpfung
- Parametervariationen und Sensitivitäten – Entwicklung von Alternativszenarien (in Zusammenarbeit mit allen Partnern) Berücksichtigung von Anlagenkosten, Substratkosten, Pachtkosten, etc.

Darüber hinaus waren weitere Beiträge in den Schwerpunkt-Arbeitspaketen der Partnern vorgesehen.

Bearbeitete Arbeitspakete

- AP 1.2 Referenzszenario Energiewende bis 2035
- AP 3.1 Trendszenarien 2035 unter Anwendung der Geschäftsmodelle aus AP 2

Da es im IER-Teilprojekt um eine sogenannte ‚Brownfield'-Betrachtung ging – hierbei wird in der Szenarioanalyse der bestehende Anlagenpark mit seinen heute bekannten Eigenschaften und Parametern berücksichtigt - wurden die Arbeitspakete AP 1.2 und AP 3.1 gleichzeitig bearbeitet, da die Modellparametrierung bzw. -anpassung szenarioabhängig ist.

2.3.2 Szenarioentwicklung und Parametrierung

Ein Teilziel im Rahmen des Projektes war es - mit Blick auf das Energiesystem und ausgehend vom heutigen Stand - Entwicklungskorridore für Bioenergieanlagen im Rahmen des Gesamtenergiesystems zu analysieren und zu bewerten. Für die hierfür im AP 1.2 bzw. AP 3.1 erarbeiteten Referenz- bzw. Trendszenarien (I & II) lag der Fokus auf der Analyse und Bewertung des Einsatzes und Zubaus von Bioenergieanlagen zur Bereitstellung von Elektrizität und KWK-Wärme innerhalb der Grenzen des Energiesystems in Deutschland.

Von Seiten des IER wurden folgende Begrifflichkeiten mit Blick auf die Erarbeitung von Szenarien vorgeschlagen (vgl. Abbildung 39) und verwendet:

- Deskriptor: Beschreibende Größe (z. B. THG-Emissionen)
- Parameter: Zustand eines Deskriptors (% Reduktion gegenüber Bezugsjahr 1990)
- Parametrierung: Versehen eines Parameters mit Werten (z. B. - 40 %, - 55 %)

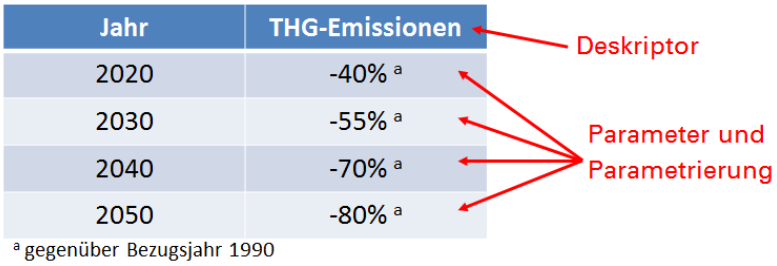

Abbildung 39: Exemplarische Darstellung der Klärung von Begrifflichkeiten anhand der Zielsetzungen zur Minderung von THG-Emissionen in Deutschland gegenüber dem Referenzjahr 1990

Es existiert eine Vielzahl an Studien, welche sich mit Fragestellungen zur Entwicklung des Energiesystems und / oder Szenarioanalysen beschäftigen. Hierzu zählen z. B.[81],[82],[83],[84],[85],[86],[87],[88]. Allerdings fehlen in diesen Studien sehr häufig eine ausreichende Berücksichtigung der Flexibilität, insbesondere für Bioenergietechnologien im Energiesystem, und zum anderen eine detaillierte Betrachtung der Entwicklung des gesamten und bestehenden Anlagenbestandes. Im BE20Plus-Projekt waren beide Aspekte einbezogen.

Deskriptoren

Deskriptoren werden für die Beschreibung von Szenarien herangezogen (vgl. Abbildung 39). Sie wurden auch für die Definition des Referenzszenarios in AP 1.2 und der Trendszenarien in AP 3.1 ausgewählt und mit spezifischen Parametern beschrieben. Die im Projekt verwendeten Deskriptoren mit ausgewählten Kategorien sind in Tabelle 16 aufgelistet.

[81] Öko-Institut / Fraunhofer ISI: Klimaschutzszenario 2050. 2.Endbericht. 18.Dezember 2015. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin 2015.
[82] FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien. Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030. Januar 2016. München 2016.
[83] Nitsch, Joachim: Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. 17.Februar 2016. Stuttgart 2016.
[84] Nitsch, Joachim: Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt. Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung. 12.Mai 2017. Stuttgart 2017.
[85] Pfluger, Benjamin/Tersteegen, Bernd/Franke, Bernd: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. September 2017. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg 2017.
[86] Pfluger, Benjamin/Tersteegen, Bernd/Franke, Bernd: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 2: Modelle und Modellverbund. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg 2017.
[87] Agora Energiewende: Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Stromwelten 2050 - Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen. Analyse. Januar 2017. Berlin 2017.
[88] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Projekte "Langfrist- und Klimaszenarien": Übergreifende Einordnung. Untersuchungsgegenstand, Szenarioarchitektur und Aussagekraft der Szenarien. 30. August 2017. Berlin 2017.

Tabelle 16: Übersicht über Deskriptoren und ihre Kategorien für die Szenarienbildung im Projekt

Deskriptoren	Kategorien			
	Energie- und klimapolitische Ziele	**Verbrauch**	**Erzeugung**	**Weitere Faktoren**
	Atomausstieg	Primärenergieverbrauch	BM-Anlagenpark	CO_2-Preise
	Kohleausstieg	Endenergieverbrauch	BM-Potentiale	BM-Preise
	THG-Emissionen	Bruttostromverbrauch	EE-Anlagenpark	Fossile Brennstoffpreise
	EE-Anteile	Endenergieverbrauch Wärmezwecke	Fossiler Anlagenpark	
		Endenergiebedarf Verkehr	Kurz-, Mittel- und Langfristspeicher	

Es wurde ein „Referenzszenario“ (REF) erarbeitet, welches die zukünftige Entwicklung auf der Grundlage der heute absehbaren und bis heute auf den Weg gebrachten Entscheidungen im Energiesystem repräsentiert. In Kooperation mit den Partner*innen wurden in AP 1.1 die technischen Entwicklungspotentiale und in AP 1.3 die möglichen Entwicklungspfade bei den Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen berücksichtigt. Das Referenzszenario REF geht davon aus, dass die aktuellen energie- und klimapolitischen Ziele und damit die Energiewendeziele erreicht werden. Etwaige aktuelle Trends der realen Entwicklungen, die mögliche Abweichungen von der Zielerreichung anzeigen (z. B. bzgl. der Verfehlung des THG- Minderungsziel ggü. Bezugsjahr 1990) wurden in der Szenarioformulierung nicht berücksichtigt.

Es werden die aktuellen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen des Bundesumweltministeriums[89] sowie die im Koalitionsvertrag 2018 dokumentierten Zielsetzungen[90] berücksichtigt. Die Entwicklung des Strom- und Fernwärmeverbrauchs wurde nachfolgend auf das Szenario Klima-17 HEFF[91] angesetzt.

Über das Modellierungstool E2M2-Bio erfolgt modellendogen eine simultane Ermittlung des Anlageneinsatzes und des Zubaus an Erzeugungskapazitäten für die verschiedenen Szenarien. Bei der Modellierung wurden die gegenwärtig gebauten und in Betrieb befindlichen Energieerzeugungsanlagen entsprechend ihres Einsatzplanes mitgeführt und für die Ermittlung der (freien) Potentiale für Neubauten berücksichtigt (sog. ‚Brownfield‘-Ansatz). Für das Technologieportfolio wurden Investitions- und Betriebskosten sowie weitere technische Parameter (vgl. Kap. 2.3.3) im Modell hinterlegt.

Technisch-ökonomische Parameter der erneuerbare-Energien-Technologien (EE-Technologien).

Die Festlegungen zu Investitions- und Betriebskosten für die EE-Technologien wurden auf Grundlage eines Vergleichs ausgewählter Studien getroffen. Eine Vergleichbarkeit der getroffenen Kostenannahmen ist dennoch nur eingeschränkt möglich, da jeweils unterschiedliche Rahmensetzungen etc. zugrunde liegen. Um die Konsistenz der Datengrundlagen zu gewährleisten, wurde daher eine Festlegung auf eine der ausgewählten Studien vorgenommen und diese als Datenbasis für das Modell herangezogen. Es wurde für die Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten eine Kostendegression für das Jahr 2050 ggü. 2013 zwischen 32 % und 53 % je nach Technologie, nach [92] angenommen (vgl. Tabelle 26).

[89] Bundesumweltministerium (BMU), www.bmu.de: Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 (2019).
[90] CDU, CSU, SPD: Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU, SPD. 19. Legislaturperiode. Berlin 2018.
[91] Nitsch, Joachim: Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt. Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung 2017.
[92] Schröder, Andreas/Kunz, Friedrich/Meiss, Jan/Mendelevitch, Roman/vonHirschhausen, Christian: Current and prospective costs of electricitygeneration until 2050. Berlin 2013.

Technisch-ökonomische Parameter der Bioenergietechnologien

Im Projekt wurde von allen Partner*innen ein einheitliches Technologieportfolio verwendet. Dieses war in Projekttreffen abgestimmt worden und wurde durch das DBFZ und das IER mit technischen und auch ökonomischen Parametern beschrieben. Die Angaben zu Investitions- und Betriebskosten für Bioenergietechnologien wurden sowohl für das Referenz- als auch die Trendszenarien erarbeitet und den Modellrechnungen zugrunde gelegt. Dies bezog auch die Clusterung der Bioenergietechnologien anhand der technisch-ökonomischen Charakterisierung ein, da die Bioenergie im Zentrum des Projektes stand und ein einheitliches Datengerüst im gesamten Projekt genutzt werden sollte. So sollte gewährleistet sein, dass die Ergebnisse der Betriebsperspektive mit der Systemperspektive vergleichend diskutiert werden kann.

CO_2-Preise: Es wurden zunächst die historischen CO_2-Preise nach[93] als Grundlage herangezogen. Mit Blick auf die langfristigen Zielsetzungen zur Minderung der THG-Emissionen sowie dem im Koalitionsvertrag formulierten Klimaziel, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C und möglichst auf 1,5 °C begrenzen, wurden im Rahmen der Trendszenarien daraufhin auch höhere CO_2-Preise als im aktuellen Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) berücksichtigt sind.

Biomassepreise: Entsprechend einer Entscheidung im Projektteam wurde für das Referenzszenario in Anlehnung an das Projekt BioplanW (FKZ: 03KB113) ein Anstieg der Biomassepreise von 3 % jeweils innerhalb eines Jahres berücksichtigt (vgl. hierzu auch Annahmen im Projekt BioplanW) [94].

Fossile Brennstoffpreise Die Großhandelspreise (Jahr 2016) wurden dem World Energy Outlook 2017 entnommen. Bzgl. künftiger Preisentwicklungen wurde das dort beschriebene Szenario „New Policies“ gewählt, das ein Mittel darstellt, zwischen den Szenarien „Current Policies“ und „Sustainable Development“.

Um den gesamten Bestand des Anlagenparks mit zu betrachten, wurden Daten zum Bestand der konventionellen Energieträger und andere erneuerbarer Energien recherchiert und aktualisiert[95]. Der Bestand an Bioenergieanlagen wurde von Arbeiten des DBFZ im AP 1.1 (vgl. Abbildung 3) übernommen.

Szenarioarchitektur

Ziel der Szenarioarchitektur im Projekt war es, mit Blick auf das Energiesystem und ausgehend vom heutigen Stand, Entwicklungskorridore für Bioenergieanlagen zu identifizieren, zu analysieren und schließlich zu bewerten. Der Fokus lag hier auf der Analyse und Bewertung des Einsatzes und Zubaus von Bioenergieanlagen zur Bereitstellung von Elektrizität und KWK-Wärme innerhalb der Systemgrenzen bzw. des Strom-Wärmesystems Deutschland.

Die Szenarioarchitektur (vgl. Abbildung 40) besteht aus einem Referenzszenario (REF) mit der Bezeichnung „Flexibilisierung Anlagenbetrieb“ und enthält die unten dargestellten Eigenschaften und Parameter. Vom Referenzszenario wurden zwei Trendszenarien TREND I und TREND II abgeleitet, die den möglichen zukünftigen Anlagenbestand bzw. hierfür typische Anlagenbetriebsparameter repräsentieren. Trendszenario I berücksichtigt dabei Veränderungen, die aus den Elektrizitäts- und Wärmemarkt selbst resultieren. Im Trendszenario II wurden auch Entwicklungen implementiert, die aus veränderten Rahmenbedingungen außerhalb des Strom- und Wärmemarktes resultieren, beispielsweise aus dem Naturschutzrecht.

[93] Pfluger/Tersteegen/Franke, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland [wie Anm. 21].
[94] Daniela Thrän/Nora Szarka/Henryk Haufe/Volker Lenz/Stefan Majer/Katja Oehmichen/Matthias Jordan/Markus Millinger/Rüdiger Schaldach/Jan Schüngel: DBFZ Report Nr. 36: BioplanW: Systemlösungen Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen - Schlussbericht (2020).
[95] BNetzA: Kraft-werks-lis-te Stand 07.03.2019 2019.

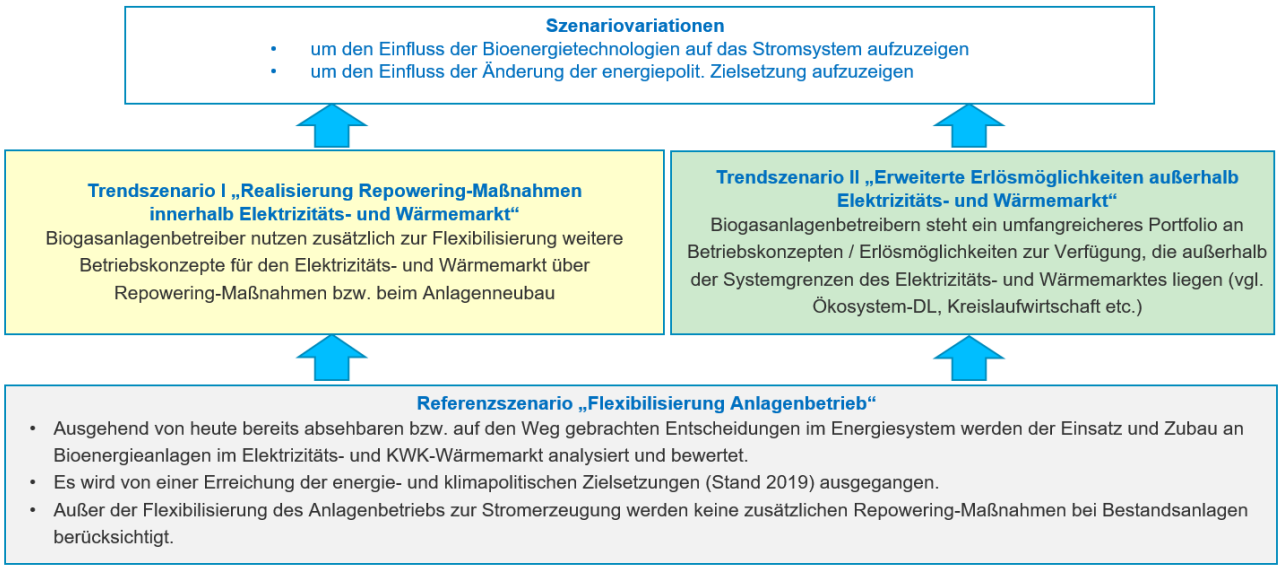

Abbildung 40: Szenarioarchitektur für die Systemmodellierung im Projekt BE20Plus

Die Trendszenarien wurden dafür entwickelt, die im AP 2 beschriebenen „Geschäftsfelder“ zu analysieren und zu bewerten. Im Trendszenario I wurde von den heute bereits absehbaren (Stand: Oktober 2019) bzw. auf den Weg gebrachten politischen Entscheidungen zur Transformation des Energiesystems ausgegangen. Dabei wurden Repoweringmaßnahmen zusätzlich zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebs zur Strom- und Wärmeerzeugung bei den bestehenden Bioenergieanlagen berücksichtigt. Im Trendszenario II wurden erweiterte Erlösmöglichkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Wärmemarkts modelliert und bewertet. Basierend auf den Ergebnissen aus dem AP 2 wurden neue Biogasgestehungskosten für Biogasanlagen berechnet und im Modell als Input verwendet, um die systemischen Effekte zu analysieren. Es wurde in allen Szenarien von einer Erreichung der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen als obligatorische Prämisse ausgegangen. Durch Sensitivitätsanalysen wurden Rahmenbedingungen geändert, um die Systemwechselwirkungen aufzuzeigen.

Repowering-Definition

Als Grundlage wurde die Repowering-Definition von[96] verwendet (vgl. Abbildung 41). Hier wurden zwei Hauptkategorien für Repowering definiert. Die erste Kategorie fasst die notwendigen Maßnahmen zum Weiterbetrieb der Anlagen zusammen, beispielsweise durch den Ersatz eines BHKWs oder die Anpassung der Anlage an neuen regulatorischen Anforderungen. Bei der zweiten Kategorie handelt es sich um zusätzliche Betriebsoptimierungsmaßnahmen, nämlich durch die Verbesserung der Betriebsprozesse, Kostenreduzierung durch Retrofit und die Umsetzung innovativer Anlagenkonzepte.

[96] Güsewell, Joshua/Härdtlein, Marlies/Eltrop, Ludger: A plant-specific model approach to assess effects of repowering measures on existing biogas plants: The case of Baden-Wuerttemberg. In: GCB Bioenergy 11 (2019), S. 85–106.

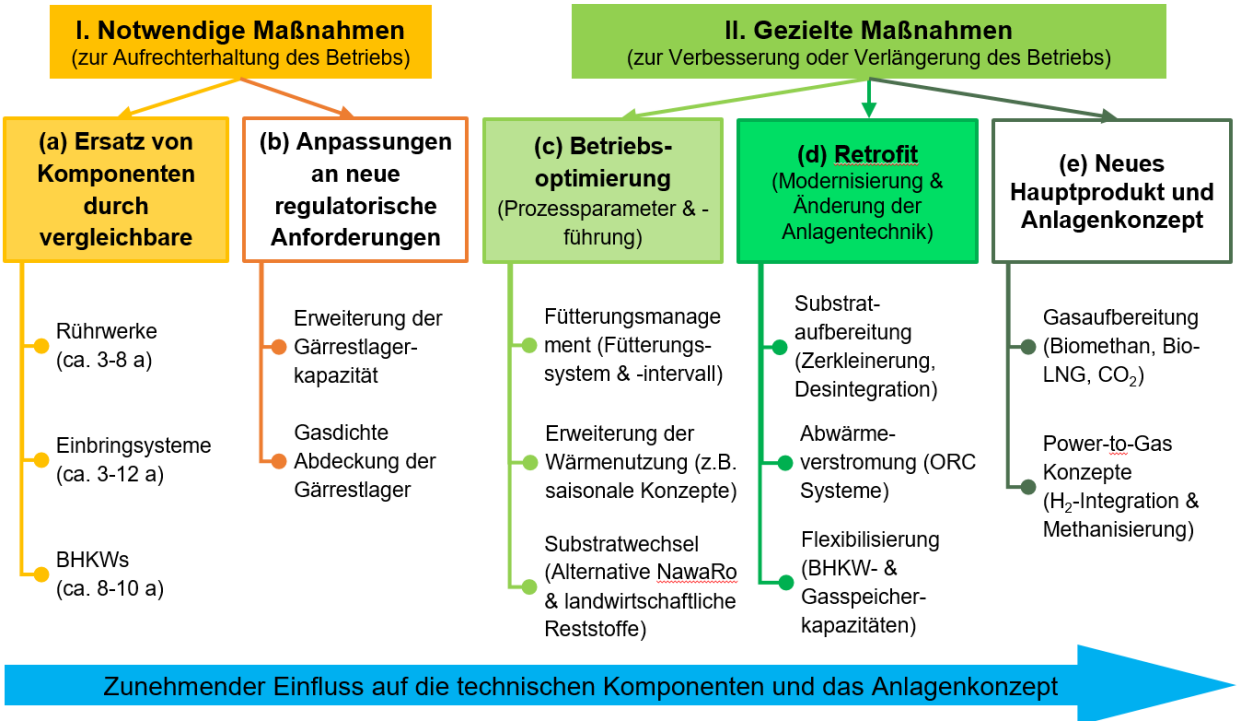

Abbildung 41: Definition von ‚Repowering' und Systematik für die Einordnung von Repoweringmaßnahmen einer Biogasanlage[97]

Das Strommarktmodell E2M2-Bio

E2M2 (European Electricity Market Model) ist ein Strommarktmodell welches am IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart) entwickelt wurde. Das Modell basiert auf einem fundamentalanalytischen Ansatz und wurde schon in verschiedenen Studien zur Untersuchung des Investitionsbedarfs an Integrations- und Flexibilitätsoptionen angewendet (z. B.[98]). Das zentrale Optimierungskriterium ist dabei die möglichst kostengünstige Deckung der Elektrizitäts-nachfrage, wobei sowohl Investitions- als auch Betriebskosten berücksichtigt werden. Der resultierende Bedarf an Kraftwerksneubauten und die Kosten zum Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze können ebenso wie die Anforderungen an eine intelligente Koordination und Steuerung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung überschlägig aus dem Modell abgeleitet werden. Die Hauptmerkmale sind in Tabelle 17 beschrieben.

Für die Untersuchung des Einsatzes der Bioenergie wurde das Modell E2M2 in eine Version mit höherem Detailgrad der Biogas- und anderer Bioenergieanlagen - E2M2-Bio, weiterentwickelt. Die Grundstruktur ist dieselbe, wie die des ursprünglichen Modells. Dabei spielt die Betrachtung der Flexibilität eine besondere Rolle. Die Schwankungen von fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Solarenergie, Windenergie), sind dabei die Haupttreiber des Bedarfs an Flexibilitätsoptionen. Um die dargebots-abhängigen Schwankungen der Leistungen von Wind- und PV-Anlagen als auch nachfrageseitige Schwankungen der Last ausgleichen zu können, sind in E2M2 verschiedene Flexibilitätsoptionen abgebildet. Hierzu zählen Flexibilitätsoptionen in der Stromerzeugung als auch der –nachfrage. Als Option zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage sind im Strommarktmodell zum Beispiel verschiedene Speichertechnologien modelliert.

[97] Güsewell J.: »Repowering Maßnahmen einer Biogasanlage«. Dokument. IER, Universität Stuttgart 2018.
[98] Sun, Ninghong/Ellersdorfer, Ingo/Swider, Derk: Model-Based Long-Term Electricity Generation System Planning under Uncertainty. In: The Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2008 (2008), S. 1298–1304; Sun, Ninghong: Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes. Kraftwerkseinsatz-planung und -investitionen. Dissertation. Stuttgart 2013; Steurer, Martin: Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation. Stuttgart 2016.

Tabelle 17: Hauptmerkmale und Steckbrief des verwendeten Modells (IER, [99])

E2M2		
Input	Modell	Output
Einsatzplanung • Einspeisung fEE • Existierender Kraftwerks-park • Techn. + ökon. Parameter Investitionen • Kraftwerke (konv. + EE) • Flexibilitätsoptionen Rahmenbedingungen • Elektrizitäts-/Wärmenach-frage • Politische Zielsetzungen Biomasse • Potentiale • Konversionstechnologien,	• Lineare Programmierung (LP/MIP) • Zielfunktion • Restriktionen (Lastdeckung, CO_2-Cap, Leistungsbilanz, Anteil EE) • Mehrstufig mehrperiodischer Modellansatz	• Kraftwerkspark • Dispatch/Einsatz (MIP) • Erzeugung • Systemkosten • Strompreise • Marktwert • Nutzung Bioenergie • Erschließung Wärme-regionen • Integrations-Kosten • Marktwert EE
Modellversion E2M2-Bio		
• Investitionsentscheidung als lineare Programmierung (LP) für Kraftwerke, erneuerbare Energien, Speicher, Net Transfer Capacity (NTC), weitere Flexibilitätsoptionen, und simultane Optimierung der Einsatzplanung (Linear Programming (LP)/ Mixed Integer Programming (MIP)) • Detailliert abgebildete Technologieoptionen zur Nutzung von Bioenergie • Erweiterungen zur modellendogenen Analyse der Sektorenkopplung Strom-Wärme • Myopische Optimierung auf jährlicher Basis mit stündlicher Auflösung		

Eine Erweiterung der Abbildung des KWK-Wärmemarktes im Strommarktmodell E2M2-Bio wurde im Rahmen einer projektbegleitenden Dissertation[100] begonnen und im Laufe des Projektes weiterentwickelt. Diese war notwendig, da herkömmliche reine Strommarktmodelle häufig die Vorteile der KWK-Anlagen, die zusätzlich Wärme auskoppeln können, vernachlässigen. Da sich dieses Projekt auf die Rolle der Biogasanlagen mit KWK-Option fokussiert, war es unerlässlich, die KWK-Wärme mit in das Modell endogen zu integrieren.

Im Gegensatz zur Elektrizitätsversorgung ist die Wärmeversorgung kleinräumiger strukturiert. Bei der Modellierung des Wärmemarktes ist es demnach wichtiger, regional differenzierte Strukturen zu berücksichtigen. Je höher die Auflösung, umso größer zwar der mögliche Detailgrad der Wärmenachfrage und -bereitstellung, aber umso größer ist auch der Recherche- und Rechenaufwand. Bei der Betrachtung auf nationaler Ebene ist eine extrem hohe Auflösung innerhalb eines eigenständigen Strommarktmodells aufgrund der notwendigen Daten und hoher Rechneranforderungen nicht umsetzbar.

Da in diesem Projekt der Fokus auf den Brownfield-Ansatz (d. h. mit Berücksichtigung der Bestandsanlagen) fällt, wurde als Kompromiss zwischen Rechenaufwand und bereitgestellter Information, Deutschland als eine homogene Bedarfsregion mit verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien und Wärmeversorgungsaufgaben aggregiert abgebildet. Diese Aggregation wird als Wärmelastprofil mit 8.760 Einzelstunden eines Referenzjahres abgebildet.

[99] Fleischer, Benjamin: Modellvorstellung E2M2-Bio. Stakeholder-Workshop BE20Plus. Berlin 2018.

[100] Fleischer, Benjamin: Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft. Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland. Dissertation. Stuttgart 2019.

Es wurden zunächst die Bereiche Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) und Industrie für die Abbildung der Wärmenachfrage modelliert. In Haushalten und GHD wird der Wärmebedarf hauptsächlich zur Raumwärme und Warmwasser benötigt. In der Industrie wird neben dem Niedertemperaturwärmebedarf zusätzliche Prozesswärme mit Temperaturen weit über 100 °C (Hochtemperatur) benötigt. Zudem sind die erforderlichen Wärmeniveaus je nach Prozess sehr weit aufgefächert. Auf Grund des hohen Implementierungsaufwandes und begrenzter Fokussierung auf den Industriebereich wurde auf eine derart detaillierte Unterteilung verzichtet und für die Industrie lediglich ein Wärmebedarf von Temperaturen unter 100 °C berücksichtigt.

Modellanpassungen, -ergänzungen und Parametrierung für BE20Plus

Um die Bewertung des im Projekt verwendeten Referenzszenarios sowie der Trendszenarien (vgl. AP 3.1) vornehmen zu können, war es notwendig, das vorhandene Strommarktmodell in verschiedenen Punkten zu erweitern. So mussten beispielsweise Anpassungen vorgenommen werden, um das Modell in eine ‚Brownfield'-Konfiguration (also mit Berücksichtigung der Parameter für Bestandsanlagen) umzustellen. Nebenbei wurden Eingangsdaten sowohl für Bioenergietechnologien als auch für andere konventionelle bzw. erneuerbare Kraftwerke für den Strom- und Fernwärmemarkt recherchiert und aktualisiert.

Im Modell wird zwischen zwei wesentlichen Erzeugungsarten für KWK-Anlagen unterschieden: i) Biogasanlagen sowie ii) Holzheizkraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung. Für jede Erzeugungsart wird weiterhin zwischen Bestand, Repowering und Neubau differenziert. Dies wurde im Modell implementiert, damit sowohl die verfügbaren Potentiale als auch die unterschiedlichen Kosten für diese drei Unterkategorien an Anlagen detaillierter abgebildet werden können und Aussagen über die Bestandsentwicklung bzw. den Neubau getroffen werden können. Darüber hinaus wurden auch Modellgleichungen zur Fragestellung des Projektes angepasst.

Bei der Umstellung des Modells zur Brownfield-Konfiguration wurde auch das Konzept für ein Repowering von Bioenergieanlagen angepasst. Der Zeitpunkt der Investitionen in Repoweringmaßnahmen bzw. dem Anlagen-Neubau in der Post-EEG-Phase hat einen starken Einfluss auf die Modellierungsergebnisse. Da im Modell E2M2-Bio myopisch („kurzsichtig") gerechnet wird, d. h. ohne eine Vorausschau und Berücksichtigung von Entscheidungen für die Zukunft. Deshalb wurden im Projekt Überlegungen zu Investitionszeitpunkten, Lebensdauer der BHKW, Überbauungsgrade, Potentiale, und Anlagentypen gemacht und im Modell implementiert, um unerwünschte Effekte z. B. der ‚lost-opportunity-Effekt des myopischen Ansatzes bei der Modellierung zu reduzieren. Weiterhin wurden Anpassungen bei der Berücksichtigung des Biogaspotentials gemacht. Es wird nun im Modell in drei Kategorien gemäß nachfolgender Formel eingeteilt:

$$pot_{tot} = pot_{exist,rep} + pot_{neu}$$

Pot_{tot} = Gesamtpotential
$Pot_{exist,rep}$ = genutztes Potential durch Anlagen und Repoweringmaßnahmen
Pot_{neu} = noch nicht verwendetes Potential, das neu verwendet werden kann

Biomassepotential-Kennzahlen wurden aus der verfügbaren Literatur übernommen (vgl. Tabelle 18)

Tabelle 18: Annahmen zur Biomassepotential im Projekt BE20Plus nach[101]

	2020	2030	2040	2050
∑ Abfall [PJ/a]	891	898	899	900
-davon Fest	739	748	746	744
-davon gasförmig	152	150	153	156
∑ NawaRo [Mio. ha]	2,7	3,2	3,4	3,6
-davon energetisch	2,3	2,6	2,6	2,6
-davon max. gasförmig	1,25	1,25	1,25	1,25
-davon stofflich	0,4	0,6	0,8	1,0

1. Biogaspotential für bestehenden Anlagen, basierend auf die heutige Biomasseverfügbarkeit, und Biogasproduktion nach Anlagenklasse
2. Biogaspotential für Repowering von Bestandsanlagen, abhängig vom freien Potential des Anlagenbestandes, innerhalb der Anlagenklasse (vgl. Abbildung 42)
3. Biogaspotential für Neubau (freies Potential)

Modellbezogene Anpassungen für die Berücksichtigung von Repowering

Nachfolgend auf diesen Überlegungen wurde die Nutzung von Biogas im Rahmen des EEG bzw. auch der im EEG 2017 möglichen Verlängerung der Vergütungszeiträume um 10 Jahre im Rahmen einer erfolgreichen Teilnahme am Ausschreibungsdesign und unter Berücksichtigung von Repowering-Optionen gemäß der Darstellung in Abbildung 42 im Modell implementiert.

Die Repoweringmaßnahmen sind bei diesem Szenario auf die 10-Jahre Lauzeitverlängerung beschränkt, die das gegenwärtige EEG bietet (vgl. Abbildung 42) und wurden als Investitionsoption für die bestehenden Bioenergieanlagen im E2M2-Bio integriert. Aus Modellierungsperspektive darf in der EEG-Laufzeitverlängerung sowohl in Repoweringmaßnahmen (innerhalb der Größenklasse) auch in neue Anlagen (unabhängig von der Größenklasse) investiert werden. Nach Ablauf der 10-Jährigen Laufzeitverlängerung wird das in den Bestandsanlagen gebundene Biomassepotential für neue Biogasanlagen frei, so dass das Modell damit in Neuanlagen investieren kann. Die Investitionsoptionen für neue Anlagen werden dabei im Modell nur gezogen, wenn sie aus einer systemischen Perspektive kostengünstig sind.

[101] Nitsch et al., Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. [wie Anm. 29]; Nitsch, Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt. [wie Anm. 20].

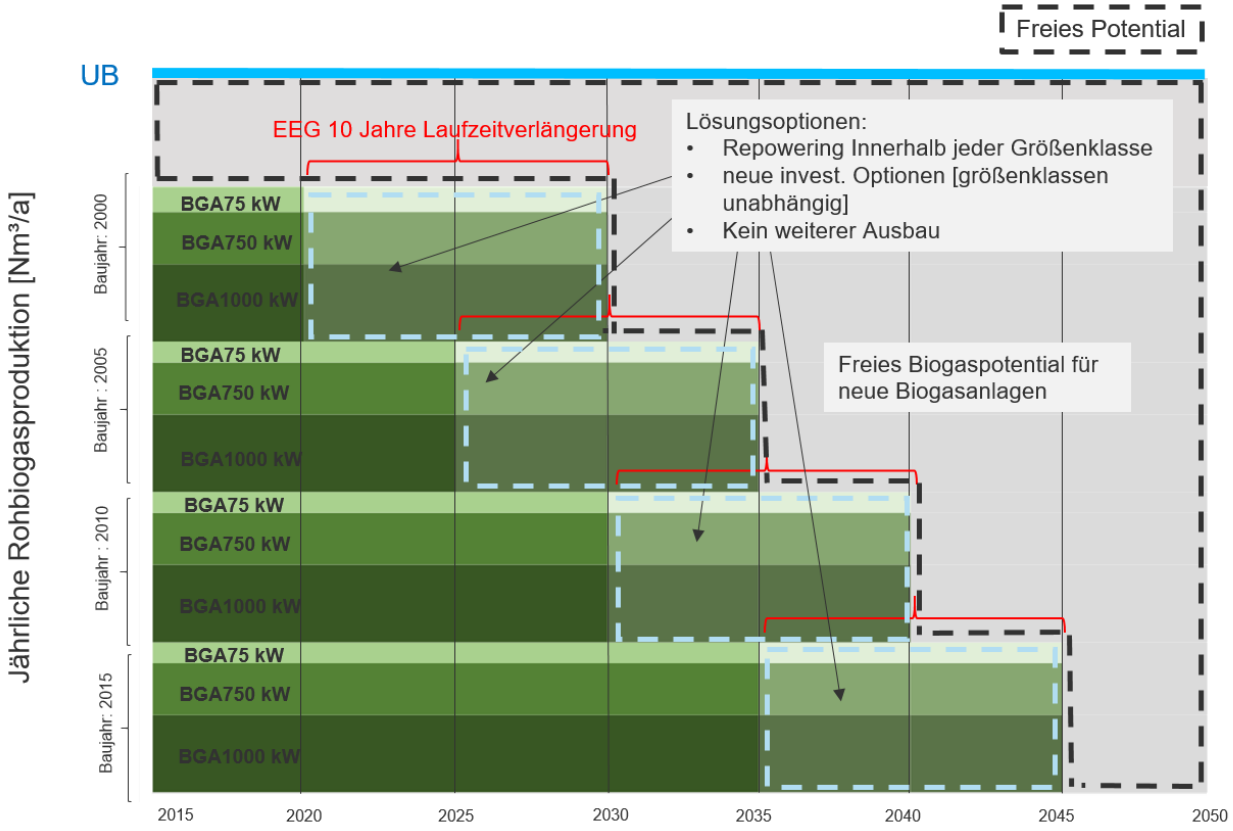

Abbildung 42: Konzept zur Umsetzung des ‚Brownfield'-Ansatzes im Modell E2M2-Bio zur Szenarioanalyse unter Berücksichtigung des bestehenden Anlagenparks. Es sind besonders die Invest- und Divest-Möglichkeiten, die das Modell berücksichtigt, dargestellt.

Die Repoweringmaßnahmen wurden dem Modell in den Brennstoffkosten als Eingangsparameter hinterlegt, da das Modell E2M2-Bio zwischen Gasgestehungskosten und Investitionen für BHKW differenziert. Die Gasgestehungskosten für Rohbiogas enthalten technische und bauliche Investitionen einerseits für die Substrate (Anbau, Grundstück, Ernte, Aufbereitung, Lagerung, Logistik), andererseits für den Betrieb der Biogasanlage, namentlich der Anlagenteile für die anaerobe Fermentation (Fermenter, Gasspeicher, Gärbehälter und Nachgärer, Pumpen, etc.) (Repowering-Dimension I). Dazu sind noch die fixen bzw. variablen Kosten berechnet (z. B. Wartung / Instandhaltung, Personal, Labor, Versicherung bzw. Substratkosten) (Repowering-Dimension II). Zur Strom- und Wärmeerzeugung aus dem Rohbiogas werden im Modell die Investitionen für die BHKW unabhängig von der Biogasanlage abgebildet. Sie enthalten nämlich die BHKW-Investitionen und die fixen bzw. variablen Kosten und werden nach[102] berechnet. Repoweringmaßnahmen führen zu geringeren Rohbiogaskosten, d. h. dem Modell stehen durch Repowering (Repowering-Dimension II) beim BHKW günstigere Brennstoffkosten zu Verfügung (vgl. Abbildung 41).

Im Gegensatz zum Neubau einer Biogasanlage fallen beim Repowering keine Grundstückskosten an. Teilweise reduzieren sich auch Kosten, die auf bauliche Investitionen bzw. Planung und Genehmigung bezogen sind. Für die Berechnung der Gestehungskosten wird nach VDI 6025 die Methode „Levelized Costs of Electricity" (LCOE) zur Berechnung der Rohbiogaskosten herangezogen. Datengrundlagen für die Berechnungen wurden nach [103] [104] (vgl. Tabelle 19 für die Rohbiogasgestehungskosten).

[102] ASUE: BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten (2014).
[103] Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Rostock 2016; KTBL: Faust-zahlen Biogas. Darmstadt 2013; Biogas-Messprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich, hrsg. v. FNR 2009.
[104] Faustzahlen Biogas, hrsg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. Darmstadt 2013.

Tabelle 19: Gestehungskosten (in €/MWh) für Rohbiogas für die berücksichtigten unterschiedlichen Biogas-Anlagenklassen

In [€/MWh]	Anlagenkategorien		
Anlagenklasse	**EXIST**	**REP**	**NEW**
BIOGAS75	83,4	55,6	83,4
BIOGAS250	67,4	50,2	67,4
BIOGAS500	65,4	52,1	65,4
BIOGAS750	65,1	52,1	65,1
BIOGAS800	64,9	52,2	64,9
BIOGAS1000	64,7	52,2	64,7
BIOGAS1600	62,9	52,7	62,9

2.3.3 Technische und Ökonomische Daten

BHKW-Investitionskosten

Da das Modell E2M2-Bio zwischen Gasgestehungskosten und Gasnutzung im BHKW differenziert, liegt bei der Arbeit des IER ein besonderer Fokus auf den BHKW. Die Flexibilisierung des Anlagenbestandes bzw. das Repowering und Investitionen in flexible Anlagen hängen ja auch stark von diesen Komponenten ab. Abbildung 43 zeigt z. B. den Zusammenhang zwischen durchschnittlichen Volllaststunden im Jahr und der technischen Lebensdauer.

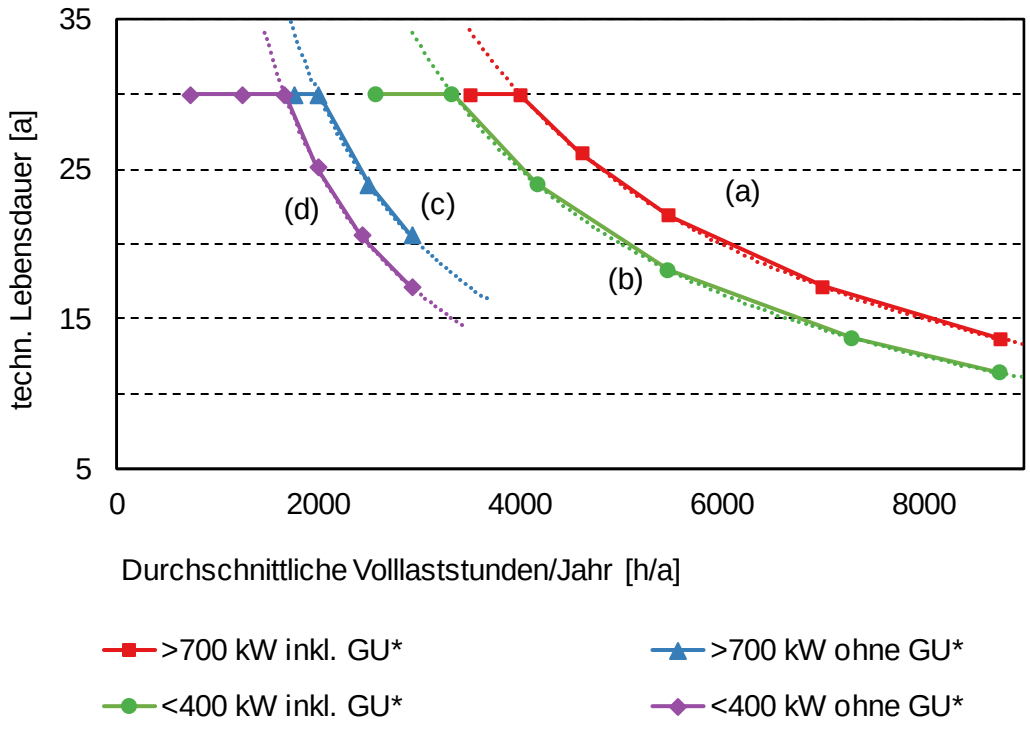

Abbildung 43: technische Lebensdauer von BHKW in Abhängigkeit der Nennleistung und der jährlichen Volllaststundenzahl (Quelle: IER, 2019) *GU = Generalüberholung (große Revision bzw. Generalüberholung (GU) nach definierter Betriebsstundenzahl, danach Weiterbetrieb

Danach wurden die folgenden Überlegungen bzw. Kennwerte für BHKW im Modell implementiert. Die maximale technische Lebensdauer eines BHKWs wird mit 60.000 Betriebsstunden angesetzt. Dies entspricht, je nach Fahrweise und flexiblen Betrieb, bis zu 29 Jahren Lebensdauer. Der Zusammenhang zwischen Volllaststunden und der technischen Lebensdauer (vgl. Abbildung 43) wurde im Projekt anhand von Arbeiten aus dem BMWi-Projekt OptiSys (FKZ: 03KB129-A) angesetzt.

Im Projekt BE20plus wurde einheitlich von einer Flexibilisierung der Anlagen bis maximal zu einer 5-fachen Überbauung ausgegangen. Dazu werden Berechnungen und BHKW-Kenndaten aus[105] herangezogen (vgl. Tabelle 20: Technische und ökonomische Parameter zur Bestimmung der Stromgestehungskosten in den Referenzbiogasanlagen (nach).

Bei einer 5-fachen Überbauung kann mit einer technischen Lebensdauer eines neuen BHKWs von bis zu 30 Jahren gerechnet werden. Allerdings ist eine Neu-Investition in ein BHKW beim Repowering erst nach 10 Jahren vorgesehen, und wird erst nach Erreichung der Lebensdauer einer bestehenden Anlage umgesetzt. Dies bedeutet, dass der Zeitpunkt für Neuinvestitionen in ein BHKW für die Umrüstung einer bestehenden BGA entscheidend ist (vgl. Abbildung 44).

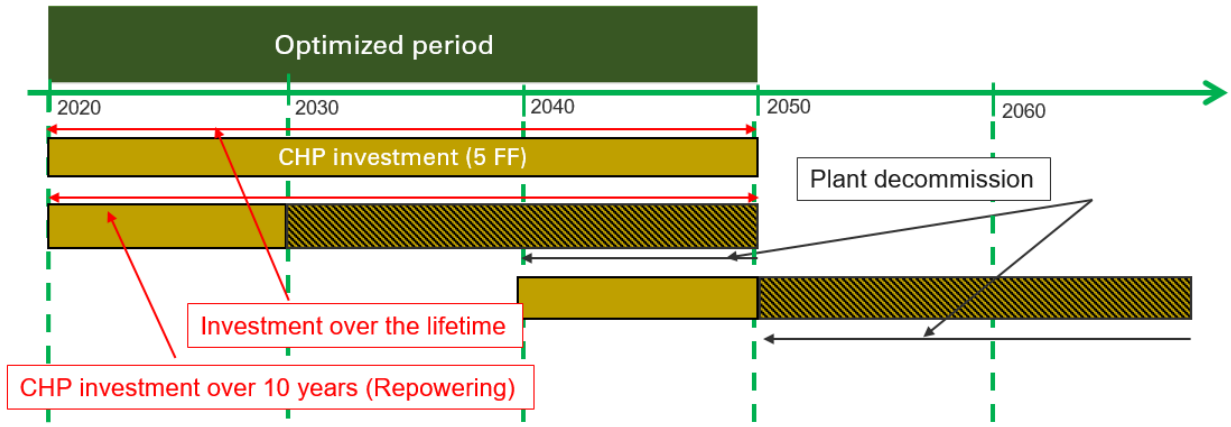

Abbildung 44: Grafische Darstellung zu Implementierung des Zeitpunktes einer Investition (neues BHKW) für Repowering und Neubau im Modell E2M2.

Deshalb werden im Modell Repoweringmaßnahmen einer Biogasanlage erlaubt, bevor diese ihre Lebensdauer erreichen (Trendszenarien). Ein Restwert wird hier aber nicht berücksichtigt, da eine genaue Abschätzung des Restwertes eines BHKW in der Zukunft mit großen Unsicherheiten behaftet ist und bei der volkswirtschaftlichen Optimierung die Brennstoffkosten für Biogasanlagen und nicht der Restwert des BHKW der entscheidende Faktor ist. Der Restwert hat über die restlichen 5 bis 20 Jahren je nach Überbauungsgrad nur geringe bis gar keine Effekte auf die Modellergebnisse.

Alle technischen und ökonomischen Daten, Annahmen und Parameterfunktionen zur Berechnung der Stromgestehungskosten von Biogasanlagen sind in Tabelle 20 dargestellt.

[105] ASUE, BHKW-Kenndaten 2014/2015 [wie Anm. 43].

Tabelle 20: Technische und ökonomische Parameter zur Bestimmung der Stromgestehungskosten in den Referenzbiogasanlagen (nach [106])

		BGA 75			BGA 250			BGA 500			BGA 1000			BGA 2000		
	Clustergrenzen [kW]	50-75			76-325 kW			326-750			751-1.500			1.501-2.000		
	Überbauungsgrad (FF)	FF1	FF2	FF5	FF1	FF2	FF5	FF1	FF2	FF5	FF1	FF2	FF5	FF1	FF2	FF5
BHKW	Lebensdauer [a]	13	23	29	13	23	30	13	27	30	15	27	30	15	27	30
	Elektr. Maximalleistung [MW_{el}]	0,1	0,2	0,4	0,3	0,5	1,3	0,6	1	2,5	1,1	2	5	2,2	4	10
	Max. Wirkungsgrad [%]	37	38	40	39	40	42	40	42	43	42	43	45	43	44	46
	Stromkennzahl	0,78	0,82	0,9	0,87	0,93	1,01	0,93	0,99	1,08	1	1,06	1,15	1,06	1,12	1,22
	Max. Wärmeleistung [MW_{th}]	0,11	0,18	0,42	0,31	0,54	1,24	0,59	1,01	2,32	1,1	1,9	4,36	2,07	3,56	8,19
	Verfügbarkeit [%]	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
	Mindestbetriebsdauer [h]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Mindeststillstandsdauer [h]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BHKW + Peripherie	Investitionsausgaben [k€ MW_{el}^{-1}]	2.882	2.388	1.778	1.928	1.606	1.204	1.530	1.295	968	1.455	1.160	827	1.036	861	638
	Var. Kosten [€ MW_{el}^{-1}]	15	16	16	11	10	10	10			9			9		
	Fixe Kosten [€ kW_{el}^{-1} a^{-1}]	174	106	49	88	52	22	60			33			14		
Speicher	Inv. Kosten [k€ MWh^{Hi-1}]	30	23	16	18			14			9			13		
	Energieeinhalt [$MWh_{[Hi]}$]	1	1	1	1			1			1			1		
Anlage	Flex-Faktor (FF)	1,1	2	5	1,1			2			5			1,1		
	Eigenstrom [%]	2	2	2	2			2			2			2		

[106] Fleischer, Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft [wie Anm. 41].

Investitionen für weitere Bioenergietechnologien

In Tabelle 21 sind die Parameter für die weiteren Bioenergieanlagen, bes. Holz-HKW zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 21: Investitionen für Holz-[107]

	Holz-HKW groß	Holz-HKW klein
Lebensdauer [a]	20	20
Max. Wirkungsgrad [%]	33	28
Verfügbarkeit [%]	0,93	0,93
Elektr. Maximalleistung [MW_{el}]	10	5
Max. Wärmeleistung [MW_{th}]	18	11,5
Inv. Kosten [€/kW_{el}]	3.300	3.800
Fixe Kosten [€/kW_{el}^{-1} a^{-1}]	53	66
Var. Kosten [€/MW_{el}]	8,4	9,5

Technologieneinsatz Bestandsanlagen Bioenergie

Im Arbeitspaket AP 1.1 wurde vom DBFZ für die EEG-Anlagen ein Strukturmodell des Bioenergieanlagenbestandes erstellt. Der Gesamtbestand wurde dazu in 20 Anlagengruppen unterteilt und für jede Gruppe eine Referenzanlage beschrieben (vgl. Kap. 2.1.1). Zusätzlich zu dieser Clusterung werden die 20 Anlagengruppen für die Modellierung mit E2M2-Bio nach Anlagenklasse (vgl. Tabelle 20) und Inbetriebnahmejahr (vgl. Tabelle 22) aggregiert.

[107] Fleischer, Benjamin: Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft. Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland 2019 (2019).

Tabelle 22: Aggregierung nach Inbetriebnahmejahr der 20 Anlagencluster

Zeitliche Aggregierung	
Cluster	Inbetriebnahmejahre der Anlagen
2000	1998 – 2002
2005	2003 – 2007
2010	2008 – 2012
2015	2013 – 2017

Weitere Technologien

Für eine genaue Betrachtung des bestehenden Anlagenkraftwerksparks und die Entwicklung des Stromsystems nach 2020 wurden Schnittstellen identifiziert und im Workshop mit Experten validiert. Hierbei handelte es sich um insbesondere um die Anpassung der Kostenstrukturen verschiedener Technologien (z. B. Wind- und PV-Anlagen, Speicher, P2H und Wärmespeicher). Außerdem wurden weitere Datenanpassungen vorgenommen, beispielsweise der schrittweise Ausstieg aus der Braun- und Steinkohle bis 2038. Hierbei wurde der aktuelle Plan des Bundesumweltministeriums [108] herangezogen, bei dem jährlich etwa 2 GW an Kohlekraftwerkskapazitäten stillgelegt werden (vgl. Abbildung 45).

[108] Bundesumweltministerium (BMU), Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 [wie Anm. 25].

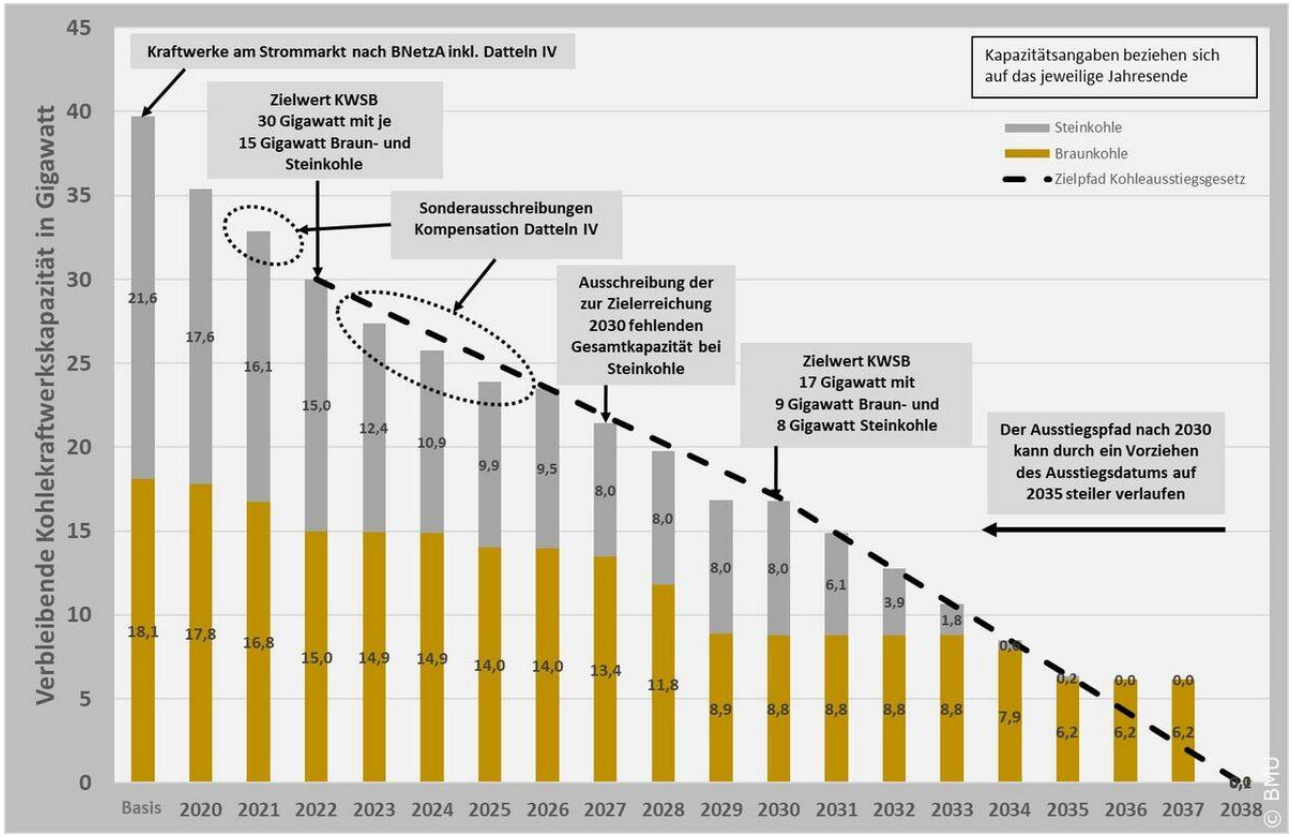

Abbildung 45: Berücksichtigung des schrittweisen Ausstieges der Braun- und Steinkohle im Modell E2M2, nach[109]

[109] Bundesministerium für Umwelt: Infografik zum Kohleausstieg. Fragen und Antworten zum Kohleausstieg in Deutschland (https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/fragen-und-antworten-zum-kohleausstieg-in-deutschland/, zuletzt aufgerufen am 11.11.2020).

Konventionelle Energieträger

Die Daten für die Investitionen der konventionellen Energieträger wurden anhand der am IER berechneten Werte übernommen[110].

Tabelle 23: Kostenübersicht konventioneller Großkraftwerke zur Stromerzeugung nach[111]

	Investitionskosten [€·kW$_{el}^{-1}$]	Jährliche Fixkosten [€·kW$_{el}^{-1}$·a^{-1}]	Variable Kosten [€·Mw$_{el}^{-1}$]	Wirkungsgrad [%]
Steinkohle*	---	---	---	---
Braunkohle*	---	---	---	---
Erdgas GuD	780	22	1,5	61
Erdgas GT	400	15	1,5	41
Kernkraft*	---	---	---	---

*Im Projekt BE20Plus wurden wegen des Kern-, Stein- und Braunkohleausstieg keine neuen Investitionen für die jeweiligen Technologien berücksichtigt.

Tabelle 24: Kostenübersicht konventioneller Kraftwerke zur Strom- und Wärmeerzeugung nach[112]

	Investitionskosten [€·kW$_{el}^{-1}$]	Jährliche Fixkosten [€·kW$_{el}^{-1}$·a^{-1}]	Variable Kosten [€·Mw$_{el}^{-1}$]	Wirkungsgrad [%]
Steinkohle klein*	---	---	---	---
Steinkohle groß*	---	---	---	---
Braunkohle*	---	---	---	---
Erdgas GuD klein	1.200	26	1,8	50
Erdgas GuD groß	1.100	24	1,6	52
Erdgas Spitzenkessel	92	2,6	0,2	90

*Im Projekt BE20Plus wurden wegen des Kern-, Stein- und Braunkohleausstieg keine neuen Investitionen für die jeweiligen Technologien berücksichtigt.

[110] Fleischer, Benjamin: Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft. Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland. Dissertation. Stuttgart 2019; Hofer, C./Fahl, U./Gaschnig, H./Hufendiek, K./Maier, B./Pahle, M./Pietzcker, R./Quitzow, R./Rauner, S./Sehn, V./Thier, P./Wiesmeth, M.: Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg. Das Kopernikus-Projekt ENavi DIE TRANSFORMATION DES STROMSYSTEMS MIT FOKUS KOHLEAUSSTIEG 2019.

[111] Fleischer, Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft [wie Anm. 41]; Hofer/Fahl/Gaschnig/Hufendiek/Maier/Pahle/Pietzcker/Quitzow/Rauner/Sehn/Thier/Wiesmeth, Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg [wie Anm. 52].

[112] Fleischer, Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft [wie Anm. 41]; Hofer/Fahl/Gaschnig/Hufendiek/Maier/Pahle/Pietzcker/Quitzow/Rauner/Sehn/Thier/Wiesmeth, Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg [wie Anm. 52].

Tabelle 25: Parameter innovative KWK-Technologien [113]

	Erdgas-BHKW	Heizstab
Lebensdauer [a]	30	20
Elektr. Maximalleistung [MW_{el}]	4	1
Elektr. Minimalleistung [MW_{el}]	2	0
Max. Wirkungsgrad	0,448	0,95
Min. Wirkungsgrad	0,433	0,95
Stromkennzahl	1,09	1
Max. Wärmeleistung [MW_{th}]	3,7	1
Investitionskosten [k€ MW_{el}^{-1}]	625,8	115
Var. Kosten [€ MW_{el}^{-1}]	7,18	0
Fixe Kosten [€ kW_{el}^{-1} a^{-1}]	40,54	1,4
Max. Flex-Faktor	5,8	
Min. Flex-Faktor	2,5	

Erneuerbare Energien

Die Daten zur Berücksichtigung der Investitionen in fluktuierende erneuerbare Energien (fEE) sind in Tabelle 26 dargestellt. Da das Modell E2M2-Bio die Besonderheiten der Netzverstärkungen oder -neubauten nicht abbildet, wurden die Mehrkosten des Netzausbaus nach[114] analysiert und auf die fEE umgelegt. Für die Berücksichtigung der Entwicklung der Investitionskosten der fEE wurde eine Degression nach[115] angesetzt.

[113] Fleischer, Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft [wie Anm. 41].
[114] Agora Energiewende: Transparenzdefizite der Netzregulierung. Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen 2015.
[115] Schröder/Kunz/Meiss/Mendelevitch/von Hirschhausen, Current and prospective costs of electricity generation until 2050 [wie Anm. 28].

Tabelle 26: Übersicht der berücksichtigten Kostenparameter für fluktierende erneuerbare Energien (fEE) nach [116] und [117]

	Investitions-kosten [€·kW$_{el}^{-1}$]	Jährliche Fixkosten [€·kW$_{el}^{-1}$·a^{-1}]	Kosten Verteilnetz [€·kw$_{el}^{-1}$]	Volllast-stunden [h]	Degression der Inv.-kosten 2050 ggü. 2013 [%]
Photovoltaik	1.000	15	238 / 119	950	53
Wind onshore	1.200	60	360 / 180	1.750	35
Wind offshore	2.800	112	2.520 / 180	4.000	32

Speicher- und PtX-Technologien

Ein verstärkter Zubau an FEE führt zu zeitlichen und räumlichen Differenzen zwischen Stromerzeugung und Nachfrage, die teilweise beträchtlich ausfallen können. Um dies auszugleichen, werden Speichermöglichkeiten in verschiedenen Größenordnungen (vgl. Tabelle 27) berücksichtigt. Neben der Stromversorgung muss auch der Bedarf an netzgebundener Wärme jederzeit gedeckt werden. Für die Wärmeerzeugung stehen im Modell konventionelle KWK-Anlagen, Holz- und Biogasanlagen als KWK-Technologien sowie die Möglichkeit der Umwandlung von Strom in Wärme über Heizstäbe oder Wärmepumpen zur Verfügung (vgl. Tabelle 28). Für eine Überproduktion der Wärme werden Wärmespeicher berücksichtigt (vgl. Tabelle 29)

Tabelle 27: Kostenübersicht der berücksichtigten elektrischen Speicher nach[118]

	Investitions-kosten [€·kW$_{el}^{-1}$]	Jährliche Fixkosten [€·kW$_{el}^{-1}$·a^{-1}]	Variable Kosten [€·Mw$_{el}^{-1}$]	Wirkungsgrad [%]	Energie zu Leistung
Größenklasse 1	714	10	2,5	81	2
Größenklasse 2	1059	10	2,5	81	7
Größenklasse 3	9219	10	2,5	81	500

Tabelle 28: Kostenübersicht von Power-to-Heat-Anlagen nach [119]

[116] Pfluger, Benjamin/Tersteegen, Bernd/Franke, Bernd: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie 2017; Agora Energiewende, Transaprenzdefizite der Netzregulierung [wie Anm. 56].
[117] Schröder/Kunz/Meiss/Mendelevitch/von Hirschhausen, Current and prospective costs of electricity generation until 2050 [wie Anm. 28].
[118] Fleischer, Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft [wie Anm. 41].
[119] Ebd.

	Investitions-kosten [€·kW$_{el}^{-1}$]	Nutzungsdauer	Jährliche Fixkosten [€·kW$_{el}^{-1}$·a^{-1}]	Wirkungsgrad [%]
Heizstab Größe 1	2100	34	2,4	39
Heizstab Größe 2	1900	30	2,2	43
Heizstab Größe 3	1800	32	2,2	42
Heizstab Größe 4	1200	26	1,8	50
Wärmepumpe Größe 1	1100	24	1,6	52
Wärmepumpe Größe 2	92	2,6	0,2	90
Wärmepumpe Größe 3	2100	34	2,4	39
Wärmepumpe Größe 4	1900	30	2,2	43

Tabelle 29: Kostenübersicht der berücksichtigten Wärmespeicher nach[120]

	Investitionskosten [€·kW$_{el}^{-1}$]	Jährliche Fixkosten [€·kW$_{el}^{-1}$·a^{-1}]	Wirkungsgrad	Speicherverluste/Tag [%]
Größenklasse 1	200	0,65	0,97	2,4
Größenklasse 2	150	0,6	0,97	2,4
Größenklasse 3	120	0,5	0,97	2,4
Größenklasse 4	90	0,3	0,97	2,4

2.3.4 Modellanalyse: Referenz- und Trendszenarien für das Strom- und Wärmesystem nach 2020

Im folgenden Kapitel werden Rahmenbedingungen zur Entwicklung der Stromnachfrage, Zielanteile erneuerbarer Energien und CO_2-Minderungsziele für die Beispiel Rechnungen zusammengefasst. Die klimapolitischen Ziele bis 2030 wurden nach [121] angesetzt. Ab 2030 erfolgte die Berechnung der EE-Anteile und CO_2 –Cap anhand einer linearen Extrapolation.

[120] Ebd.
[121] Bundesumweltminsterium (BMU), Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 [wie Anm. 25].

Tabelle 30: Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Szenarioanalyse[122]

Jahr	Stromnachfrage [TWh/a]	EE-Anteile	CO_2-Cap* Mio.t/a (ggü. 1990)
2020	597	40 %	238
2025	629	53 %	210
2030	660	65 %	183
2035	733	73 %	142
2040	806	80 %	100
2045	854	88 %	60
2050	901	95 %	18 (~95 %)

*CO_2-Cap wird im Modell als CO_2-Emissionobergrenze gesetzt.

Szenarienübersicht

In Tabelle 31 ist eine Beschreibung der gerechneten Szenarien im Zeithorizont 2020 – 2045 dargestellt. Das Szenario „ohne Bioenergie nach 2035“ OBM2035 wurde als Vergleichsbasis fürs Referenzszenario gerechnet.

Tabelle 31: Übersicht und Bezeichnung der Szenarien für die Beispiel-Ergebnisse

Szenario	Beschreibung
OBM2035	Szenario zur Beschreibung des Biogas-Anlagenparks, bei dem nach 2035 keine zusätzliche Biomasse eingesetzt wird. Die Möglichkeiten zur Anlagenflexibilisierung, Weiterbetrieb und Neubau sind ausgeschlossen.
REF	Außer der Flexibilisierung des Anlagenbetriebs werden keine zusätzlichen Repoweringmaßnahmen berücksichtigt
Trend I	Zusätzlich zur Anlagenflexibilisierung wird Repowering und Neubau erlaubt
Trend II	Es werden erweiterte Erlösmöglichkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Wärmemarkts

Referenzszenario REF und OBM2035

In Abbildung 46 ist als Ergebnis der Modellrechnungen die Summe der installierten Leistung aller Erzeuger für die zwei Szenarien OBM2035 und REF getrennt nach Energieträgern dargestellt. Das Ergebnis zeigt, dass durch die Biomasse-Nutzung bei gleicher Stromnachfrage die notwendige installierte Leistung gemindert wird. Im OBM2035-Szenario ist ein starker Ausbau an neuen Erdgaskapazitäten zu

[122] Nitsch, Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt [wie Anm. 27]; Nitsch, J./Pregger, T./Naegler, T./Heide, D./deTana, D. L./Trieb, F./Scholz, Y./Nienhaus, K./Gerhardt, N./Sterner, M./Trost, T./vonOehsen, A./Schwinn, R./Pape, C./Hahn, H./Wickert, M./Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global 2012; BMU: Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 2019.

verzeichnen, der auf den berücksichtigten Atom-, Braun- und Steinkohleausstiegs zurückgeführt werden kann. Im Referenzszenario (REF) ist zu sehen, dass der mit den Jahren ansteigende Bestand an flexiblen Bioenergie-Anlagen sowohl den Zubau an Erdgas-Kapazitäten als auch den Bedarf an Wärme- und Stromspeichern und P2H reduziert.

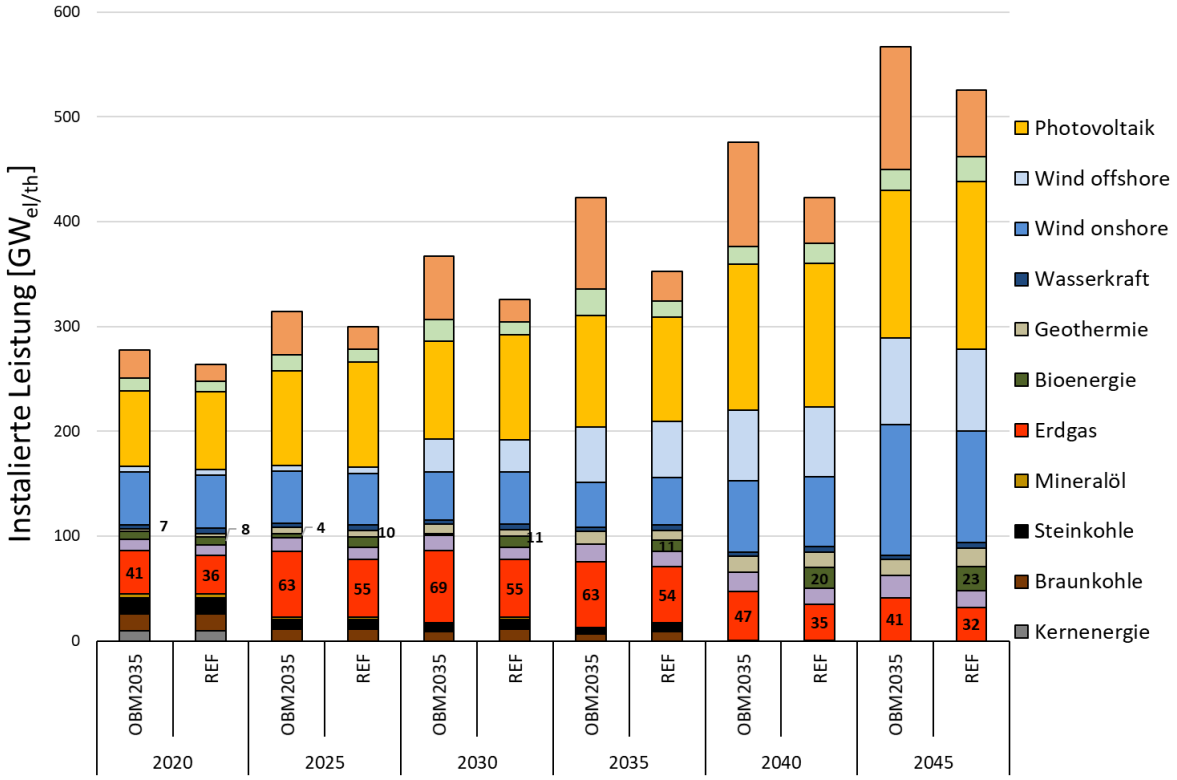

Abbildung 46: Entwicklung der installierten Leistung für Strom- und KWK-Technologien in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für das Referenz und OBM2035-Szenario

Ein nicht flexibler Einsatz von Bioenergie führt zu einem kompletten Rückgang der Bioenergienutzung. Die gleichzeitig sehr hohen Stromgestehungskosten der Grundlastanlagen sorgen dafür, dass mit abnehmenden Flexibilitätsgraden die Anzahl und damit die installierte Kapazität der Bioenergieanlagen abnimmt. Flexibilität ist danach eine entscheidende Eigenschaft, um eine Bestandssicherung für Bioenergieanlagen erreichen zu können. Die abnehmende Flexibilität wird durch stärker fluktuierende erneuerbare Energien und mehr Erdgaskapazitäten ersetzt, um das Ziel der erneuerbaren Energieanteile zu erreichen und die fehlende Flexibilität der Biomasse auszugleichen.

Im Referenzszenario REF ist der Effekt einer Flexibilisierung des Anlagenbestandes deutlich zu sehen. Die Anzahl der Bioenergieanlagen bzw. die installierte Kapazität sinken deutlich weniger zwischen 2020 und 2025 im Vergleich zu einer unflexiblen Abbildung. Dabei ist bereits eine Reduzierung bei der installierten Leistung an Erdgas um 5 bis 14 GW und Wärmespeichern um 11 bis 39 GW zwischen 2020 und 2030 zu sehen.

Eine Betrachtung der installierten Kapazität reicht für eine Bewertung jedoch allein nicht aus. In Abbildung 47 ist die erzeugte Strommenge für die zwei Szenarien OBM2035 und REF bei gleicher Stromnachfrage dargestellt.

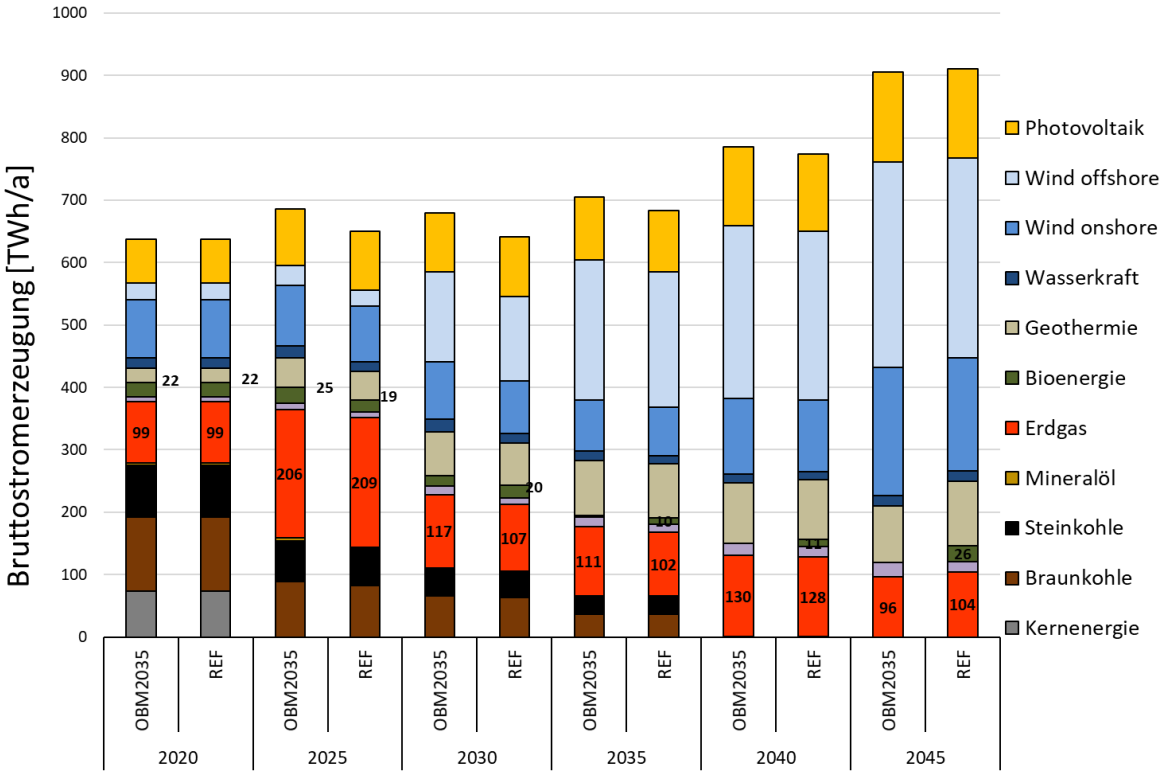

Abbildung 47: Entwicklung des Bruttostromerzeugung in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für das Referenz- (REF) und OBM2035-Szenario

Bis 2025 kann Erdgas die Flexibilität im System bereitstellen, ab 2030 (65 % EE) übernimmt das stärker die Biomasse. Dies tritt besonderes in der Post-EEG-Phase auf, in der ein hochflexibler Betrieb (bis zu einer 5-fachen Überbauung) der Bioenergieanlagen die Umsetzung des Braun- und Steinkohleausstieg und damit die Erreichung der klimapolitischen Ziele unterstützt.

Trendszenarien TREND I und II

Für die Modellierung des Trendszenario II wurde davon ausgegangen, dass die Erlösmöglichkeiten außerhalb des Strom- und Wärmemarktes zu einer Kostensenkung der Substrate führen. Allerdings ist die Quantifizierung dieser Reduktion auf nationaler Ebene sehr komplex, da der Bioenergie-Kraftwerkspark im Modell aggregiert klassifiziert ist (vgl. Tabelle 19). Aus diesem Grund wurde zur Vereinfachung der Modellberechnungen beschlossen, dieses Szenario für drei verschiedene Kostensenkungsmöglichkeiten (15 %, 25 % und 35 %) zu berechnen Ergebnisse dazu werden auf S. 90 & 91 dargestellt. Für den Vergleich der Trendszenarien werden in Abbildung 48 die 15 %-Variante vom Trendszenario II, Trendszenario I und Referenzszenario gegenübergestellt. Hier gilt das Referenzszenario REF als Vergleichsbasis.

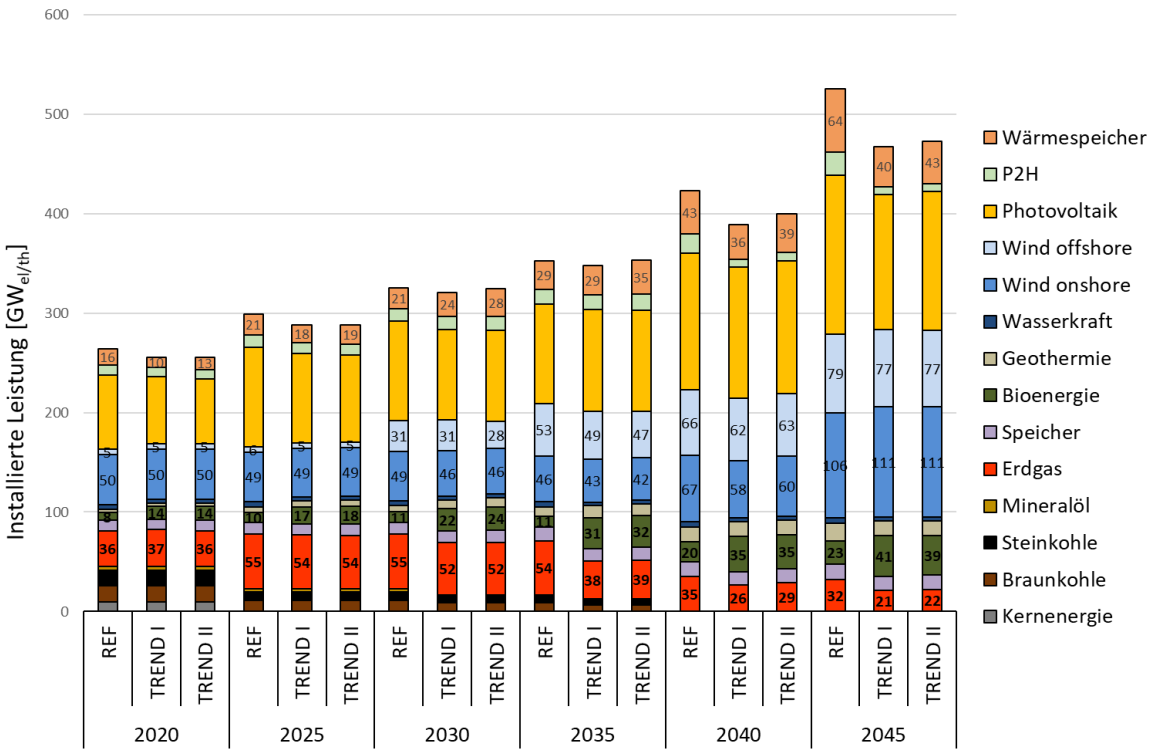

Abbildung 48: Entwicklung der installierten Leistung für Strom- und KWK-Technologien in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für die REF- und Trendszenarien I und II (Trend II: 15 % Reduktion der Rohbiogaskosten)

In beiden Trendszenarien ist eine Zunahme an Bioenergiekapazitäten ggü. dem Referenzszenario zu sehen. Dabei wird hier auch den Bedarf an Wärme- und Stromspeichern und P2H reduziert. Im Trendszenario I und II steigt der Anteil der Bioenergiekapazitäten zwischen 39 und 41 GW in 2045 an. Dies liegt daran, dass zusätzlich zur Flexibilisierung des Anlagenbestands, Repoweringmaßnahmen durchgeführt wurden und einige Anlagen von einem Weiterbetrieb profitiert haben. Bei der installierten Leistung fällt den Unterschied zwischen beiden Trendszenarien sehr gering aus.

Während die Stromerzeugung aus Bioenergie im Referenzszenario und im Trendszenario I in allen Jahren nahezu gleich ist (vgl. Abbildung 49), wird im Trendszenario II deutlich mehr Strom aus flexiblen Bioenergieanlagen erzeugt, obwohl die installierte Bioenergiekapazität in beiden Trendszenarien vergleichbar ist. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die Brennstoffkosten um 15 % niedriger sind und dass die Bioenergieanlagen hoch flexibilisiert sind.

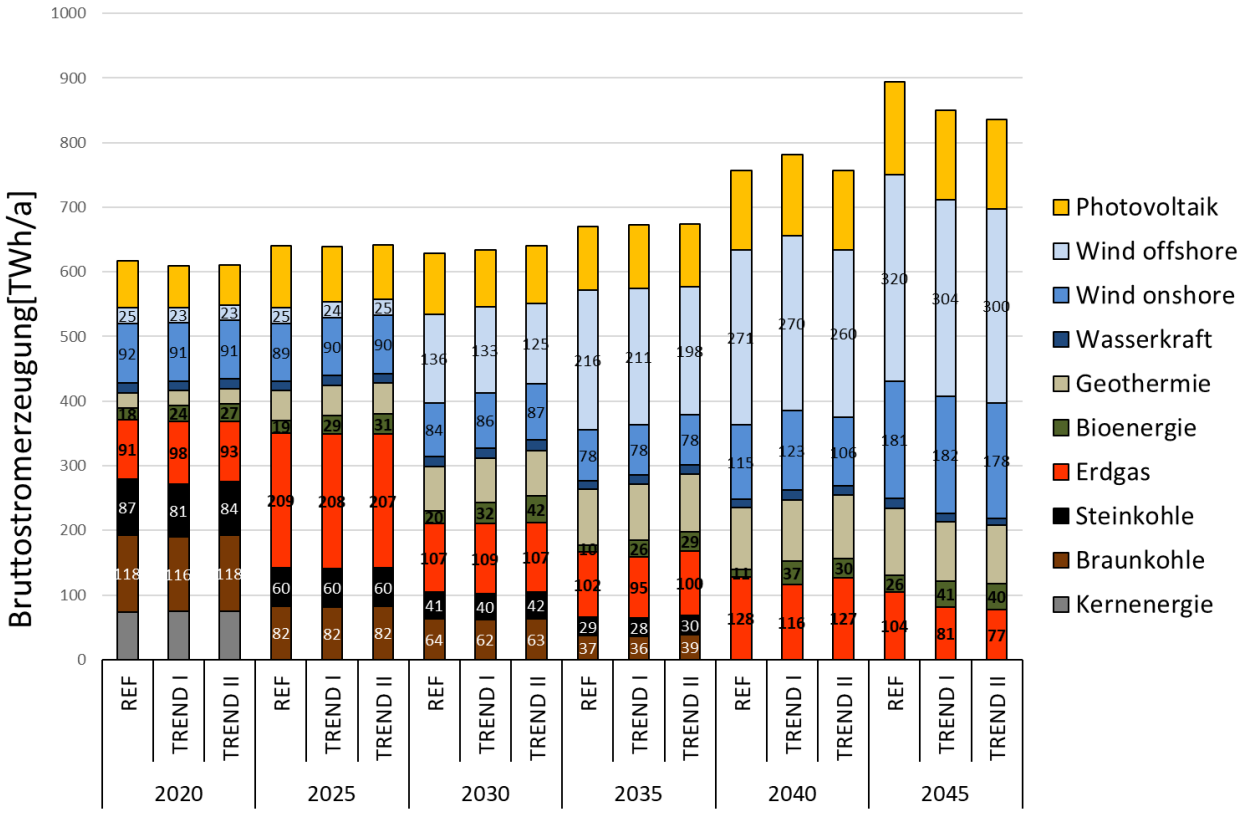

Abbildung 49: Entwicklung des Bruttostromerzeugung in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für die REF- und Trendszenarien I und II (Trend II: 15 % Reduktion der Rohbiogaskosten)

Dadurch wird der Bedarf an anderen Flexibilitätsoptionen stark reduziert und vor allem ein großer Teil der Stromerzeugung von Erdgas substituiert. So werden im Jahr 2045 im Trendszenario II im Vergleich zu den anderen Szenarien etwa 30 TWh weniger aus Erdgas erzeugt.

In Abbildung 50 ist die Bruttostromerzeugung aus Biogasanlagen am Beispiel vom Trendszenario I dargestellt. Das Ergebnis zeigt, dass aus systemischer Sicht eine Investition in neue, hochflexible Kapazitäten in Biogas kostengünstiger ist als ein unflexibler Weiterbetrieb. Das Biogaspotential für Neubau wird bereits ab 2040 erschöpft, besonders für große Anlagenklassen. Mittlere bis große Anlagen können weiter betrieben werden, müssen aber insbesondere durch Repoweringmaßnahmen und Flexibilisierung ertüchtigt werden.

Die Bioenergie ist mit ihrer Flexibilität eine wichtige Komponente zum Ausgleich des Stein- und Braunkohleausstiegs. Dieser Ausstieg würde ohne flexible Bioenergieanlagen zu einem überproportional hohen zusätzlichen Bedarf an Erdgaskapazitäten führen. So unterstützt der flexible Weiterbetrieb von Bioenergieanlagen im Strom- und Fernwärmesystem die klimapolitischen Ziele in der kommenden EEG- bzw. Post-EEG-Phase. Dies führt auch zu Kostenreduzierungen im Energiesystem, wobei die Bedeutung der Bioenergie in der Bereitstellung von Flexibilität als auch bei der Deckung der Grundlast steigt.

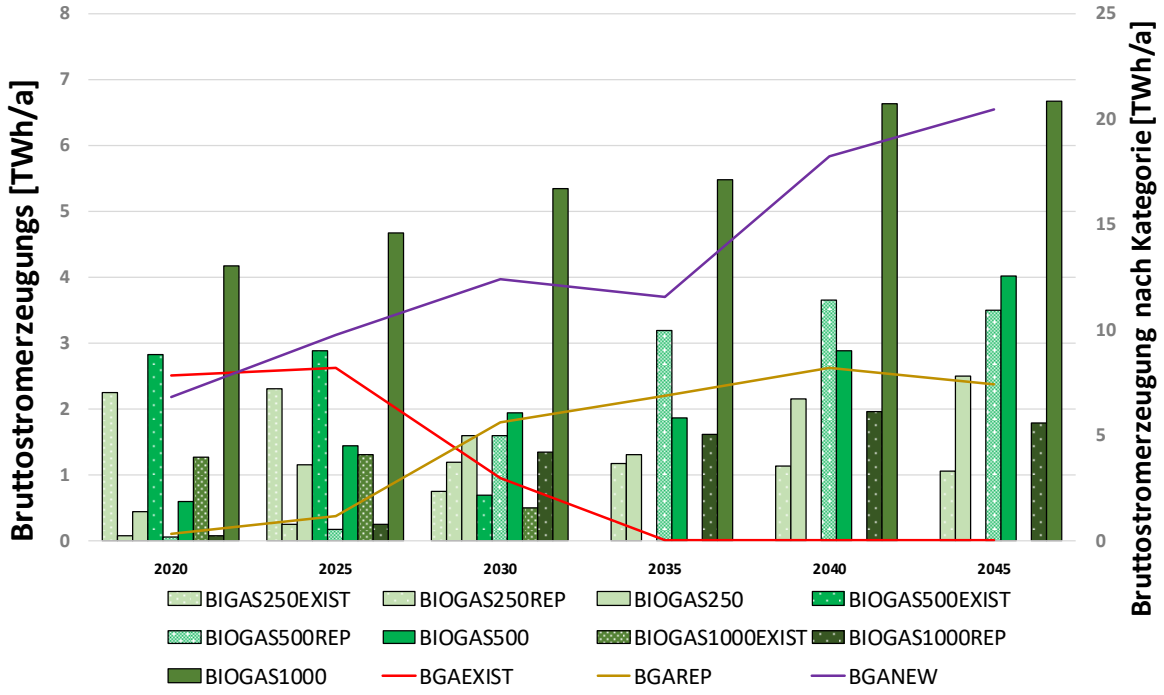

Abbildung 50: Entwicklung des Bruttostromerzeugung für Biogasanlagen in Deutschland zwischen 2020 und 2045 (Trendszenario I)

Trendszenario II und Rohgasgestehungskosten

In Abbildung 51 sind drei Variationen des Trendszenarios II in Bezug auf eine Reduzierung der Rohgasgestehungskosten dargestellt. Es zeigt sich, dass die installierte Bioenergiekapazität bei einer Reduzierung um 25 % tendenziell höher ausfällt als bei 15 % und 35 %. Dafür wird bei diesen Varianten über die gesamte betrachtete Dauer mehr Wärmespeicher benötigt. Der hauptsächliche Grund dafür ist, dass das Modell die durchschnittlichen spezifischen Kosten des Bioenergieparks (in Summe) optimiert.

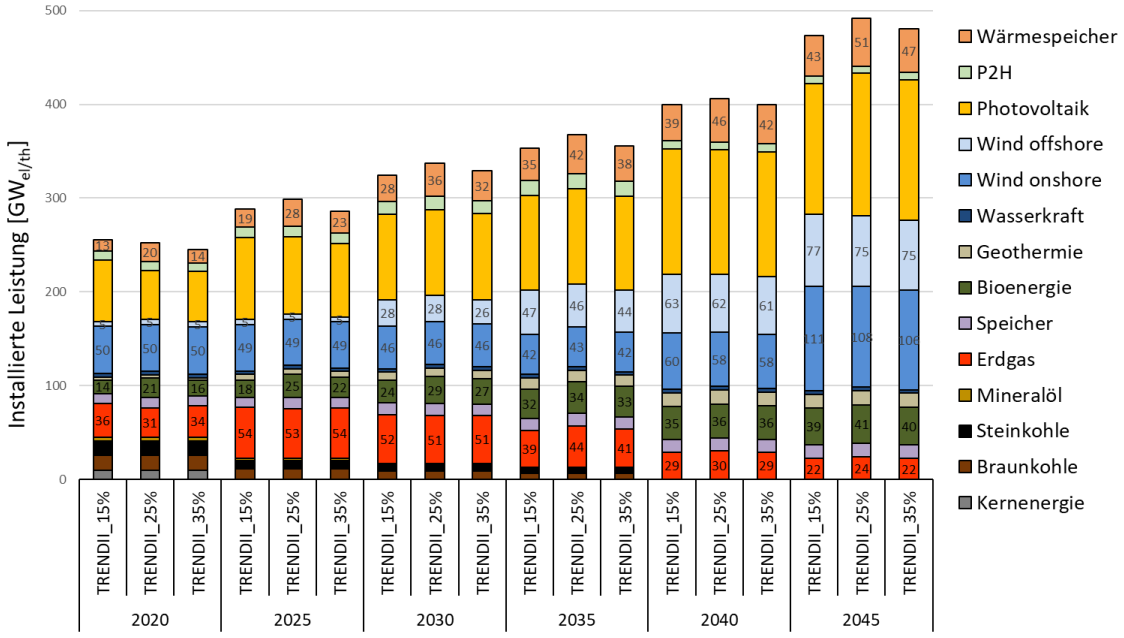

Abbildung 51: Entwicklung der installierten Leistung für Strom- und KWK-Technologien in Deutschland zwischen 2020 und 2045 für das Trendszenario II für drei verschiedene Kostensenkungsmöglichkeiten (15 %, 25 % und 35 %).

Vorab werden für das Modell die zur Verfügung stehenden Flexibilisierungsstufen definiert. Und damit die zu Bioenergieanlagenkonfigurationen bzw. -konzepte festgelegt. Durch eine unterschiedliche Zusammensetzung des Anlagenparks und der Cluster ändern sich mit der Bemessungsleistung und des Flexibilisierungsgrads die technischen und ökonomischen Eigenschaften der repräsentierten Bioenergieanlagen und damit auch deren Kostenstrukturen. Dies kann im Gesamtergebnis zu einer differenzierten Aufteilung der Flexibilisierungsstufen führen und damit die Summe der installierten Leistung beeinflussen. Außerdem hat die Verteilung der Bemessungsleistung Auswirkungen auf den Wärmesektor.

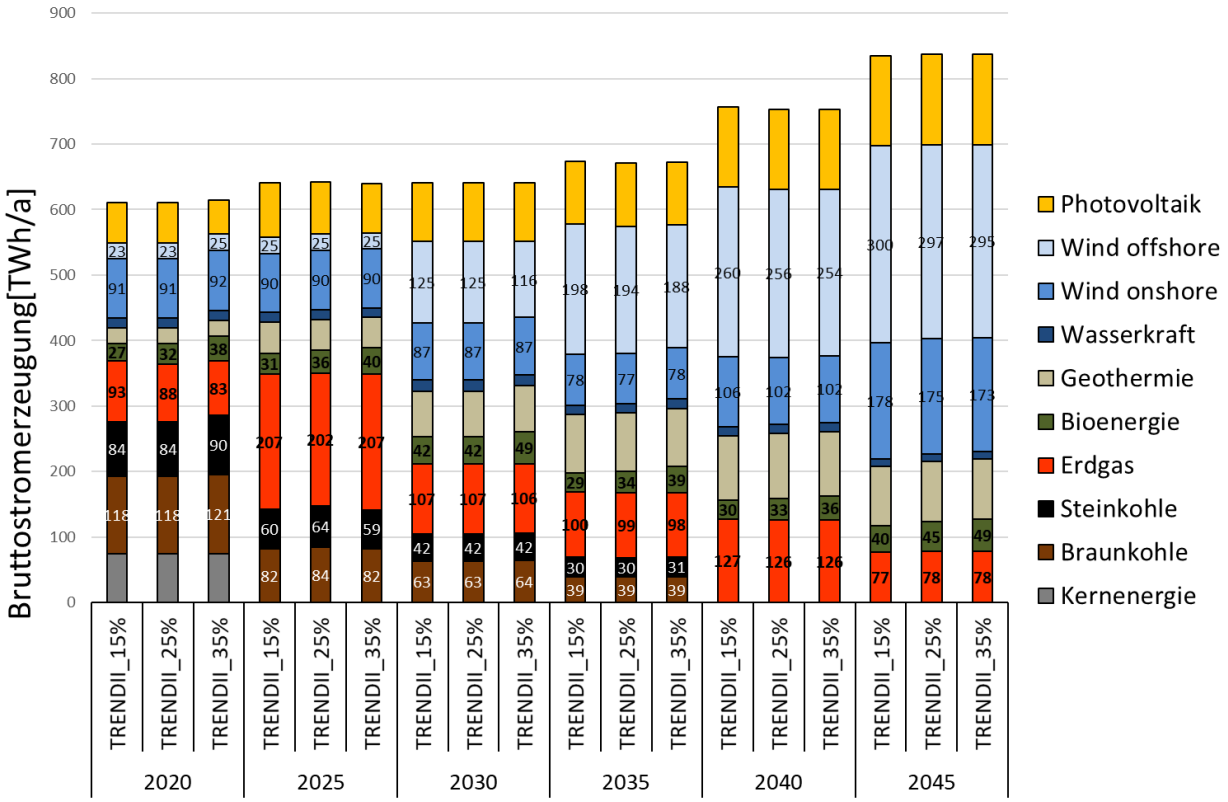

Abbildung 52: Entwicklung des Bruttostromerzeugung in Deutschland zwischen 2020 und 2045 – Trendszenario II

Die Senkung der Brennstoffkosten für Bioenergietechnologien wird zu mehr Strom aus Bioenergie führen. Die Ergebnisse des Trendszenarios II zeigen, dass die Stromeinspeisung aus Bioenergie ab 2025 nicht mehr in Konkurrenz zu Erdgas steht, sondern vielmehr zu den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 52). Die Rolle der Bioenergie beim Ausgleich der Residuallastschwankungen ist im Trendszenario II stärker zu beobachten. Bei der Analyse der 3 Kostenreduktionsmöglichkeiten zeigt sich, dass neben den Repowering- und Flexibilisierungsmaßnahmen auch die Optimierung der Brennstoffkosten große Chancen für den Weiterbetrieb von EEG-Bioenergieanlagen eröffnen. Hier sollte ein spezieller Fokus auf mögliche Erlöse außerhalb des Strom- und Wärmemarkts als auch auf eine intelligente und optimierte Nutzung der Substrate (z. B. Saisonalisierung, Mobilisierung aus der Landschaftspflege etc.) gelegt werden.

Systemkosten

Die Gesamtsystemkosten werden in erzeugungsabhängigen und erzeugungsunabhängigen Kosten unterteilt. Die erzeugungsabhängigen Kosten resultieren aus der tatsächlichen Nutzung der Systeme und stehen in funktionellem Zusammenhang mit den produzierten Energiemengen. Während bei Wärmekraftwerken in der Regel die Ausgaben für Brennstoffe und CO_2-Zertifikate den größten Teil dieser

Kosten ausmachen, sind bei Speichertechnologien und Anlagen für fluktuierende erneuerbare Energien (Wind und Photovoltaik) die sonstigen Betriebskosten die Hauptkomponente. Bei den erzeugungsunabhängigen Kosten handelt es sich vor allem um Investitionskosten, die sich aus dem Kapitalkosten für Neuinvestitionen ergeben, und um fixe Betriebskosten, die auch ohne tatsächliche Nutzung anfallen, z. B. für Betrieb, Wartung und Überwachung der Anlage. Eine differenzierte Darstellung der im System anfallenden Kosten bzw. Kostenkategorien ist in Abbildung 53 dargestellt.

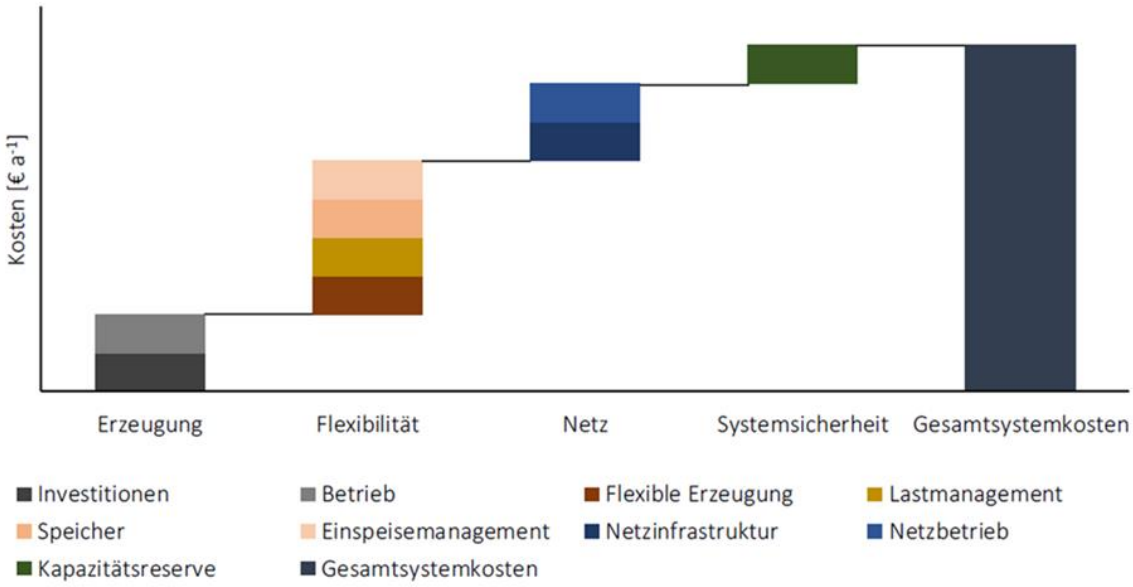

Abbildung 53: Differenzierung der Gesamtsystemkosten in Kostenkategorien in E2M2-Bio [123]

In Abbildung 54 zeigt den Kostenunterschied für jedes Szenario im Vergleich der REF- und Trendszenarien zum OBM2035-Szenario. Dabei wird die Gesamtkostendifferenz des Systems für jedes Basisjahr von 2020 bis 2045 dargestellt.

[123] Fleischer, Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft [wie Anm. 41].

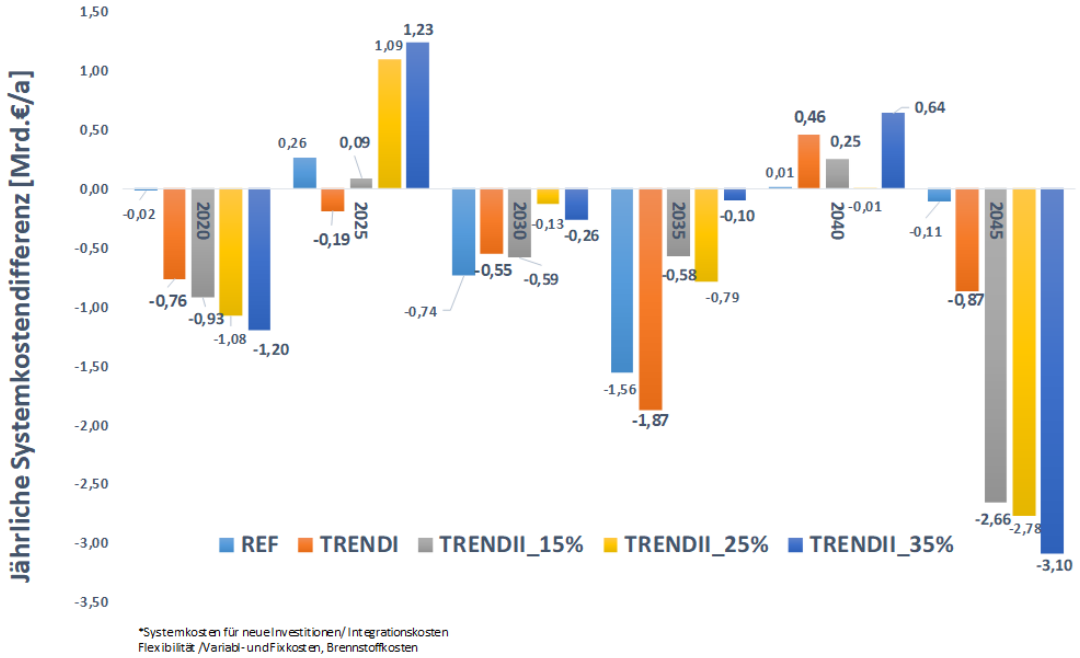

Abbildung 54: Entwicklung der Systemkosten in Deutschland zwischen 2020 und 2045 – Szenarienvergleich

Im Modell wird in 5-Jahres-Schritten optimiert. Die Ergebnisse werden von einem Stützjahr auf das nächste übertragen. Da das Modell keine perfekte Voraussicht („perfect foresight“) hat, werden nur die Einschränkungen des berechneten Basisjahres optimiert. Beispielsweise kann eine Investitionsentscheidung die Systemkosten im Jahr 2020 senken, aber nicht unbedingt im Jahr 2025.

Es ist in Abbildung 54 zu sehen, dass mit Ausnahme der Jahre 2025 und 2040 der Weiterbetrieb durch Flexibilisierung und Repowering in allen Szenarien zu Kosteneinsparungen führt. Im Jahr 2020 wird in Referenz- und Trendszenarien, in eine mehrfache Überbauung investiert. Während bei Investitionen (vgl. Tabelle 26) in erneuerbare Energien eine Kostendegression angenommen wird, wird bei Bioenergietechnologien eine solche Degression nicht berücksichtigt. Weiterhin wird angenommen, dass die Biomassepreise um 3 % pro Jahr ansteigen.

Die Kostendifferenz im Jahr 2040 ist vor allem darauf zurückzuführen, dass im Szenario OBM2035 in den Vorjahren aufgrund der unflexiblen Bioenergie im Vergleich zu anderen Szenarien mehr Investitionen in Erdgaskapazitäten aufgebracht wurden, wodurch die Systemkosten für dieses Szenario im Jahr 2045 deutlich höher ausfielen, da zur Erreichung der klimapolitischen Ziele einerseits auf diese Erdgaskapazitäten teilweise verzichtet müsste, andererseits in neuen Kapazitäten anderer Technologien (fEE-, Flexibilität- und P2H-Technologien) investiert werden müsste, um den Strom- und Wärmebedarf zu decken.

Die Erfordernis Investitionen in neue Erdgasanlagen zu tätigen, wiederspricht dem Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung des Stromsektors. Hierfür müssten auch Anlagen, die Erdgas nutzen, stillgelegt werden. Da die Berechnungen in 5-Jahres-Schritten erfolgen, werden Investitionsentscheidungen, die im Jahr 2020 getroffen werden, für die Lebensdauer der Anlagen einbezogen und sind somit für diese Dauer auch im Modell berücksichtigt. Eine ggf. zu treffende Entscheidung Erzeugungsanlagen auch vor dem Ende ihrer Lebensdauer abzuschalten, um z. B. Klimaschutzziele erreichen zu können, kann vom Modell selbst nicht gelöst werden. Sie müsste normativ erfolgen und über eine verkürzte Lebensdauer im Modell oder die Veränderung anderer Rahmenbedingungen (z. B. harte THG-Emissionsvorgaben) implementiert werden.

THG-Emissionen

In Abbildung 55 werden die CO_2-Emissionen für alle Szenarien verglichen. Die Balken stellen die für jedes Szenario emittierte CO_2-Menge dar. Die blaue Linie repräsentiert die Obergrenze an CO_2-Emissionen, die exogen für die Modellierung der THG-Minderungsziele hinterlegt wurde. Es wird deutlich, dass unter den gewählten Rahmenbedingungen die THG-Emissionen deutlich gesenkt werden können und sogar unter den Emissionszielen der Bundesregierung liegen.

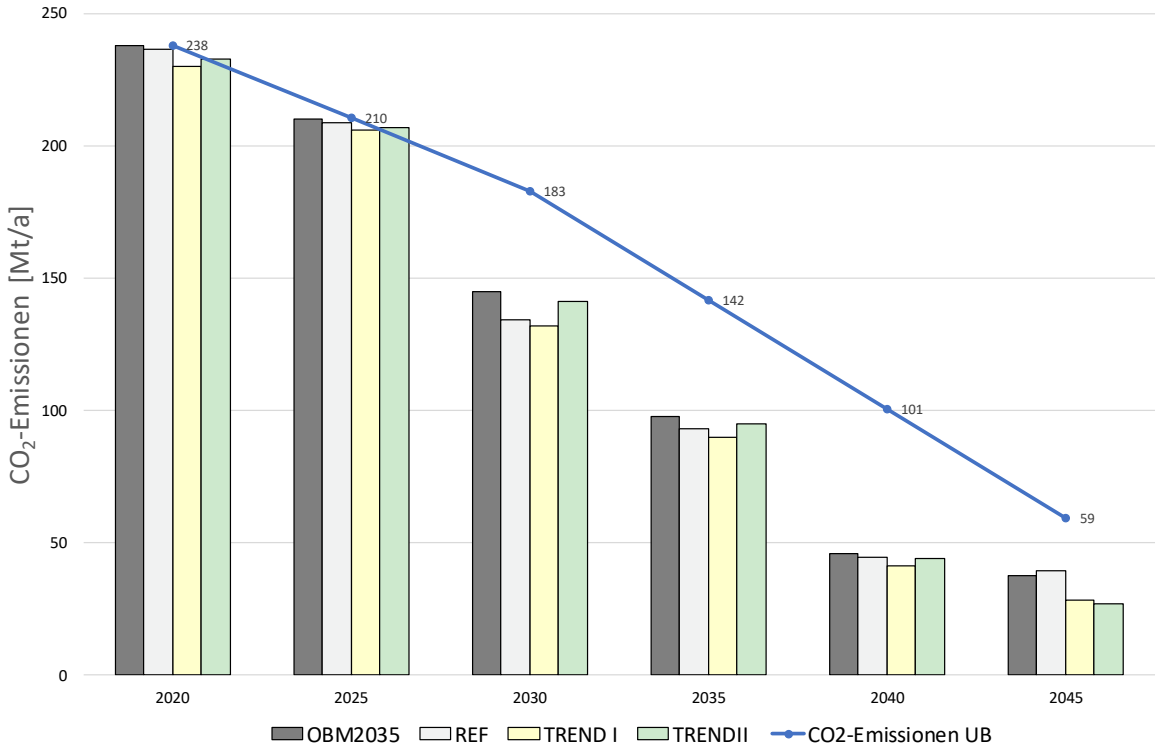

Abbildung 55: Einsparung der CO_2-Emissionen – Szenarienvergleich (Trendszenario II: 15%-Variation)

Einfluss der Stromnachfrage

Weitere Rechnungen, zeigen, dass sowohl der zeitliche Einsatz der flexiblen Bioenergie als auch die installierte Kapazität stark von der Stromnachfrage, des Anteils an fEE (fluktuierenden erneuerbaren Energien), und der klimapolitischen Rahmenbedingungen abhängt. Dies ist beispielhaft in Abbildung 56 anhand des Vergleichs von installierter Kapazität und Volllaststunden verschiedener Energieerzeugungsklassen bei unterschiedlicher zukünftiger Stromnachfrage (638, 853, und 1008 TWH in 2045) dargestellt,

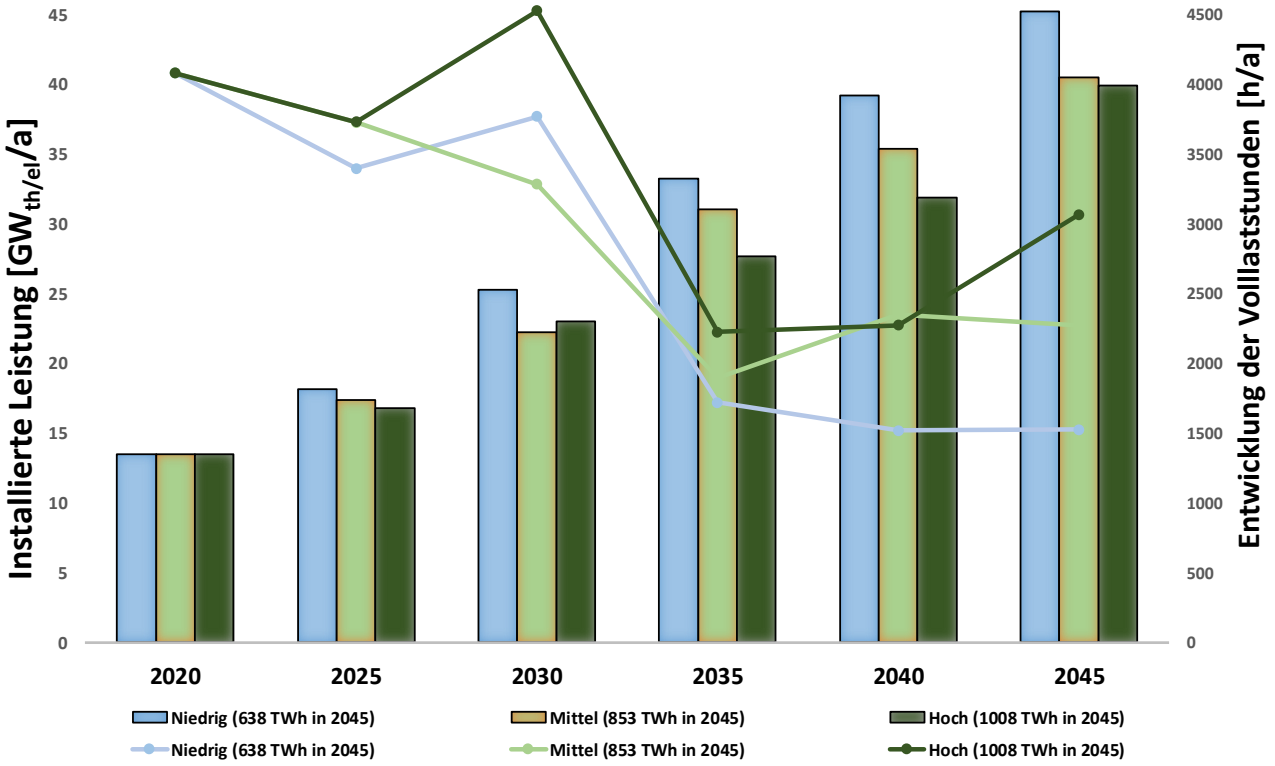

Abbildung 56: Modellierungsergebnisse 9: hier installierte Kapazität und Entwicklung der Volllaststunden bei unterschiedlichen Nachfragekurven.

Ein flexibler Einsatz der Bioenergieanlagen ist eine wichtige Komponente zum Ausgleich des Stein- und Braunkohleausstiegs und für den erwarteten Anstieg der Stromnachfrage im Zuge der Sektorenkopplung. Bei hoher Stromnachfrage und einem hohen Anteil erneuerbarer Energien ist in den Modellrechnungen erkennbar: Je höher die Stromnachfrage ist, desto höher werden die Volllaststunden von Bioenergieanlagen ab 2030. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die verbleibenden konventionellen Energieträger die Grundlast nicht mehr alleine decken können; hier ist insbesondere die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten der Bioenergie hervorzuheben, die in dieser Situation unterschiedliche Aufgaben wahrnehmen kann. So ist zusätzlich zu ihrer Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität, ihr Beitrag zur Grundlastabdeckung deutlich zu erkennen.

2.3.5 Zusammenfassung

Selbst wenn der heutige Stand und Betrieb der Bioenergieanlagen aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht kostenoptimal ist, so ist durch die Umsetzung von Geschäftsfeldern (Repowering, Flexibilisierung) die Bioenergie für den Ausgleich des Stein- und Braunkohleausstiegs zukünftig eine sehr attraktive Option. Bis 2035 würde ohne Flexibilisierung der Bioenergieanlagen in zusätzlichen Erdgaskapazitäten investiert werden müssen, einerseits um den Kohleausstieg bzw. Residuallastschwankungen auszugleichen, andererseits um die Flexibilität im System bereitzustellen. Ganz ohne Bioenergie müsste nach 2035 der Ausbau an Erdgaskapazitäten noch stärker anfallen. Selbst ohne Berücksichtigung der indirekten Emissionen in der Vorkette (Infrastruktur, Transport, etc.) ist die Strombereitstellung aus Erdgas nicht in der Lage, das Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung zu unterstützen und würde so zu einem Zielkonflikt zwischen vollständiger Deckung der Stromnachfrage und gleichzeitig dem Erreichen der geplanten Emissionsreduktionsziele führen, bei dem nicht beide Ansprüche gleichzeitig zu erreich wären. Eine Entscheidung bzgl. dem Weiterbetrieb der Bioenergieanlagen oder weiteren Investition in flexibler

Bioenergiekapazität in den nächsten 5 bis 15 Jahren stellt auf lange Sicht gesehen die Weichen für eine kostengünstige Umsetzung der Energiewende.

Den größten Einfluss auf die Rolle der Bioenergie im Rahmen von Energiesystemanalysen hat die Eigenschaft „Flexibilität“. Ohne Flexibilisierung bieten Biogasanlagen in einem rein (gestehungs-) kostenoptimierten Strom- und Wärmesystem keinen Mehrwert und werden nicht zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt oder gebaut. Erst durch die Eigenschaft einer Flexibilisierung werden Biogasanlagen als kostengünstige Lösung zum Ausgleich von Residuallastschwankungen eingesetzt. Die Eigenschaft der flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen gewinnt mit höherem EE-Anteil und einer höheren Stromnachfrage an Bedeutung, und spielt eine wichtige Rolle bei der Unterstützung des Kohleausstiegs. Daher sollte insbesondere bei langfristigen Betrachtungsszenarien die Abbildung der Bioenergie als flexible Erzeugungskapazität herausgehoben werden.

Die Modellanalysen haben gezeigt, dass aus Energiesystemsicht der Weiterbetrieb von kleinen Bioenergieanlagen unter den gegebenen Rahmenbedingungen weiter nicht kostengünstig ist und dass Biomethan aufgrund der hohen Kosten nicht als optimale Nutzungsform von Biogas gewählt wird. Letzteres liegt auch daran, dass die Abbildung der Biomethannutzung vereinfacht ist. Außerdem wird nur der Wärmebedarf in den Sektoren Haushalte und GHD (zur Beheizung von Räumlichkeiten und zur Warmwasserbereitstellung im Niedertemperaturbereich (< 100 °C) betrachtet. Ein höherer Detaillierungsgrad der Abbildung der Wärmenachfrage und -erzeugung deutschlandweit ist aufgrund der notwendigen Daten und Rechneranforderungen im Rahmen des Projektes nicht umsetzbar gewesen, da bei E2M2-Bio der Fokus auf die Strombereitstellung und Flexibilität gerichtet war.

Die geringe Berücksichtigung von kleinen Biogasanlagen aus Kostengesichtspunkten legt nahe, dass es für diese Anlagen eine andere Finanzierung geben muss, als für die großen Anlagen, die sich (unter gewissen Umständen) tendenziell eher am Strom- und Wärmemarkt refinanzieren können. Kleineren Anlagen sollten andere Finanzierungsoptionen, z. B. aufgrund der Verarbeitung des landwirtschaftlichen Reststoffe Gülle, zur Refinanzierung in Aussicht gestellt werden, so wie es im EEG z. B. über die separaten Vergütungskategorien für Güllekleinanlagen derzeit schon umgesetzt wird.

E2M2-Bio fokussiert aktuell auf die direkten Emissionen, d. h. die CO_2-Emissionen aus vorgelagerten Ketten werden nicht berücksichtigt, spielen jedoch grundsätzlich bei allen Energieträgern eine wichtige Rolle. Eine Analyse der Rolle von Bioenergieanlagen im Elektrizitäts- und KWK-System unter Berücksichtigung der THG-Emissionen der Energiebereitstellung aus vorgelagerten Ketten, könnte zu neuen Aussagen führen.

2.4 Teilvorhaben 4: Stakeholdereinbindung (Universität Hohenheim)

2.4.1 Projektworkshops

2.4.1.1 Erster Stakeholder Workshop

Der Ort, Berlin, sowie der Termin, 18. April 2018, des Stakeholder-Workshops wurde Ende 2017 durch den Verbund festgelegt. Nach einer ausführlichen Recherche und Angebotsvergleichen wurde sich für die Räumlichkeiten der Landesvertretung Saarland entschieden. Der Workshop war mit 51 Teilnehmenden von 36 Institutionen ausgebucht. Der Teilnehmendenkreis setzte sich vornehmlich aus Experten von Forschungseinrichtungen, Firmen, Behörden und Verbänden zusammen, aber auch einige Personen aus der Praxis nahmen teil (vgl. Tabelle 32). Der Einzugsradius des Workshops war das gesamte Bundesgebiet.

Das Programm des Workshops war geteilt in Plenarvorträge und ein Worldcafe. Nach einer Begrüßung und Einführung folgte die Vorstellung des Gesamtforschungsvorhabens durch den Verbundleiter Martin Dotzauer. Die Arbeitspakete 1.1, 1.2 und 1.3 wurden dann in Plenarvorträgen vorgestellt. Nach der Mittagspause folgten die Einführung in das Konzept Worldcafe und die Vorstellung der zu diskutierenden Geschäftsfelder. Anschließend wurden in Gruppen verschiedene Geschäftsfelder der Post-EEG Problematik diskutiert.

Durch den Workshop konnten viele Anregungen der Teilnehmenden in Bezug auf das Projekt gewonnen werden. Insbesondere im Worldcafe konnten das Gesamtbild zu den Geschäftsmodellen erweitert und um wichtige Details ergänzt werden.

Die Resonanz auf das Projekt BE20Plus und die durch den Verbund gehaltenen Vorträge, sowie das Worldcafe waren durchweg positiv. Auch die organisatorischen Aspekte wurden durchaus positiv bewertet. Dies zeigte die Auswertung des Feedback-Fragebogens zur Veranstaltung.

Tabelle 32: Aufteilung der Workshop-Teilnehmenden in Kategorien

Kategorie	Anzahl Institutionen je Kategorie	Anzahl Teilnehmende je Kategorie
Forschung	8	9
Wirtschaft	6	6
Verein / Verband	4	6
Behörde	5	5
Sonstiges	4	4
BGA Betreibende	2	3
Medien	1	1
BE20Plus Verbund	6	17
Summe	**36**	**51**

BE20Plus Stakeholder-Workshop

18.04.2018 Landesvertretung Saarland, Berlin

Programm

09:00	Anmeldung	
10:00	Eröffnung / Begrüßung / Tagesablauf	*Martin Dotzauer*
10:15	Vorstellung des Gesamtforschungsvorhabens	*Martin Dotzauer*
10:45	Struktur des Bioenergieanlagenbestandes im EEG	*Martin Dotzauer*
11:15	Analyse der künftigen Rolle der Bioenergie mit Hilfe einer Szenariobetrachtung und Elektrizitätsmarktmodellierung	*Benjamin Fleischer*
11:45	Räumliche Infrastrukturanalyse für Bioenergieanlagen	*Michael Steubing*
12:15	Mittagspause	
13:15	Auftakt Nachmittagsblock	*Martin Dotzauer*
13:25	Geschäftsfelder für Bioenergieanlagen	
14:15	Worldcafé	Moderation
	• Themeninsel – Strom & Netze	*Patrick Matschoss*
	• Themeninsel – Wärme	*Bernhard Wern*
	• Themeninsel – Abfall & Entsorgung	*Frank Baur*
	• Themeninsel – Ökosystemdienstleistungen	*Joachim Pertagnol*
	• Themeninsel – Ideenwerkstatt	*Ludger Eltrop*
15:15	Kaffeepause	
15:45	Kurzusammenfassung des Worldcafés	*Moderatoren*
16:30	Abschlussdiskussion	*Martin Dotzauer*
17:00	Verabschiedung, Ende der Veranstaltung	*Martin Dotzauer*

Gefördert durch das BMEL aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Abbildung 57: Program des BE20Plus-Stakeholderworkshops

2.4.1.2 Abschlussworkshop

Der Verbundkoordinator DBFZ wurde bei der Organisation des Abschlussworkshops bezüglich Räumlichkeitsakquise und Durchführung unterstützt.

2.4.1.3 Messeauftritte

2.4.1.4 Projektvorstellung bei den Biogas-Infotagen 2018

Die Biogas-Infotage vom 10.01.2018 bis 11.01.2018 in der Messe Ulm sind eine Mischung aus Industriemesse und Fachvorträgen. Sie sind im süddeutschen Raum eine, insbesondere bei Personen aus der Praxis, beliebte Veranstaltung mit Einzugsraum Baden-Württemberg und Bayern. Der Verbund BE20Plus wurde mittels Posterausstellung und persönlichen Gesprächen auf dem Messestand der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie repräsentiert und bekannt gemacht. Die Resonanz auf das Projekt war positiv. Die Post-EEG Problematik ist bei Betreibenden und Firmen der Branche ein hoch aktuelles Thema. Die Aktivitäten von wissenschaftlicher Seite zu der Thematik werden sehr positiv aufgenommen.

2.4.1.5 Das Hohenheimer Biogasforum auf den Biogas-Infotagen 2019

Zur Einbindung von Personen aus der Praxis und Unternehmen der Biogasbranche sind Messen sehr gut geeignet. Insbesondere die Vortragsforen auf den Messen bieten die Möglichkeit des Wissenstransfers und des Erfahrungsaustausches. Ein wissenschaftlich basiertes Vortragsforum zum Thema Post-EEG wäre damit eine gute Möglichkeit, die Thematik Personen aus der Praxis näher zu bringen und diese über den aktuellen Stand der Arbeiten zu informieren. So wurde das im Rahmen des BE20Plus-Projektes von der FNR geförderte „Hohenheimer Biogasforum“ auf den Biogas-Infotagen 2019 in der Messe Ulm wurde am 30.01.2019 bis 31.01.2019 erfolgreich durchgeführt.

Das Forum war eingegliedert in die Fachmesse „Biogas-Infotage“ des Renergie Allgäu e.V., die 2019 zum achten Mal stattfand. Die jährliche durchgeführte Messe ist die größte im süddeutschen Raum und bundesweit eine der Top drei Messen der Biogasbranche. Sie erfreut sich entgegen dem Branchentrend steigender Aussteller- und Besucherzahlen, so waren 2019 an der Messe 150 Ausstellende und 1.364 zahlende Besucher beteiligt. Neben der klassischen Industriemesse sind auch die drei Vortragsforen (Wissenschaft, Praxis und Innovation) ein fester und beliebter Bestandteil der Biogas-Infotage. Diese Foren sind für die Messebesuchende sowie für die Ausstellende frei. Das Publikum der Foren setzt sich zusammen aus Biogasanlagenbetreibenden, Personen bzw. Teilnehmende von Unternehmen, Behörden, Verbänden, Vereinen sowie aus der Wissenschaft.

2019 wurde dank Ihrer Förderung und der Kooperation des Messeveranstalters Renergie Allgäu e.V., der kostenlos den Vortragsraum und Posterstellwände zur Verfügung stellte und die Bewerbung der Veranstaltung übernahm, das Hohenheimer Biogasforum zum ersten Mal durchgeführt. Das Programm dieses Wissenschaftsforums wurde durch die Uni Hohenheim komplett frei gestaltet. Gegenüber dem Äquivalent aus den Vorjahren wurde es deutlich ausgebaut und schwerpunktmäßig mit wissenschaftlichen Themen bestückt. Das Forum wurde als zweitägige Veranstaltung in einem einzügigen Format durchgeführt. Das Oberthema „Post-EEG“ konnte in den vier Vortragsblöcken zu je vier Vorträgen umfangreich behandelt werden (vgl. Abbildung 58). Die vier Blöcke behandelten die folgenden Themen:

- Post-EEG – Problematik und Perspektiven
- Optimierung von Praxisbiogasanlagen
- Biologische Wasserstoff-Methanisierung und Power-to-Gas Konzepte

- Landwirtschaftliche Erzeugung von Plattformchemikalien

Zusätzlich zu den Vorträgen wurde auch eine wissenschaftliche Posterausstellung im Foyer der Messe durch die Uni Hohenheim bestückt. Hier wurden auf über 20 Postern der Institute der Vortragsreferenten und der Landesanstalt wissenschaftliche Projekte zum Thema Biogas vorgestellt.

Die Post-EEG Thematik passte sehr gut zu dem vorherrschenden Interesse der Besucher: *„Es geht nicht mehr um Neu- oder Ausbau, sondern um Bestandssicherung“, zieht Fachberater Stephan Ruile von Renergie Allgäu e.V. am Tag danach ein erstes Fazit der Biogas-Infotage. Die große Mehrheit der Anlagenbetreiber, die bei ihm und seinen Kollegen am renergie-Allgäu Stand in Halle 1 vorgesprochen hatten, hatten Fragen zur Flexibilisierung oder Direktvermarktung gestellt. Maßnahmen also, mit denen der Betrieb über das Ende des EEG hinaus sichergestellt werden kann.“* (Pressemitteilung Renergie Allgäu e.V.). Auch die Aktivitäten des Renergie Allgäu e.V. passten sehr gut der Post-EEG Thematik. Sie stellten mit ihrem Online-Marktplatz „cells energy“ sogar ein eigenes Post-EEG Geschäftsmodell zur Direktvermarktung vor.

Ebenso waren auch die Vorträge im Hohenheimer Biogasforum zum Thema Post-EEG sehr gut besucht. Aufgrund des Andrangs wurde von dem Renergie Allgäu e.V. freundlicherweise ein Raumtausch vorgenommen, so dass der größere Vortragsraum mit bis zu 100 Plätzen genutzt werden konnte. Die Vorträge wurden durchschnittlich von etwa 50 (min. 20 – max. 90) Teilnehmenden angehört und waren damit besser besucht als erwartet. So viel die Resonanz der Zuhörenden, Referierenden und Veranstalter durchweg positiv aus. Geschätzt wird von den Personen aus der Praxis die Möglichkeit sich von unparteiischer Seite zu Informieren und einen Blick über den Tellerrand hinauswerfen zu können. Die Wissenschaft, bisher vornehmlich des süddeutschen Raumes, nutzt die Messe, um sich über die Praxistrends zu informieren und im Forum austauschen zu können. Vertretende von Unternehmen begrüßen die Gelegenheit, sich im Forum auch in wissenschaftliche Thematiken vertiefen und dabei gleichzeitig auf der Messe ihrem Geschäft nachgehen zu können. Durch diese Konstellation sind die Biogas-Infotage bestens für den Wissenstransfer in die Praxis geeignet. Der Erfolg der Veranstaltung weckte den Wusch aller an der Organisation Beteiligten dies im Folgejahr zu wiederholen. Bei der Programmgestaltung wurde auch auf eine entsprechende Präsentation von FNR-Projekten geachtet. Folgende FNR-Projekte waren im Programm (vgl. Abbildung 58) integriert:

- Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 - BE20Plus (FKZ: 22407117, 22407817)
- Biogasbestandsanlagen nach der EEG-Phase – Geschäftsmodelle einer energetischen Eigenversorgung landwirtschaftlicher Betriebe mittels ihrer Biogasanlagen - Biogas_autark (FKZ: 22404816)
- Next Generation [BIOGAS] - einen Schritt weitergedacht. Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen (FKZ: 22404616)
- Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen – Rezab (FKZ: 22404916)
- Biogasanlagen als Akteur am Smart Market – Zusätzliches Erlöspotenzial heben – SmartBio (FKZ: 22405116)
- Biogas-Messprogramm III – TEIL 1: Faktoren für einen effizienten Betrieb von Biogasanlagen (FKZ: 22403715)
- Betriebsbedingte Emissionen an Biogasanlagen (FKZ: 22020313)
- Entwicklung effizienter zweiphasiger Biogasanlagen über eine gekoppelte energetische und stoffliche Nutzung nach Abtrennung von Hydrolyseprodukten - Optigär (FKZ: 22400515)
- Verfahrensentwicklung für den Einsatz der biologischen Methanisierung in der zweistufigen Biogaserzeugung (FKZ: 22400514)

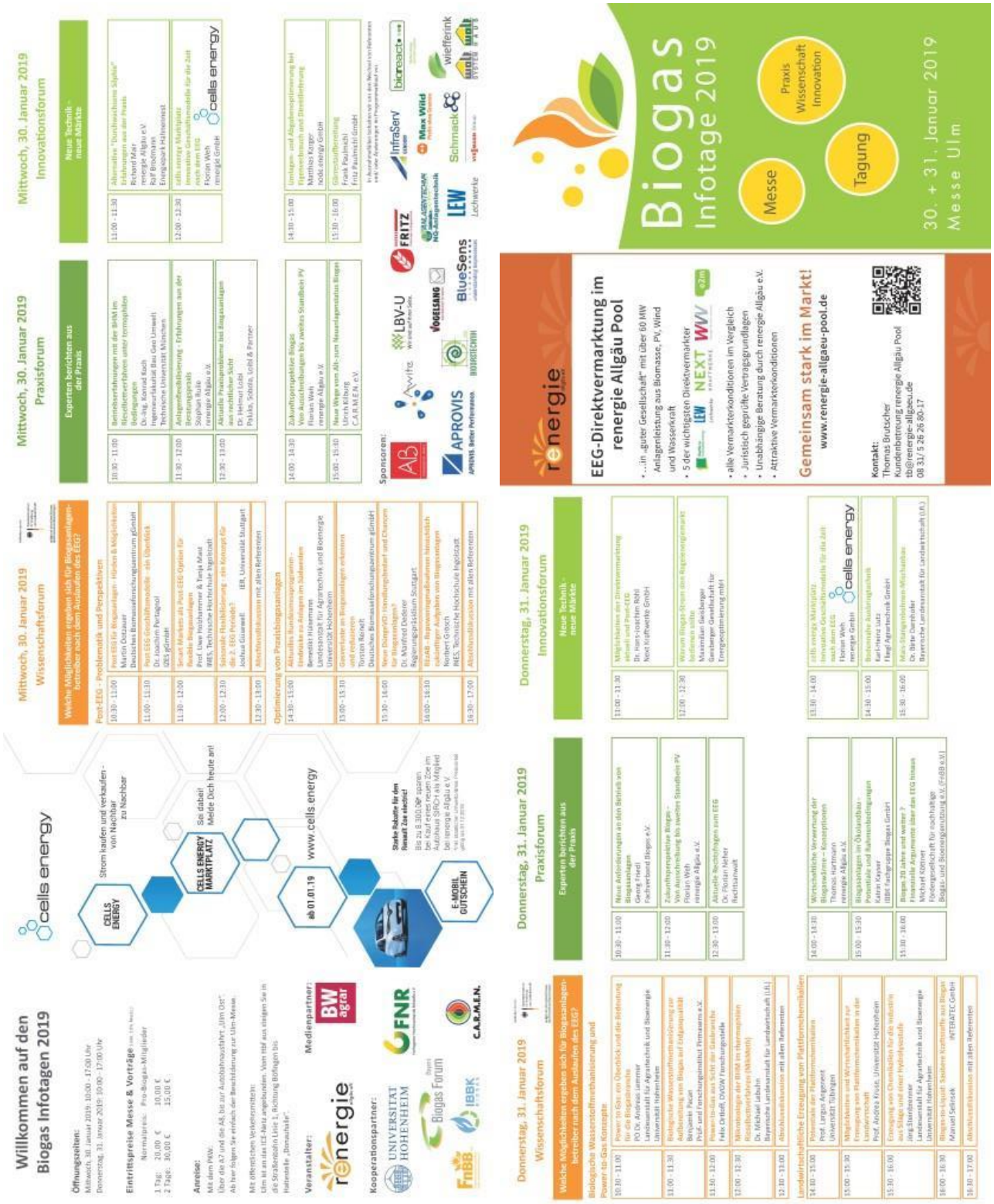

Abbildung 58: Programm des Hohenheimer Biogasforums auf den Biogas-Infotagen 2019 bei Abschluss der Programmplanung (links: Tag1, rechts Tag 2) (Stand Dezember 2018, Hohenheimer Biogasforum in orange)

2.4.2 Interviews und Umfragen

2.4.2.1 Umfrage unter BGA-Betreibenden in Kooperation mit dem Stakeholder Fachverband Biogas

Aus den Diskussionen auf den Verbundtreffen und Workshops war Wissensbedarf abzulesen, bezüglich der Quantifizierung der ersten Welle an Anlagen, die aus dem EEG ausscheiden wird. Da die Inbetriebnahmedaten nicht notwendigerweise auch mit der Anzahl an ausscheidenden Anlagen gleichzusetzen ist. Zudem fehlen Informationen dazu, wie viele von den ausscheidenden Anlagen überhaupt weitermachen wollen. Dazu wurde in Kooperation mit den Verbundpartnern, insbesondere dem DBFZ, und dem Fachverband Biogas e. V. ein Fragebogen entwickelt, der über den Fachverband Biogas e. V. an seine Mitglieder per Email versandt wurde. Der Fragebogen findet sich im Anhang.

Zur generellen Einordnung wurden zuerst Basisdaten der Biogasanlagen abgefragt. Im Hauptteil wurde den der Wunsch zum Weiterbetrieb nach der EEG Vergütung und die verschiedenen Weiterbetriebsmöglichkeiten (Ausschreibung / Weiterbetrieb ohne EEG) abgefragt. Zu allen Fragen wurden auch die Motive abgefragt, so dass die Beweggründe für die Entscheidung klarwerden und ein Stimmungsbild aufgenommen werden kann. Im letzten Teil des Fragebogens konnten die Betreibenden ihre Adresse angeben, falls Sie zu einem Weiterführenden interview bereit wären. Auf diese Art und Weise konnten Adressdaten für die eigenen Interviews gewonnen werden.

Der Rücklauf des Fragebogens blieb hinter den Erwartungen zurück. Es gab lediglich 74 auswertbare Rückläufer. Trotzdem waren die Rückläufer eine diverse Gruppe an Anlagen, in Hinblick auf Alter, Standort, installierte elektrische Leistung, Substrate.

Die Vergütung der befragten Anlagen lag im Mittel bei 21,64 ± 1,91 Cent/kWh$_{el}$ (min. 14 Cent/kWh$_{el}$ – max. 25,43 Cent/kWh$_{el}$) (vgl. Abbildung 59). Bei der Anlage mit der geringsten Vergütung (14 Cent/kWh$_{el}$) handelt es sich um eine Abfallanlage. Alle anderen Anlagen verwerten landwirtschaftliche Substrate. Auffällig sind die insgesamt hohen Vergütungen von meist über 20 Cent/kWh$_{el}$ (91 % der befragten Anlagen). Damit liegen alle, bis auf die Abfallanlage, über dem maximalen Gebotspreisen des EEG 2017 und könnten damit theoretisch die maximal mögliche Förderung durch das EEG 2017 von 16,56 Cent/kWh$_{el}$ (Bezugsjahr: 2019) erlangen. Die hohen Differenzen zwischen den aktuellen Förderungen und des Ausschreibungsdesigns des EEG 2017 zeigen deutlich die bestehende wirtschaftliche Problematik auf.

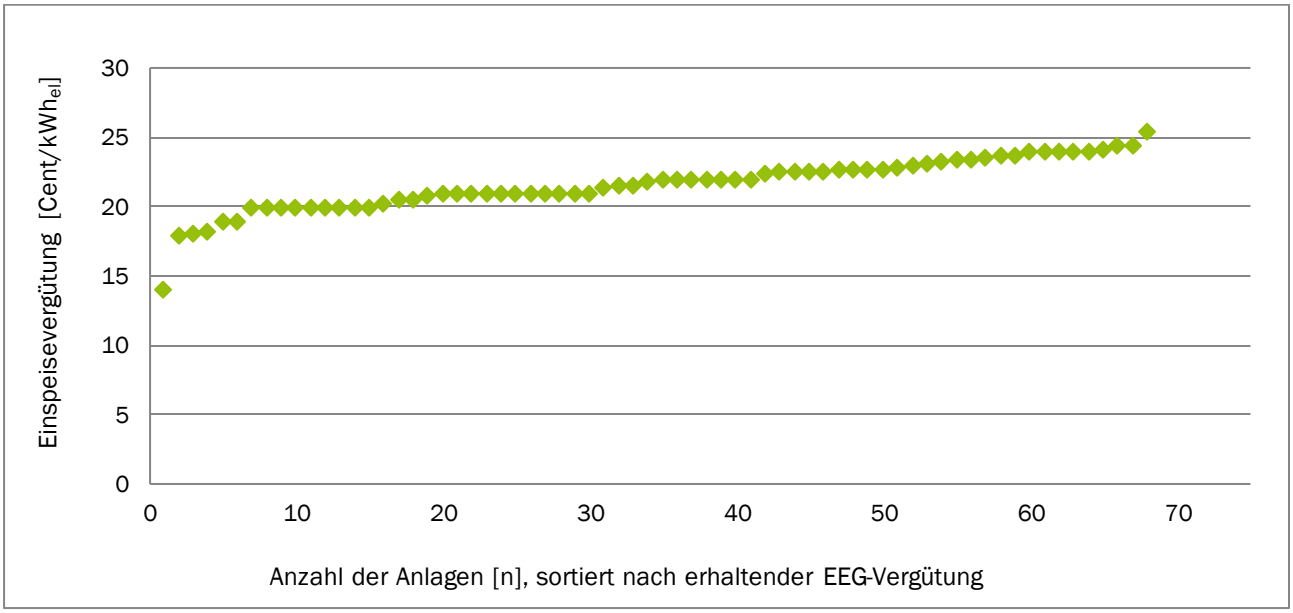

Abbildung 59: Stromeinspeisevergütung der befragten Anlagen (n = 68)

Die Inbetriebnahmejahre liegen zwischen 1981 und 2015. Der Mittelwert lag bei dem Jahr 2005. Am stärksten waren die Jahre 2004 bis 2007 vertreten (vgl. Abbildung 60). Damit spiegelt die Stichprobe in etwa den Verlauf der Inbetriebnahmen von BGAs im Verlaufe des EEG wider.

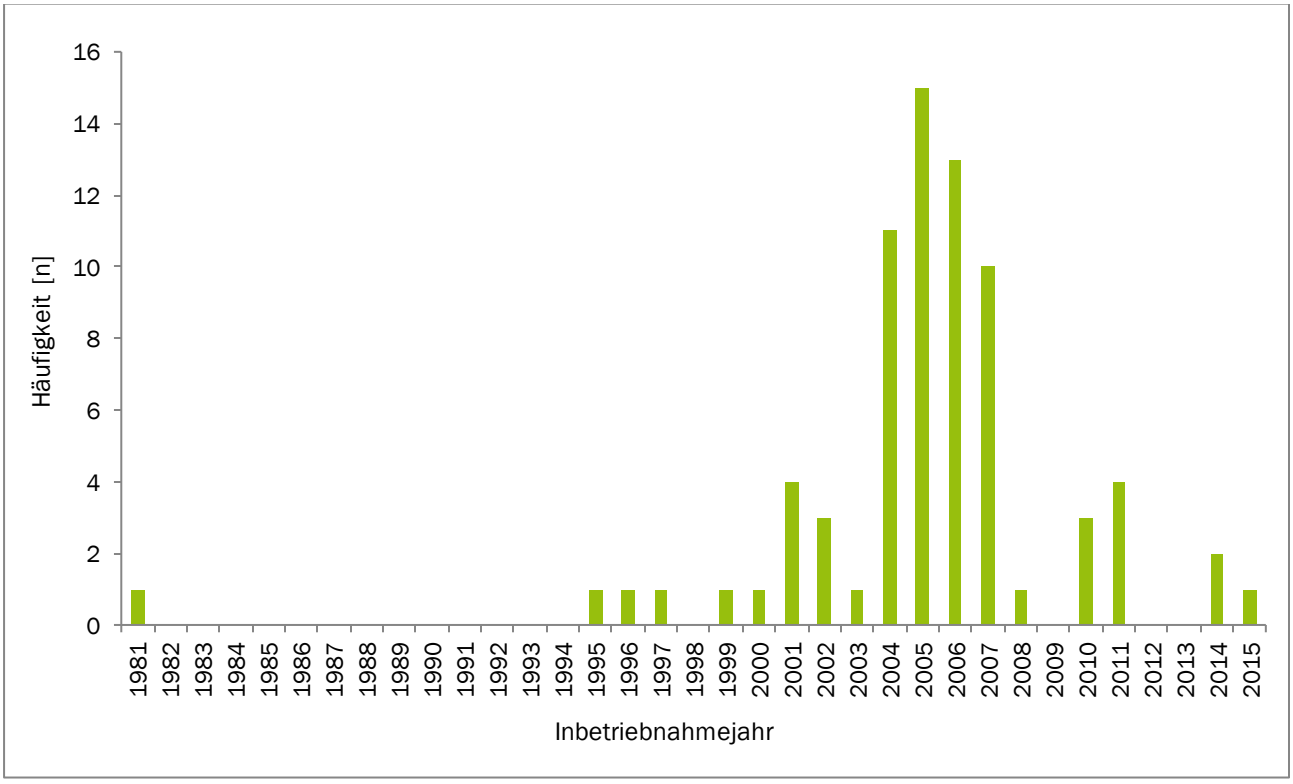

Abbildung 60: Häufigkeit der Inbetriebnahmejahre der befragten Biogasanlagen

Ausgehend von den Inbetriebnahmejahren lässt sich das theoretische Laufzeit Ende berechnen (Inbetriebnahmejahr + 20Jahre Laufzeit) (vgl. Abbildung 61). Bei dem Vergleich dieses theoretischen Laufzeitendes mit den Angaben der Betreibenden folgen mehrheitlich die Anlagen in etwa dem

theoretischen Verlauf aber es gibt Abweichungen. Diese durch Anlagenerweiterung und EEG-Wechsel verursachten Änderungen sollten bei weiteren Betrachtungen berücksichtigt werden. Auch eine fehlerhafte Berechnungsweise des Laufzeitendes könnte bei den Abweichungen eine Rolle gespielt haben. Auf die Frage, ob sie die Laufzeit voll ausschöpfen wollen antworteten alle Befragten mit ja.

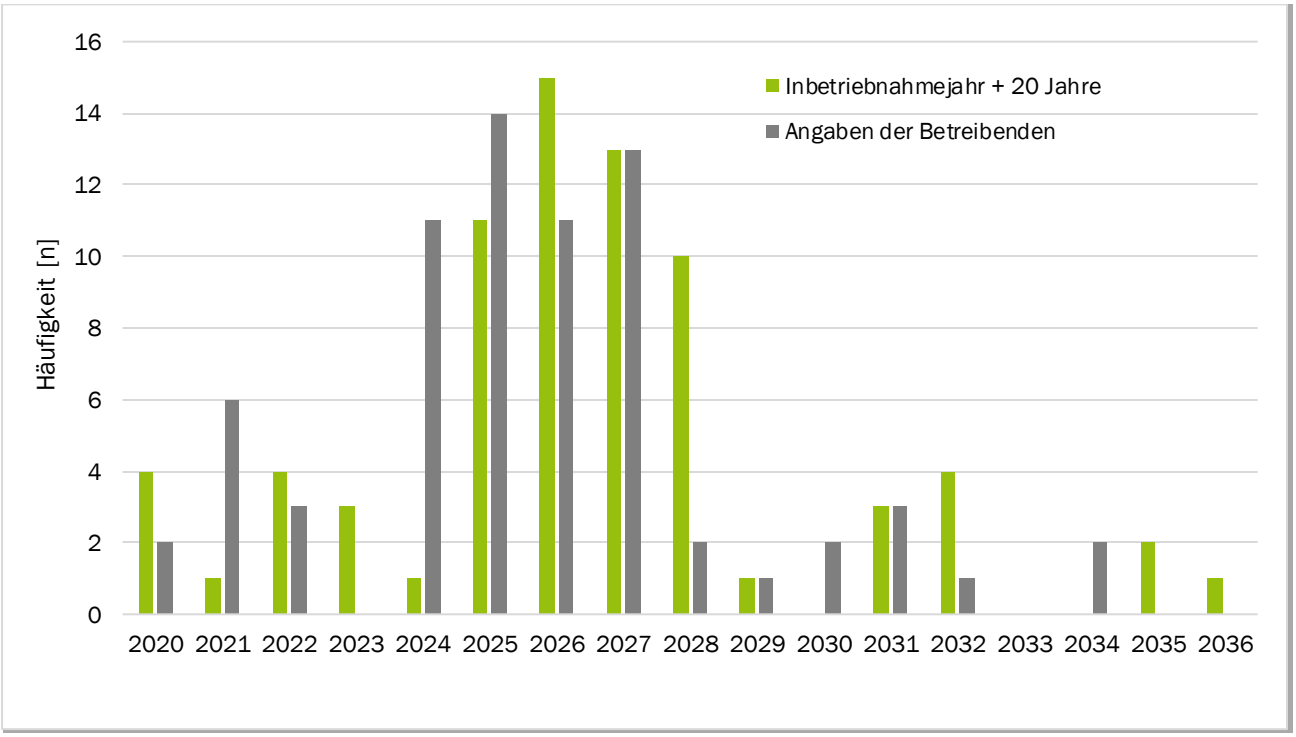

Abbildung 61: Vergleich von theoretischem und tatsächlichem Laufzeitende (Anlagen die vor 2000 in Betrieb gingen wurden beim Laufzeitende auf 2020 gesetzt)

Einen Weiterbrieb nach Auslaufen der EEG-Vergütung planen 88 % der Betreibenden. 12 % haben dies nicht vor. Von den Betreibenden, die ihre Anlage im Anschluss an die EEG-Vergütung weiterbetreiben wollen, gaben 42 % an, an der Ausschreibung des EEG 2017 teilnehmen zu wollen oder es schon zu tun. Die Eigenstromnutzung kam für 27 % in Frage und 7 Prozent setzten diese schon um. Die lokale Direktvermarktung kam für 16 % in Betracht und bei einem Betreibenden war diese schon in Vorbereitung. Die Aufbereitung zu Biomethan als Treibstoff war für 14 % eine Option und die Nutzung von Biomethan für Wärme war für 8 % denkbar. Andere Konzepte hatten 7 % der Befragten geplant (vgl. Abbildung 62). Darunter fällt der Wechsel hin zu einer Güllekleinanlage, CO_2-Produktion oder der Kauf des örtlichen Niederspannungsnetzes mit Direktvertrieb. Häufig fiel als Anmerkung, dass bessere Zeiten / das neue EEG 2021 abgewartet werden.

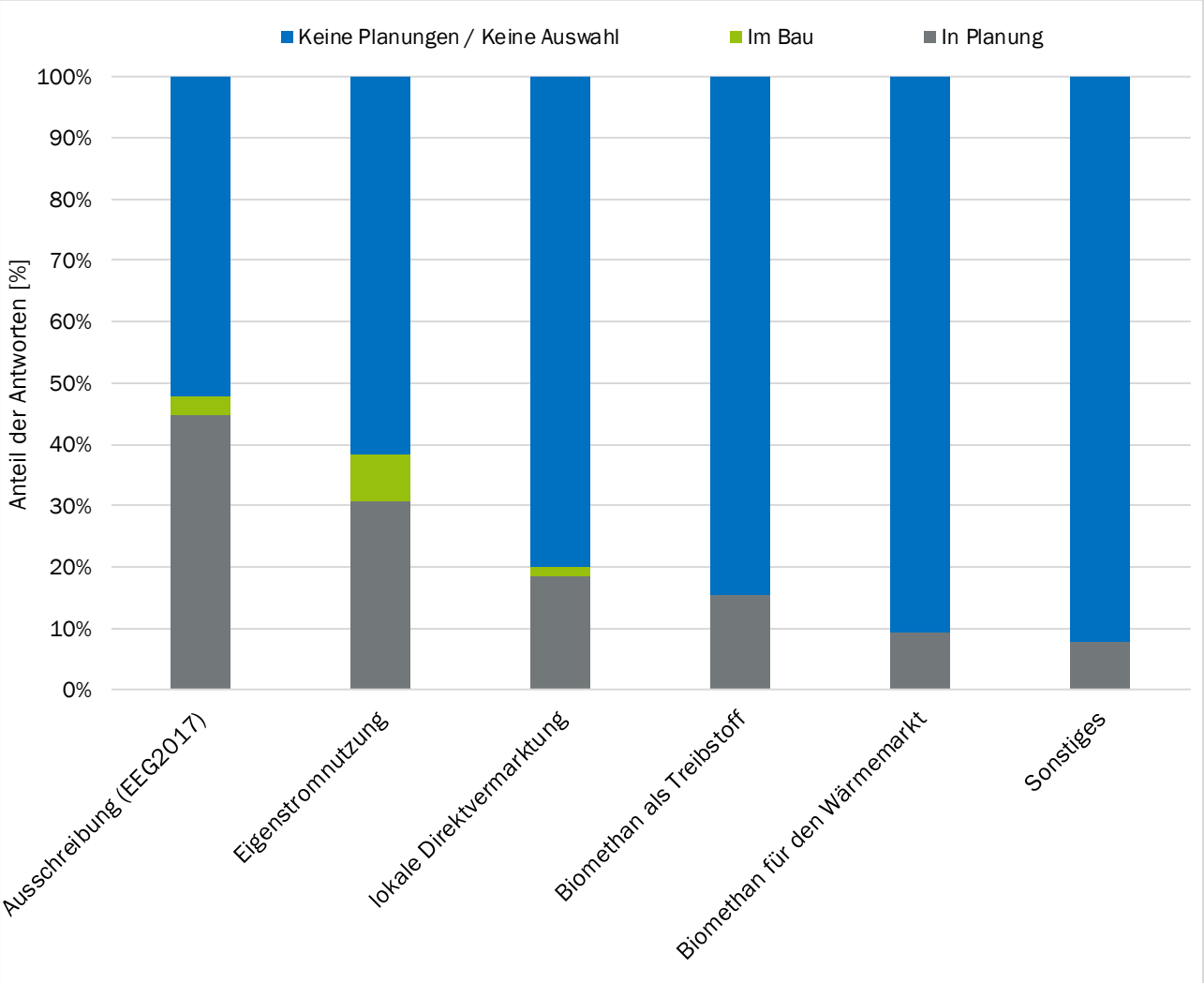

Abbildung 62: Denkbare Geschäftsmodelle für die Anlagenbetreibenden (keine Auswahl und die Angabe „keine Planungen“ wurden zusammengefasst)

Die installierte elektrische Leistung der Anlagen lag zwischen 30 und 4.786 kW. Durch einige sehr große Anlagen liegt der Mittelwert dadurch bei 773 kW. Bei der Aufteilung der Anlagen nach den vom DBFZ festgelegten Größenklassen zeigt sich, dass die Größenklasse von 251 bis 500 kW mit 20 Anlagen am stärksten vertreten war.

Aus der Gruppe der Betreibenden, die nicht vorhaben ihre Anlagen nach dem Auslaufen der ersten EEG-Vergütung weiter zu betreiben, nannten 89 % wirtschaftliche Gründe, 56 % juristisch-administrative Gründe und 33 % Sonstige (vgl. Abbildung 63). Für einige der Betreibenden ist nicht nur die geringe Vergütung, sondern auch die Anpassung der Anlage an die Bedingungen des EEG 2017 (Flexibilisierung) unwirtschaftlich. Auch der administrative Aufwand ist nicht nur ein Grund für sich, sondern vermindert auch die Wirtschaftlichkeit.

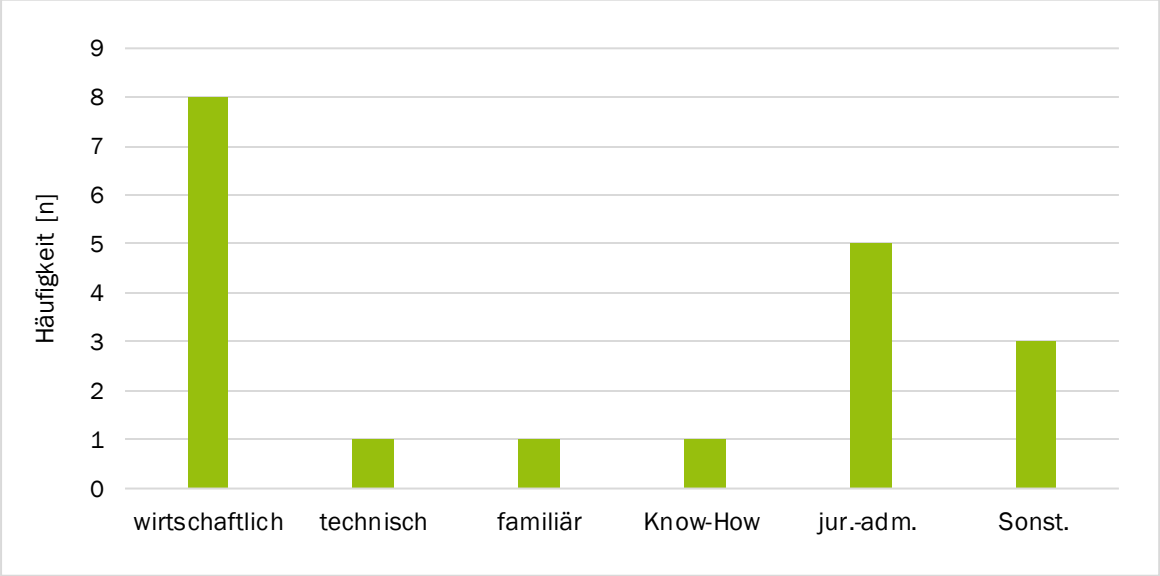

Abbildung 63: Gründe für die Einstellung des Anlagenbetriebes nach Auslaufen der ersten Vergütungsperiode (Mehrfachnennungen möglich)

Nur drei der 74 Betreibenden hatten sich schon an der Ausschreibung im Jahr 2018 beteiligt. 20 % werden sich in Zukunft beteiligen und konnten auch schon das entsprechende Jahr nennen (vgl. Abbildung 64).

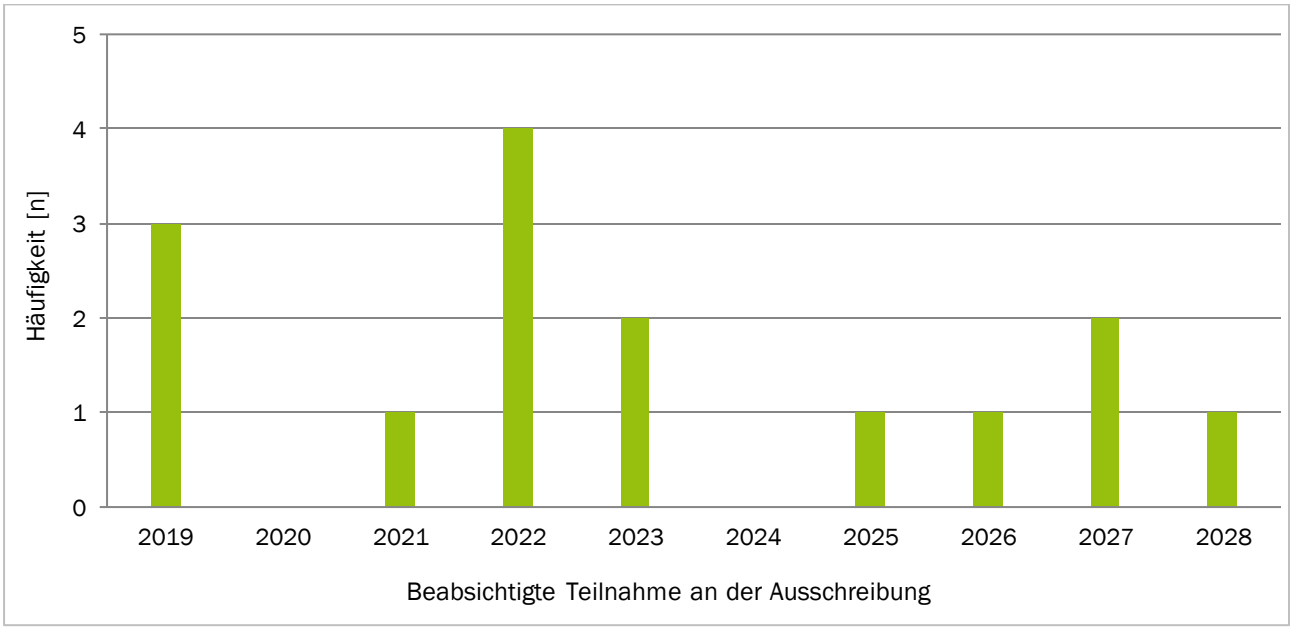

Abbildung 64: Jahre, in denen die Betreibenden planen, an der Ausschreibung teilnehmen werden

Flexibilisierung ist eine der Vorrausetzungen zum Wechsel in das EG2017. 61 % sind auch schon für die Flexibilitätsprämie angemeldet. Darunter ist etwa die Hälfte der Betreibenden, die angaben, Ihre Anlage nach Auslaufen der ersten Vergütungsperiode nicht mehr weiter betreiben zu wollen.

Die Betreibenden, die die Flexibilitätsprämie beantragt haben, beanspruchten die i. d. R. auch sofort. Mehr als die Hälfte sind mit der gesamten installierten elektrischen Leistung in der Direktvermarktung (vgl. Abbildung 65).

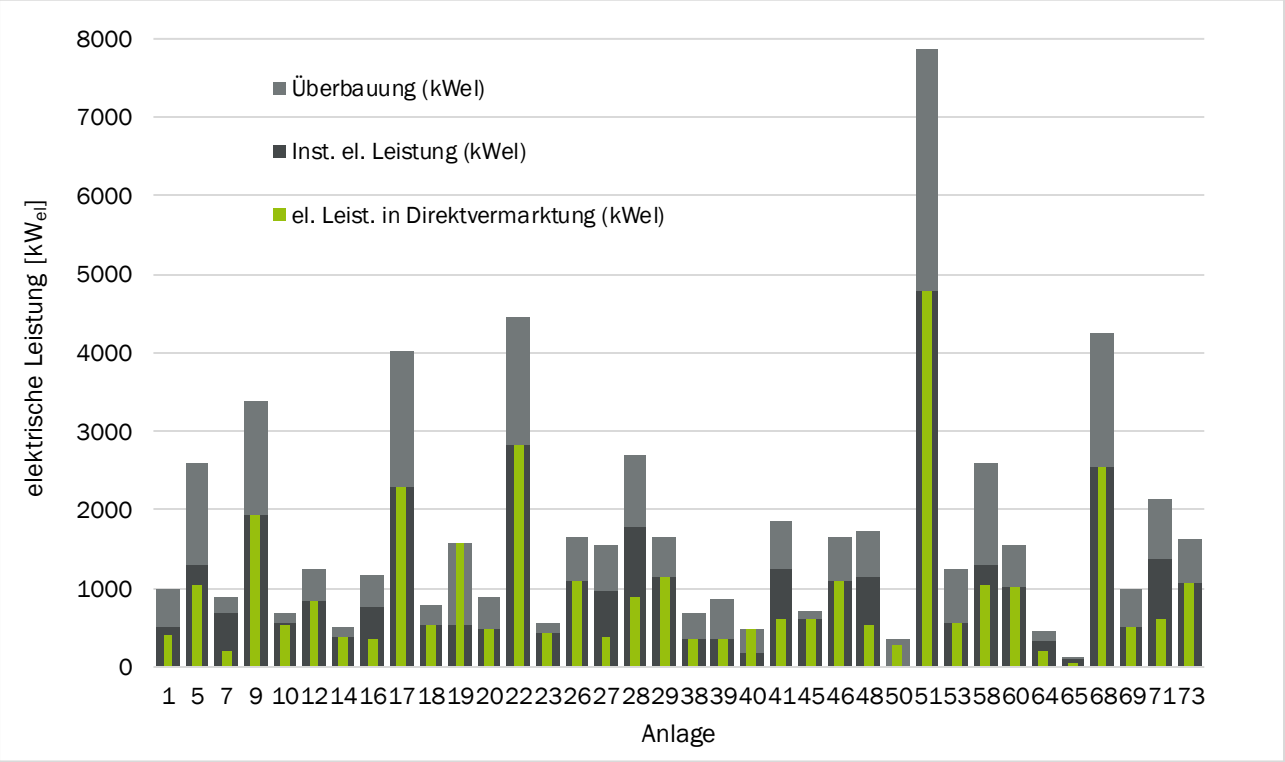

Abbildung 65: Aufteilung der el. Leistung der Anlagen in inst. el. Leistung (Bemessungsleistung), Überbauung und der in der Direktvermarktung befindlichen Leistung

Die offenen Fragen der Betreibenden betrafen häufig (Gülle-) Kleinanlagen. Beispielsweise wie sich eine Anlage in eine Güllekleinanlage umwandeln lässt oder wie der Weiterbetreib von kleinen Anlagen auch ohne Ausschreibung und hohe Investitionen in Flexibilisierung möglich ist. Auch häufig gefragt wurde, wie die direkte Vermarktung von Strom an Endverbraucher möglich ist. Offene Fragen gab es auch dazu, wie und wann eine Bewerbung auf die Ausschreibung am besten erfolgen sollte.

2.4.2.2 Interviews mit Anlagenbetreibenden

Die Interviews mit den Anlagenbetreibenden dienten der vertieften Informationsgewinnung zur aktuellen Lage und den zukünftigen Plänen und damit zum Abgleich mit den Prognosen der Verbundpartner. Die persönliche Form des Interviews wurde gewählt, um Missverständnisse auszuschließen, um eine Beeinflussung der Antworten durch die Fragen selbst auszuschließen und Themen mit erfassen zu können, die nicht im Interviewleitfaden enthalten sind. Zudem ermöglichte es die vor Ort Begutachtung der BGA durch den Interviewer. Die Interviews wurden im Jahr 2020, also noch im Gültigkeitszeitraum des EEG2017 durchgeführt.

Für die Befragung der 28 Biogasanlagenbetreibenden wurde ein Fragenkatalog entwickelt, der als Interviewleitfaden dienen soll. Die insgesamt 80 abgefragten Punkte wurden folgenden Kategorien zugeordnet:

- Soziologisches
- Betrieb
- Vertragliche Bindungen
- Geschäftsmodelle für die BGA
- Standort
- Anlage (technisch und prozessbiologisch)
- Ausblick

- Betreiberbefragung nach Vorbild des DBFZ
- Technischer Bewertung der Anlage

Die Fragen wurden auf dem Szenario-Workshop des IER mit den Verbundpartnern abgestimmt und durch diese ergänzt. Ebenso erfolgte eine Abstimmung mit dem Schwesterprojekt ProBiogas. Der Interviewleitfaden wurde um den Fragebogen der Betreiberbefragung des DBFZ ergänzt, um eine bessere Vergleichbarkeit herzustellen. Der aktuelle Interviewleitfaden findet sich im Anhang. Zusätzlich zu dem eigenen Leitfaden wurde der Betreiberfragebogen des DBFZ genutzt, um zusätzliche Daten aufzunehmen und Vergleichbarkeit zu erreichen.

Zur Auswahl der zu befragenden Betriebe wurde der Post-EEG-Kurzfragebogen genutzt, der in Kooperation mit dem Stakeholder Fachverband Biogas an dessen Mitglieder versandt wurde. Selektionskriterium war ein frühes Inbetriebnahmedatum. Die Fragen wurden den Betreibenden vorab zugesandt, so dass sie sich vorbereiten konnten.

Soziologisches

Der jüngste alleinige Anlagenbetreiber ist 30 Jahre alt. Etwas mehr als die Hälfte der Betreibenden ist älter als 50 Jahre (vgl. Abbildung 66). 24 der Betreibenden hatten eine klassische landwirtschaftliche Ausbildung; 8 eine technische oder handwerkliche (vgl. Abbildung 67).

Bei der Mehrzahl der Betriebe handelte es sich um landwirtschaftliche Familienbetriebe. Dazu kamen eine Abfallanlage in Form eines Familienunternehmens und eine Biomethananlage geführt durch eine Firma. Generelles Interesse an einer Nachfolge bestand bei 19 Befragten. Potenzielle Nachfolger gäbe es sogar 20. Ein Betrieb möchte seinen Kindern, die Interesse an der Nachfolge haben, diese nicht anraten. Bei den Betrieben, die keine Nachfolger nennen oder keine Angaben zu potenziellen Nachfolgern machen konnten waren die Kinder meist noch zu jung, der Betreibende hatte den Betrieb selbst erst übernommen oder die Nachfolger hatten sich beruflich anders orientiert (vgl. Abbildung 68).

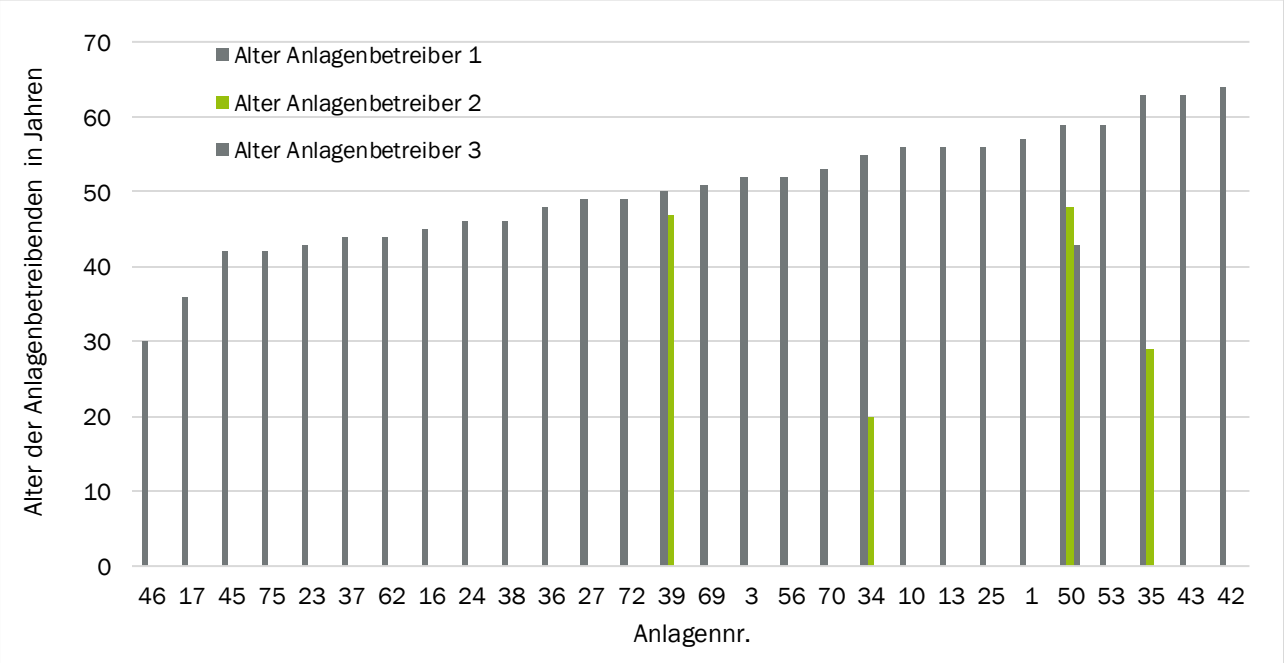

Abbildung 66: Alter der Anlagenbetreibenden

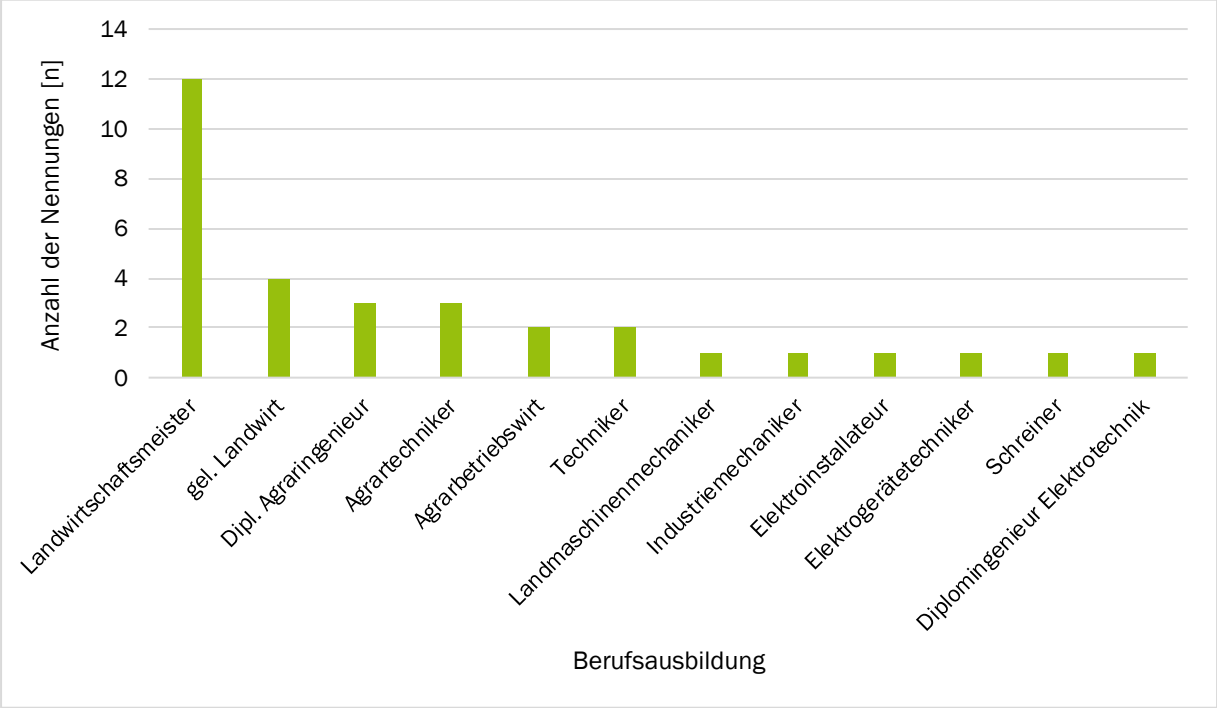

Abbildung 67: Berufsausbildung der BGA-Betreibenden

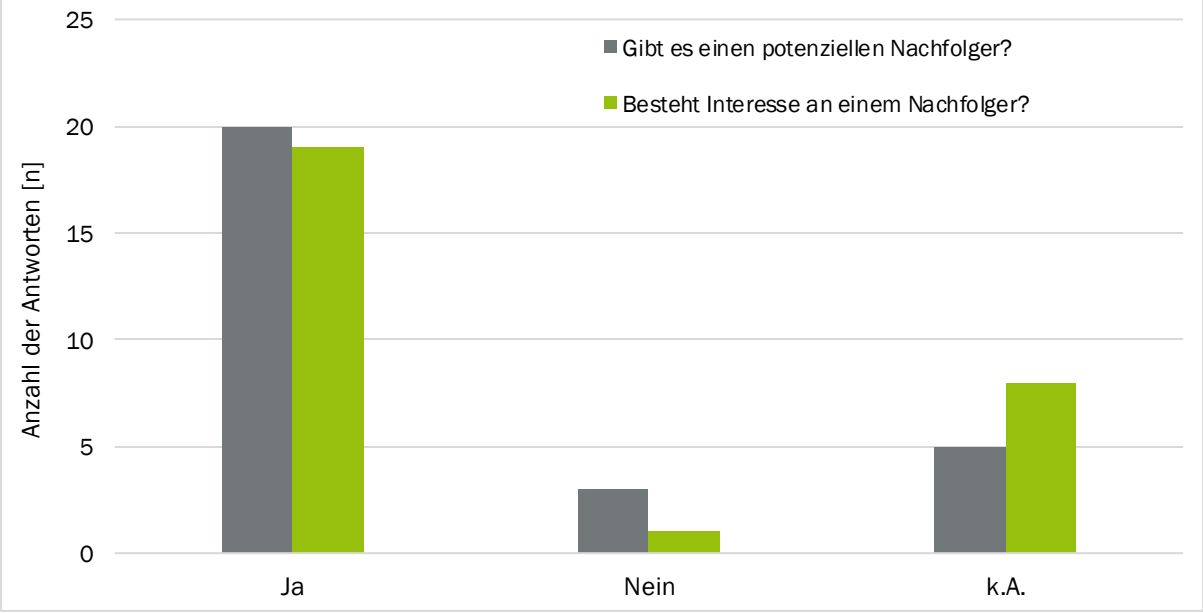

Abbildung 68: Häufigkeit der Antworten auf die Nachfolgefrage

Betrieb

Nur ein Betrieb hatte außer der BGA keine weiteren Betriebszweige. Die Nennungen der Betreibenden ließen sich in die in Tabelle 33 genannten Kategorien einordnen. Erwartungsgemäß stellt die Tierhaltung die häufigste Kombination mit der BGA dar. Im Schnitt wurden 2,5 Betriebszweige genannt. Nur Einer betrieb ausschließlich die BGA.

Tabelle 33: Weitere Betriebszweige neben der BGA (sonst. Dienstleistungen: Hofladen, Ferienwohnungen etc.)

Betriebszweig	Anzahl Nennungen
Tierhaltung	20
PV	13
Lohnunternehmen	9
Pflanzenbau	8
Forstwirtschaft	3
Windkraft	1
Stromverkauf	1
Wärmeverkauf	1
sonst. Dienstleistungen	10

Knapp 80 Prozent der Betriebe bewirtschaften unter 200 ha Landfläche. Nur drei Betriebe bewirtschaften gar kein Land und kaufen die Substrate komplett zu. Ein Betrieb verfügt ausschließlich über Grünland, ansonsten dominiert die Ackernutzung (vgl. Abbildung 69). Die, die Landwirtschaft betreiben, pachten alle Land zu, i. d. R mehr als Sie Eigenland besitzen. So liegt das mittlere Verhältnis zwischen Pacht und Eigenland bei 64:36 (vgl. Abbildung 70).

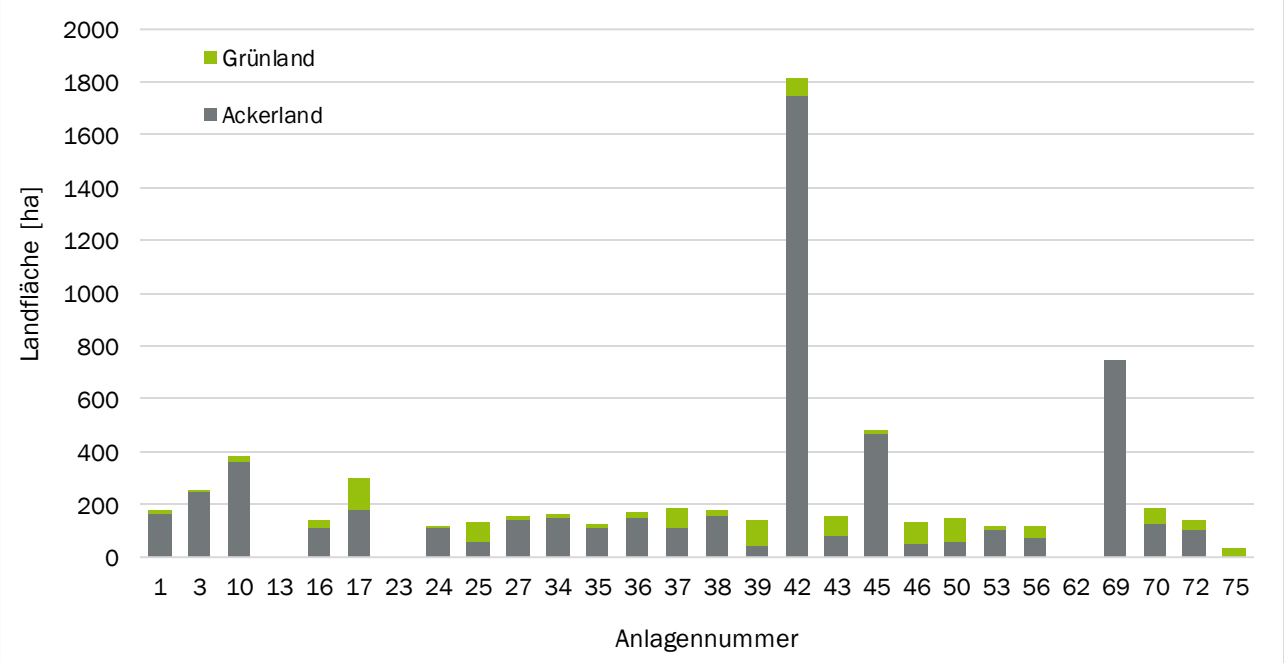

Abbildung 69: Aufteilung der Landfläche auf Acker- und Grünland

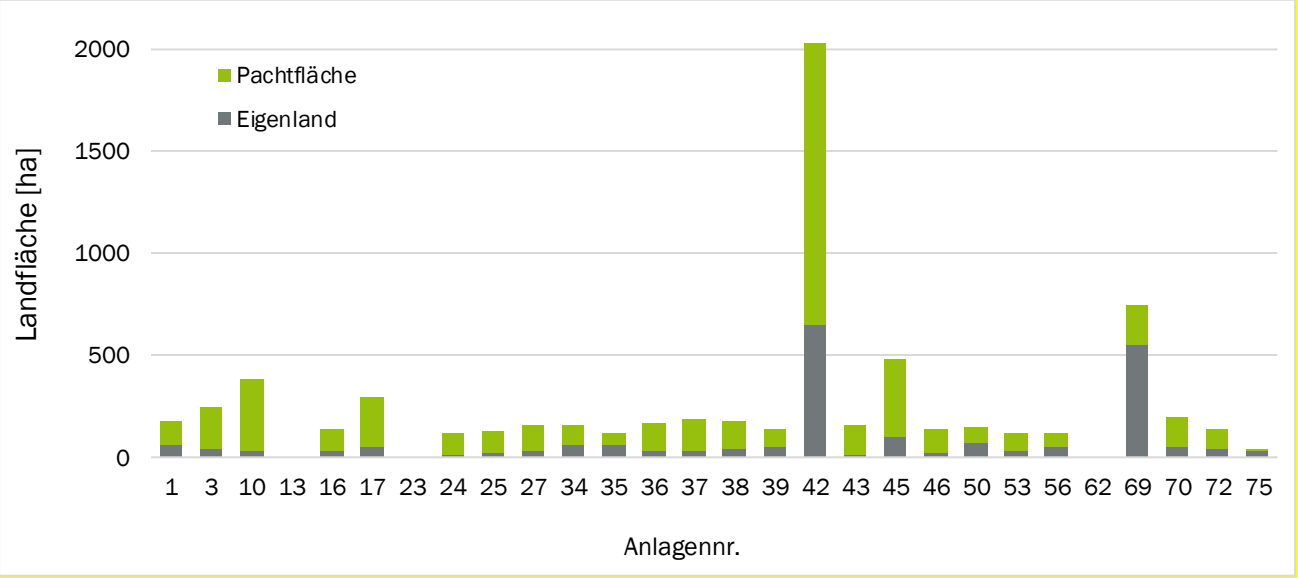

Abbildung 70: Verhältnis von Pachtfläche zu Eigenland

Der Stellenwert der BGA im Gesamtbetrieb wird von allen Betreibenden als sehr hoch eingeschätzt. So erwirtschaften die BGA nur bei 4 Betrieben weniger als 50 % des Deckungsbeitrages. Diese Betreibenden betonen aber, dass die BGA einen hohen systemischen Wert im Gesamtbetrieb hat. So fehlen ansonsten Möglichkeiten zur Verwertung tierischer Exkremente oder die BGA wird zur Strom- oder Wärmeversorgung des Betriebs benötigt. Für 85 % der Betriebe stellt die BGA mit mind. 50 % des Deckungsbeitrages die Haupteinnahmequelle dar (vgl. Abbildung 71).

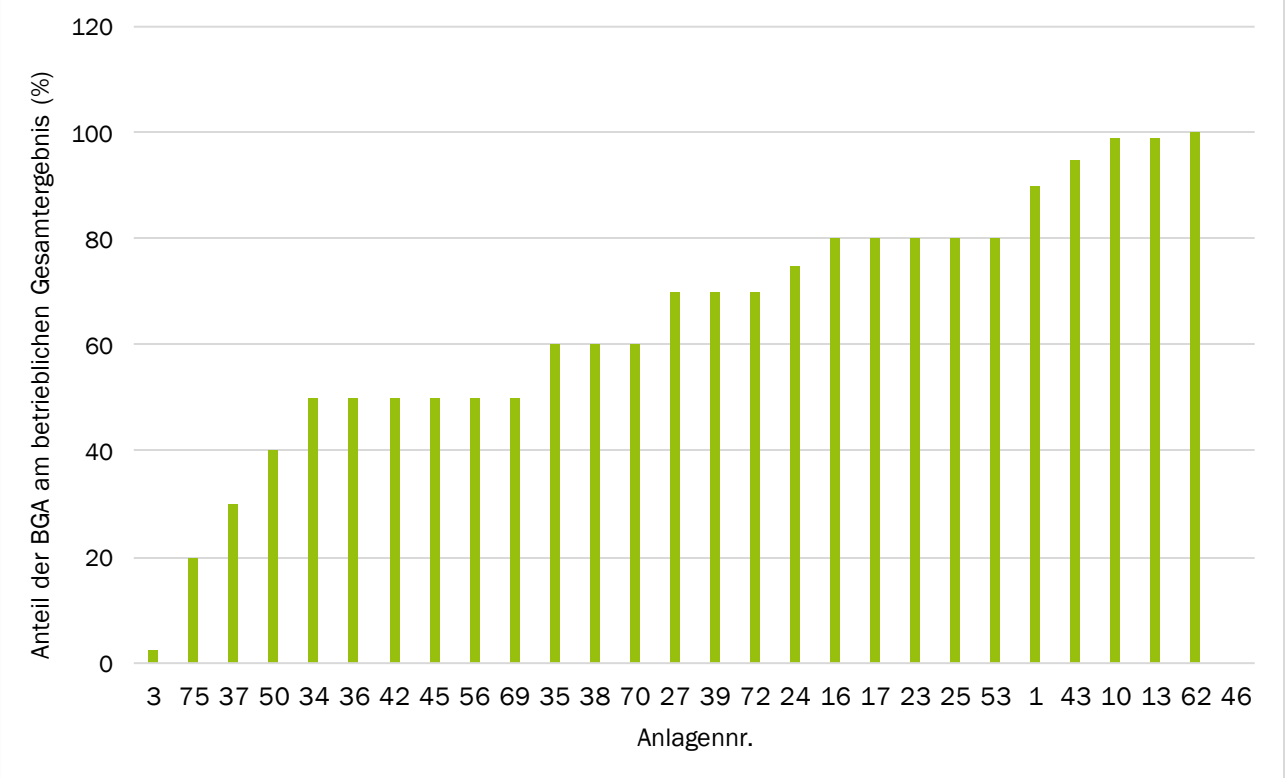

Abbildung 71: Anteil der BGA an Gesamtbetriebsergebnis in Prozent (Anlage 46: Nennung der BGA als Haupteinnahmequelle)

Verträge

Von den befragten Betrieben hatten nur 4 langfristige Substratverträge (Verträge innerhalb eigener Firmen wurden nicht mitgezählt). Diese waren aber eine industrielle Methaneinspeiseanlage, eine Abfallanlage und eine landw. Anlage mit einem Vertrag über Silphielieferungen. Ansonsten dominierte die Selbstversorgung mit Substrat und jährliche Verträge, teils sogar mündlicher Art.

Bei den Wärmeannahmeverträgen ergab sich ein anderes Bild. Hier dominieren eher langfristige Verträge. Aber auch die ausschließliche Eigennutzung und die vertragslose Abgabe der Wärme an Nachbarn (vgl. Abbildung 72). Vier Betreibende haben Wärmeabnahmeverträge, die über die EEG-Laufzeit hinausgehen. Ansonsten enden die Verträge mit externen Abnehmern spätestens mit dem EEG. Drei Betriebe konnten der Problematik von Vertragslaufzeiten über das EEG hinaus entgehen, indem Sie in das EEG 2017 gewechselt sind.

Abbildung 72: Dauer der Wärmeabnahmeverträge

An der Direktvermarktung des produzierten Stroms nehmen 24 der 28 Betriebe teil. Auf die Frage *„Welche zukunftsträchtigen Stromvermarktungsmodelle bestehen?“*, mit der die Kenntnis über Vermarktungsmodelle abgefragt wurde, wurden 11-mal Stichworte genannt, die der Flexibilisierung zu zuordnen sind. Die zweithäufigste Kategorie war das Ausschreibungsmodell des EEG 2017 mit vier Nennungen. Werden die Kategorien zusammengezählt, in denen keine Aussage getroffen wurde, sich die Befragten bisher zu dem Thema keine Gedanken gemacht hatten oder der Meinung waren, dass es so etwas wie zukunftsträchtige Stromvermarktungsmodelle nicht gibt, kommen ebenso viele Nennungen zusammen, wie in der stärksten Kategorie Flexibilisierung. Auffällig ist hier, dass die in der Praxis bereits bekannten und praktizierten Modelle häufig genannt werden als auch die Kategorie 8. Nur wenige Betreibende hatten Kenntnis über neue Technologien, wie Power-to-Gas, und neue Vermarktungsstrategien, wie Power-Purchase-Agreement (PPA) / Stromkaufvereinbarung. Ein Landwirt, der schon PPA über einen Online-Marktplatz betreibt merkte aber an, dass dies finanziell noch irrelevant ist, da es auf dem Marktplatz noch zu wenige Kunden gäbe (vgl. Tabelle 34).

Tabelle 34: Nennungen von Stichorten auf die Frage „Welche zukunftsträchtigen Stromvermarktungsmodelle bestehen?“ (Kategorisierung offener Antworten)

Nr.	Kategorie	Anzahl Nennungen
1	Flexibilisierung /Fahrplan/ Regelbetrieb/ Regelenergie/ Sekundärleistung/ Minutenreserve	11
2	Ausschreibung/ EEG 2017	4
3	PPA über Marktplatz	3
4	Power to Gas/ negative Regelenergie	2
5	PPA über eigenes Stromnetz	1
6	Clean Energy Modell	1
7	Biomethan	1
8	Noch keine Gedanken gemacht/ Es gibt keine/ k. A.	11

Geschäftsmodelle Biogasanlagen

Dieser Teil des Interviews diente dazu, die Absichten der Betreibenden bezüglich der zukünftig angestrebten Geschäftsmodelle abzufragen.

Auf die Frage „*Wollen Sie Ihre BGA nach Auslaufen des EEG weiter betreiben?*“ antworteten 25 Betreibende mit ja, einer mit Nein und einer sowohl mit ja, wie auch mit nein. Letzterer betreibt zwei Anlagen.

Die Anlage, die keinen Weiterbetrieb anstrebt begründet dies mit der unwirtschaftlichen Vergütung durch das EEG 2017. Diese Einschränkung wurde noch von drei weiteren Betreibenden angeführt, die aber trotzdem einen Weitertrieb anstreben, und war damit auch der einzige genannte Grund, die Anlagen nicht weiter zu betreiben.

Die Betreibenden, die einen Weiterbetrieb anstreben geben als meist genannte Gründe bestehende Verträge (Wärmeabnahme) und die Synergieeffekte der BGA für den Gesamtbetrieb an. Ebenso häufig wird die BGA als Haupteinnahmequelle genannt. Auch die energetische Eigenversorgung mit Strom oder Wärme wird häufig erwähnt. Ebenso sind die Verwertung von anfallenden Substraten, wie Wirtschaftsdünger oder Grünland Gründe für den Weiterbetrieb (vgl. Tabelle 35).

Letztendlich lassen sich diese Gründe, bis auf wenige Ausnahmen, zu einem Komplex zusammenfassen: Es wurden auf den Betrieben langfristige, aufwändige und stark verflochtene Strukturen geschaffen, in der Annahme das dies politisch gewollt ist und langfristig unterstützt wird. In diese Strukturen wurde viel Arbeit, Zeit und Geld investiert. Es besteht dadurch ebenso eine emotionale Bindung wie auch eine finanzielle, oder technische Abhängigkeit (Eigenversorgung) von der BGA. Aufgrund der engen Verflechtung mit den weiteren Betriebszweigen ist die BGA nicht problemlos aus dem System zu entfernen. Die Abschaltung macht häufig eine komplette Umstrukturierung des Betriebes notwendig.

Tabelle 35: Gründe für den Weiterbetrieb der BGA nach dem Ende der EEG-Vergütung (Kategorisierung offener Antworten)

Kategorie	Anzahl Nennungen
Wärmeverträge/ Wärmenetzbetrieb	6
System/Synergie	6
Haupteinnahmequelle	6
energetische Eigenversorgung	4
Gülle-/ Mistverwertung	3
Überzeugung	3
Investitionen	3
Optimismus	2
Grünlandverwertung	2
Gewohnheit	2
Gasaufbereitungsvertrag	1
Kein Weiterbetrieb	1

Auf die Frage *„Mit welchem Geschäftsmodell wollen sie die BGA weiterbetreiben?“* wurde am häufigsten der Flexbetrieb genannt. Danach folgten die Wärmekonzepte (Ausbau des Wärmenetzes, wärmegeführte Fahrweise) und das EEG 2017 (vgl. Tabelle 36). Auch genannt werden PPA und die Kostenreduktion durch den Einsatz günstiger Substrate, sowie die Biomethan- oder CNG[124]-Produktion und Power-to-Gas-Technologie. Keine Anpassungen beabsichtigen drei Betreibende, aber aus unterschiedlichen Gründen. So ist eine Anlage davon eine Abfallanlage, die erfolgreich eine regionale Kreislaufwirtschaft betreibt.

Die deutliche Mehrheit der Nennungen fällt auf die Optimierung von Bestehendem, durch Einnahmesteigerung bei Strom- und Wärmeproduktion und Kostenreduktion den Einsatzstoffen. Komplett neue Wege gehen, wie z. B. durch CNG-Produktion beabsichtigen die wenigsten Betreibenden.

[124] Compressed Natural Gas

Tabelle 36: Beabsichtige Geschäftsmodelle für den Weiterbetrieb nach dem Auslaufen der aktuellen EEG-Förderung (Kategorisierung offener Antworten)

Konzepte	Anzahl Nennungen
Flex-Betrieb	9
Wärmekonzept/ wärmegeführte Betriebsweise	7
EEG 2017	7
PPA Markplatz	3
günstige Substrate	3
energetische Eigenversorgung	2
Biomethanproduktion	2
CNG-Produktion	1
Power-to-Gas	1
Verkauf Satelliten-BHKW	1
Gärrestlagerung	1
keine Anpassungen	3

Auf die Frage „*Was würden Sie anstelle des BGA-Betriebs machen?*“ gaben 11 Betreibende keine Antwort. Darunterfallen aber auch die BGA, die schon in des EEG 2017 gewechselt sind. Zwei Betreibende hatten sich dazu noch keine Gedanken gemacht, 2 würden in Rente gehen. Acht würden sich wieder auf die Landwirtschaft fokussieren bzw. diese ausbauen (vgl. Tabelle 37).

Tabelle 37: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Was würden Sie anstelle des BGA-Betriebs machen?“

Kategorie	Anzahl Nennungen
k. A.	11
auf Landwirtschaft fokussieren	8
Keine Überlegungen	2
Rente	2
nichts mit Landwirtschaft	1
Power-to-Gas	1
Güllelager	1
BGA als Gülleanlage	1
Auswandern	1
Nebenerwerb LW	1

Auf die Frage „*Wie würden Sie die Anlage/Behälter dann nutzen?*“ war die häufigste Antwort die Nutzung als Güllelager (12). Am zweit häufigsten war die Vermietung / Verpachtung (7). In die Kategorie fallen sowohl die Verpachtung als BGA aber auch die als Güllelager (vgl. Tabelle 38).

Tabelle 38: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Wie würden Sie die Anlage/Behälter dann nutzen?“

Kategorie	Anzahl Nennungen
Güllelager	12
Vermietung/Verpachtung	7
energetische Eigenversorgung	2
Gülleaufbereitung	1
Wärmespeicher	1
Rückbau	1
k. A.	9

Die Frage „*Was machen Sie mit der stillgelegten Anlage?*“ gaben 15 Betreibende keine Antwort. Sechs streben einen Rückbau an. Die restlichen Antworten zielen auf einer teileweisen Weiternutzung ab, z. B. Weiternutzung der Silos, oder des Wärmenetzes durch Tausch des BHKW gegen eine Holzhackschnitzelheizung oder einen Biogasbrenner.

Die Antworten auf die Fragen zum Verhalten bei BGA-Betriebseinstellung zeigen, dass ein Rückbau prinzipiell nicht notwendig ist. Die Betreibenden würden bei der vornehmlich beabsichtigten Rückkehr zur Landwirtschaft die Silos und die Behälter gut weiternutzen können, insbesondere vor dem Hintergrund der Düngeverordnung. Zudem lassen sich die Komponenten der Wärmeverwertung relativ einfach durch einen Tausch des BHKW (eventueller Gebrauchtverkauf) gegen eine andere Wärmequelle weiternutzen.

Bei der Frage „*Welche Geschäftsideen für die Zeit nach dem EEG haben / kennen Sie?*“ wurde mit Abstand am häufigsten (14 Nennungen) die Antwort Biomethan (Einspeisung in das Erdgasnetz) genannt. Auch die am zweithäufigsten gegebene Antwort Aufbereitung zu Treibstoff „CNG“ zielt auf die Aufbereitung. Die Antworten auf dem dritten Platz, mit je 5 Nennungen EE 2017, Direktvermarktung und Wärmenutzung und die viert platzierte Nennung – Eigenversorgung - zielen ebenfalls auf die Energieproduktion. Die Produktion von neuen Produkten, wie z. B. Dünger oder Einstreu aus Gärest oder auch Qualitätsheu rangieren auf den hinteren Plätzen (vgl. Tabelle 39).

Tabelle 39: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Welche Geschäftsideen für die Zeit nach dem EEG haben/kennen Sie?“

Kategorie	Anzahl Nennungen
Biomethan (Einspeisung in das Erdgasnetz)	14
CNG (Biogastankstelle)	6
EEG2017	5
Direktvermarktung	5
Wärme	5
Eigenversorgung	4
keine	3
Optimierung Substratmix	2
Dünger aus Gärrest	2
PPA	1
Qualitätsheuproduktion	1
Klärschlammtrocknung	1
Bioraffinerie	1
Gärresteaufbereitung zu Einstreu	1
Wasserstoffproduktion	1
k. A.	5

Bei der Frage „*Welche Geschäftsideen halten Sie für erfolgversprechend?*“ waren die Antworten deutlich verhaltener. Viele Kategorien der vorhergehenden frage tauschen hier nicht mehr auf. Am häufigsten wurde keine Angabe zu dieser Frage gemacht. In Summe sind aber die „positiven“ Antworten in der Mehrheit. Auch wenn es sich dabei eher um betriebsindividuelle Ansätze handelt. Nur 2 Betreibende waren sehr pessimistisch und waren der Meinung, dass es keine Geschäftsideen gibt, die Erfolg versprechen. Recht stark vertreten ist aber auch hier wieder die Aufbereitung von Biogas, entweder zur Einspeisung in das Erdgasnetz, oder zur direkten Treibstoffproduktion. Auch die neue Kategorie CO_2-Zertifikate steht im Zusammenhang mit der Mobilität (vgl. Tabelle 40).

Tabelle 40: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Welche Geschäftsideen halten Sie für erfolgsversprechend“

Kategorie	Anzahl Nennungen
k. A.	7
"Muss man rechnen"	3
"Es gibst keine"	2
Dünger aus Gärrest	3
CNG	3
Biomethan	2
Wärme	2
Eigenversorgung	2
Direktvermarktung	1
Qualitätsheuproduktion	1
Gärresteaufbereitung für Viehbetrieb	1
Hydrolysefermenter	1
Hoffnung auf besseres EEG	1
CO_2-Zertifikate	1
Wärmegeführte Anlagenfahrweise	1

Die Antworten auf die Frage „*Wie schätzen Sie das Ausschreibungsmodel in Hinblick auf Ihre Anlage ein?*“ waren vornehmlich negativ. Ein Betreibender gab keine Antwort ab, weil er sich mit dem Thema noch nicht auseinandergesetzt hatte. Durchschnittlich liegt die Bewertung auf der Skala von 1 (Sehr gut) bis 5 (sehr schlecht) bei 4,1. Mit „Sehr gut“ wurde das EEG 2017 gar nicht bewertet (vgl. Abbildung 73).

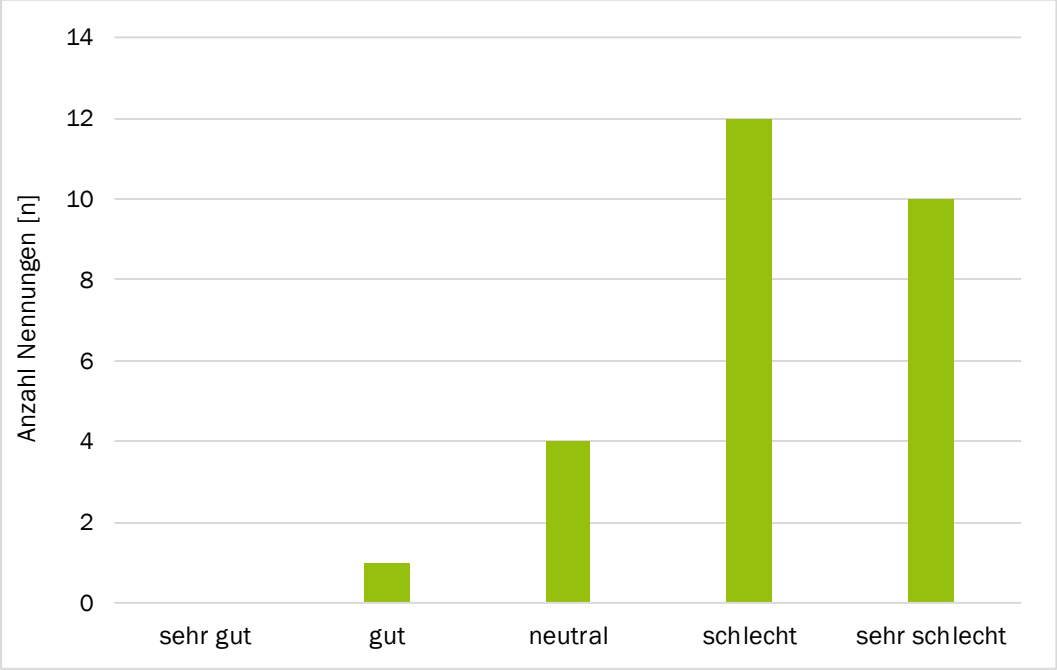

Abbildung 73: Einschätzung des EEG 2017 im Hinblick auf die eigene Anlage

Auf eigenes Risiko die Anlage weiterbetreiben, also ohne EEG-Vergütung, würden 7 der befragten Betreibenden. Zwei davon würden die energetische Eigenversorgung anstreben, zwei Weitere die Biomethaneinspeisung. Die Stromproduktion zur Einspeisung in das öffentliche Netz und einer Vermarktung an der Strombörse EPEX Spot ohne EEG-Vergütung würde keiner dieser Betreibenden anstreben. Klar verneinen tun die Frage 10 Betreibende. Sechs würden bei besseren ökonomischen Bedingungen die Anlagen ohne stattliche Förderung betreiben. Drei sind sich nicht sicher.

Geschäftsmodelle pauschal ausschließen würden lediglich 6 Betreibende. Am häufigsten antworteten die Betreibenden, dass sie keine Geschäftsmodelle ausschließen würden, solange diese wirtschaftlich sind (vgl. Tabelle 41).

Tabelle 41: Antworten auf die Frage: „Welche Geschäftsmodelle würden Sie pauschal ausschließen? Warum?“

Antwort	Anzahl Nennungen	Begründung
Keines, solange es wirtschaftlich ist	13	
Keines, solange es wirtschaftl. + ökologisch ist	2	
k. A.	7	
EEG 2017	3	Zu kompliziert, Zu geringe Vergütung
Biomethantankstelle	2	schlechte Infrastruktur, hohe Investitionskosten + auf dem Land zu wenig Kunden
Biomethan	1	Standort
Umstieg auf Gras + GPS	1	zu geringe Effizienz, technische Probleme
durchwachsene Silphie	1	Öffentlichkeit will keine Monokulturen
Flexibilisierung	1	Anlagentechnik ungeeignet
Abfallanlagen	1	Gestank, Auflagen

Zwar gaben sich die Betreibenden alternativen Geschäftsideen recht offen, aber auf die Frage wie wichtig es ihnen ist mit ihrer Anlage Strom zu produzieren immerhin 10 Betreibende an, dass es Ihnen „wichtig“ oder „sehr wichtig“ ist. 11 weiteren Betreibenden war es allerdings auch „unwichtig“ oder „egal“ (vgl. Abbildung 74).

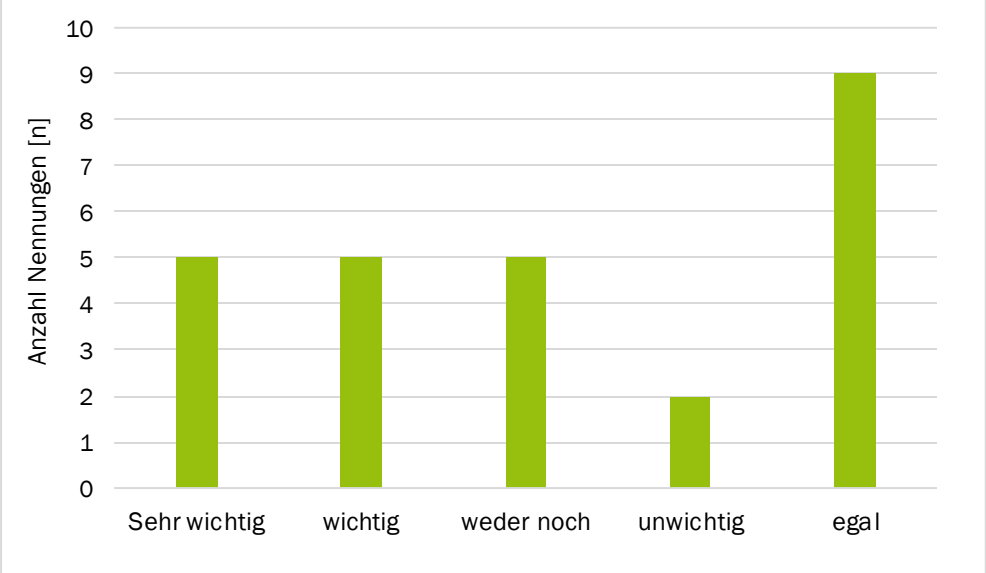

Abbildung 74: Anzahl der Antworten auf die Frage „Wie wichtig ist es Ihnen mit Ihrer Anlage Strom zu produzieren?“ nach Kategorien

Substrate

Der Vergleich der Aussagen derjenigen Betreibenden, die sowohl an der Umfrage (aktueller Substratmix) als auch an den Interviews (zukünftiger Substratmix) teilgenommen, geben (n = 27) 74 % der im Rahmen Betreibenden Maissilage als aktuelles Hauptsubstrat und 47 % Gülle oder Mist als Zweit-Substrat sowie ebenfalls 48 % Gras oder Grassilage als Dritt-Substrat (bezogen auf den Massenanteil eines Jahres) für ihre Biogasanlage an. Bei der Frage nach dem zukünftigen Substratmix nennen 52 % Gülle / Mist als Hauptsubstrat. Auch Gras nimmt einen höheren Stellenwert als bisher ein. Bei dem Zweit- und Drittsubstrat gibt es keine klare Rangfolge mehr. Neben Gras sollen auch vermehrt Landschaftspflegegrün oder Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie eingesetzt werden. Nur zwei Betreibende planen eine komplette Substratumstellung, in den speziellen Fällen auf Dauerkulturen. Gar keine Änderungen hatte nur ein Betreiber vor. Dieser setzt allerdings, seit Inbetriebnahme 1995, 100 % Hühnermist ein. Eine Ausnahme bilden auch die Abfallstoffe (Substrat 13 bis 15), da diese alle von demselben Betrieb, der einzigen Abfallanlage, eingesetzt werden (vgl. Tabelle 42).

Tabelle 42: Angaben der 28 Interviewteilnehmenden auf die Frage „Welche Substrate würde Sie nach Auslaufen des EEG nutzen?“

Nr.	Substrat	Substrat 1	Substrat 2	Substrat 3	Substrat 4	Summe
1	Gülle	14	3	4	3	24
2	Gras	5	7	1		13
3	Mais	4	5	1	2	12
4	Dauerkulturen	2	1	1		4
5	„Hauptsache günstig“	2				2
6	Ausschussmarktfrüchte		1	1		2
7	Stroh		1		1	2
8	GPS			2		2
9	Getreide		1	1		2
10	Rüben			2		2
11	Nebenprodukte Lebensmittelind.		1			1
12	Zwischenfrüchte				1	1
13	Verpackte Lebensmittel	1				1
14	Bioabfall (Biotonne)		1			1
15	Fett			1		1

57 % der Betreibenden geben an, dass keine technischen Änderungen an der Anlage für den zukünftigen Substratmix nötig wären. 43 % sehen Anpassungen als notwendig an. Diese betreffen vor allem die Substrataufbereitung (6 Nennungen) und Rührwerke (4). Aber auch Änderungen am Feststoffeintrag, an Pumpen und sogar der Zubau von Fermentern werden genannt (je 2 Nennungen).

Dies verdeutlicht, dass die komplette Umstellung der Einsatzstoffe nicht leicht umzusetzen ist, aber die Thematik durchaus bei den Anlagenbetreibenden angekommen ist und die Absichten, mehr Gülle und weniger Mais einzusetzen, vorhanden sind. Kommentare der Betreibenden, wie „Alles was günstig ist“, lassen aber auch eine andere Interpretation zu. Gülle / Mist und Gras, können auch symbolisch für günstige Substrate stehen. Gerade bei den Betrieben, die den Gülleanteil durch Fremdgülle erhöhen wollen, sind diese wirtschaftlichen Aspekte aber im Hinterkopf zu behalten. Die Notwendigkeit von technischen Anpassungen bei Änderung des Substratmixes scheint den Betreibenden bewusst zu sein. Dies zeigt der Umstand, dass diese Frage von allen befragten Betreibenden beantwortet wurde, sowie die recht präzisen Angaben bei den notwendigen Änderungen.

Nach Ende der aktuellen Vergütung würden 19 Betreibende die produzierte Strommenge anpassen. Acht Betreibende würden die gleiche Menge produzieren. Einer gab dazu keine Antwort. Von den Betreibenden, die die installierte elektrische Leistung anpassen würden, will nur einer, allerdings nur zur Optimierung der Eigenversorgung, vergrößern. Drei sind sich noch nicht sicher, ob Sie die Leistung aufstocken oder verringern werden. Der Rest möchte im Schnitt die installierte elektrische Leistung auf 40 % der Jetzigen verringern. Bezogen auf die Bemessungsleistung entspricht dies einer Verkleinerung auf etwa 60 % (vgl. Abbildung 75).

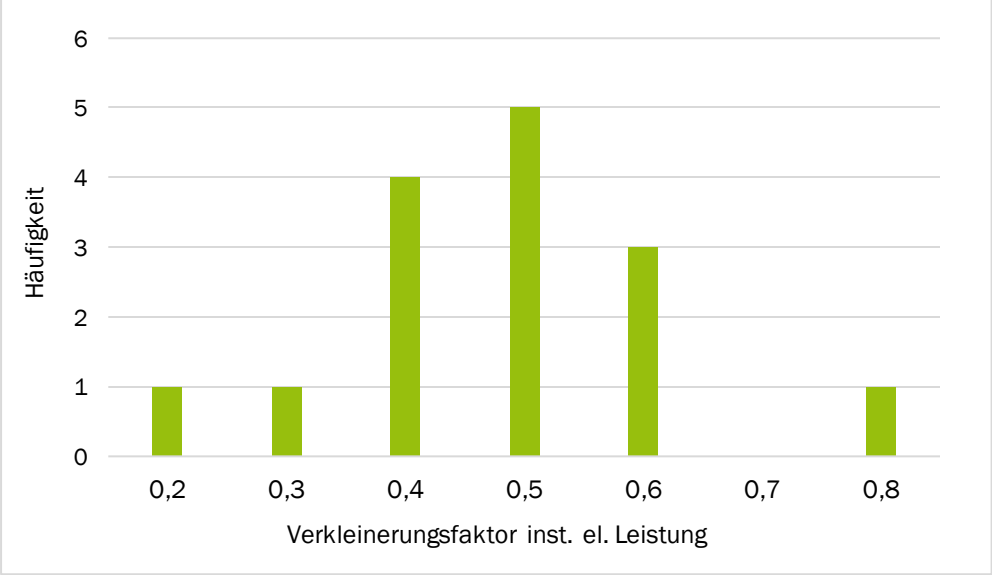

Abbildung 75: Beabsichtigte Verkleinerung der installierte elektrische Leistung als Häufigkeitsverteilung (Faktor = zukünftige Leistung / installierte elektrische Leistung)

82 % der Betreibenden haben ihre Anlage schon flexibilisiert. Vier Betreibende haben dies aus technischen Gründen noch nicht getan. Ein Betreiber gab dazu keine Antwort. Die technischen Gründe sind betriebsindividuell. Deren Beseitigung wäre aber immer mit hohen Investitionen verbunden.

Die Tendenz zur Verkleinerung der installierten elektrischen Leistung ergibt Sinn, insbesondere vor dem Hintergrund von Substratmixanpassungen hin günstige Substrate, die aber auch weniger Energie enthalten. Zudem besitzen die Betriebe im Schnitt 3,1 BHKW und sind meist flexibilisiert. Das Abschalten älterer BHKW ist da die denkbar einfachere Lösung im Vergleich zu einer weiteren Vergrößerung mit weiteren Investitionen. Überraschend hoch ist der Anteil an Betreibenden, der dies beabsichtigt.

Standort

In der Kategorie Standort wurde das Wissen der Betreibenden zu ihrem Anlagenstandort und dessen Potenzialen abgefragt. Es sollte ermittelt werden, in wie weit sich die Betreibenden der Vor- und Nachteile Ihres Standortes bewusst sind und ob sie dessen Potenziale gut ausnutzen.

20 der Anlagen liegen in Ackerbauregionen mit Milchvieh oder Schweinehaltung. 8 Anlagen lagen in Grünlandregionen mit Milchviehhaltung.

Weitere Produzenten erneuerbaren Energien im Umkreis der eigenen Anlage waren allen Betreibenden bekannt. Allerdings wurden nur zu den BGA konkrete Angaben gemacht, z. B. die Anzahl an Anlagen in einem speziellen Umkreis oder die Namen der Betreibenden. Das Verhältnis zu Nachbarn und weiteren Betreibenden würde im Durschnitt jeweils mit 1,8 auf einer Skala von 1 (sehr gut) bis 5 (sehr schlecht) angegeben.

Die Frage nach bisher nicht genutzten Wärmeabnehmern wurde 13-mal mit ja beantwortet. Dabei handelte es sich in Mehrzahl um wenige private Haushalte, die noch angeschlossen werden könnten. Nur drei dieser Betreibenden konnten konkrete Angaben zum der absetzbaren Wärmemenge machen. Elf Betreibende verneinten diese Frage. Vier gaben keine Antwort ab. Eine Konkurrenz um die Wärmeabnehmer sahen nur 5 Betreibende. 8 stimmten dem nicht zu (5 k. A.).

Auf die Frage *„Gibt es andere Wärmequellen in der Nähe (BGA und nicht BGA)?“* nannten nur 9 Betreibende entsprechende Quellen. Nur zwei nannten den konkreten Betreibenden. Die von diesen Quellen produzierte Wärmemenge war keinem der Betreibenden bekannt. 43 % der Betreibenden gaben an, dass es Wärmenetze in Ihrer Umgebung gibt. 57 % verneinten dies. Ein Anschluss an dieses Wärmenetz ist aber bei 42 % der Fälle nicht möglich, da es sich zu weit weg befindet, oder Verkehrswege den Zugang erschweren. Bei den erzielten Wärmepreisen ergibt sich eine breite Spannweite zwischen ausschließlicher Eigenverwertung (14 %), kostenloser Abgabe, bzw. Vergütung ausschließlich über den KWK-Bonus, bis hin zu einer Vergütung von 7,5 Cent/kWh$_{th}$, bzw. komplexen Vergütungssystemen, je nach Verbraucher und Entfernung mit Preisanpassungen nach Heizölpreis oder staatlichem Index. Die meisten Betreibenden begnügen sich aber mit dem KWK-Bonus, den sie durch die Wärmeverwertung erhalten. So liegt der durchschnittlich erzielte Preis über alle Befragten bei 3,1 Cent/kWh$_{th}$ (vgl. Abbildung 76)

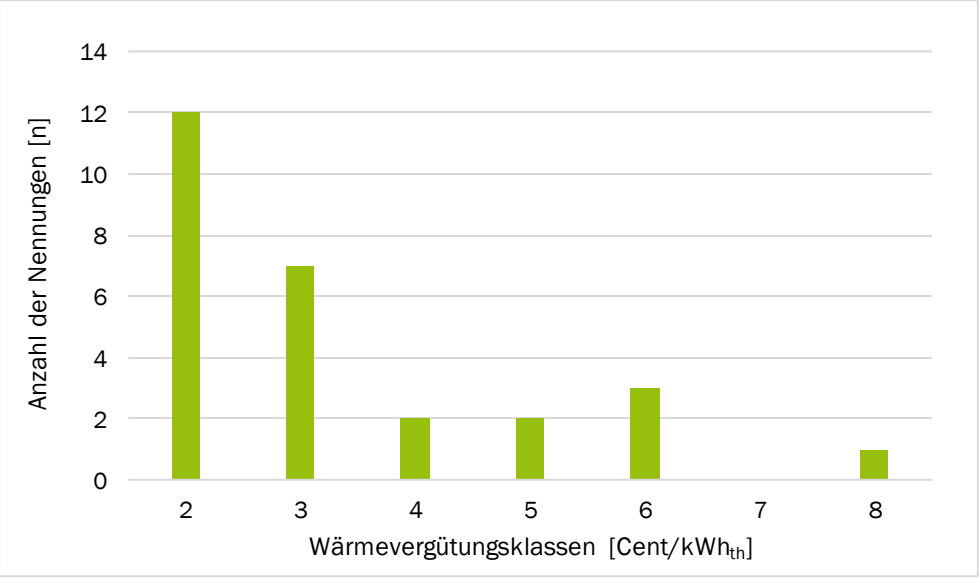

Abbildung 76: Histogramm der erzielten Wärmepreise

Die Nutzung der Abwärme zur Trocknung wird von 61 % der Befragten praktiziert. Diesen Betreibenden ist ihre zur Verfügung stehende Trocknungsleistung bekannt. Es werden vor allem Brennholz, Hackschnitzel, Getreide, Heu und Gärrest getrocknet. Vereinzelt werden auch Körnermais, Sojabohnen Leinen und Luzerne getrocknet. Nur ein Betreibe trocknet auch Industriewaren, wie z. B. Kunststoffgranulate.

Bei 71 % der Betreibenden verläuft eine Erdgasleitung in der Nähe. Ein Anschluss ist aber bei weniger als der Hälfte davon möglich, da die Leitungen zu weit entfernt sind oder es sich um eine Hockdruckleitung handelt. Die Entfernung bei der ein Anschluss für möglich gehalten wird liegt, bis auf eine Ausnahme, bei weniger als einen Kilometer.

Für 75 % der Betriebe stellen die Pachtpreise ihrer Region ein Problem dar. Bei 67 % dieser Betriebe bzw. 64 % aller Betriebe sind allerdings alternative Substrate verfügbar. Zu den meist genannten Substraten gehören Rasen- bzw. Grünschnitt, Pferdemist, Rindermist und Gülle (vgl. Tabelle 43).

Tabelle 43: Verfügbare alternative Substrate

Substrat	Nennungen
Rasen-/ Grünschnitt	6
Pferdemist	5
Rindermist	3
Gülle/ Gülle separiert	3
Backwaren	2
Kartoffelschalen	2
Getreideausputz	2
Tierkörper	1
Schlachtabfälle	1
Hähnchenmist	1
Streuwiesen	1
Abfälle der Nudelproduktion	1

Zwar kennen sich die Betreibenden in Ihrer Region aus, werden aber selten konkret, wenn es um Konkurrenz, Potenziale oder Synergien geht. Nur wenige Betreibende haben die Möglichkeiten so weit erörtert, dass sie konkrete Zahlen nennen konnten. Die Wärmenutzung und der Betrieb der Wärmenetze zählen zu den Gründen, warum die Betreibenden ihre Anlage auch in Zukunft weiter betreiben wollen. Es sind aber häufig noch Ausbaupotenziale vorhanden. Das diese oft kleineren Einheiten nicht angeschlossen werden, verwundert nicht, da meist der KWK-Bonus die ausschließliche Vergütung der Wärme darstellt. Die Betreibenden kennen zwar diverse weitere BGA in Ihrer Umgebung und verstehen sich auch gut mit deren Betreibenden, halten die Erdgasleitungen aber meist für zu weit weg, um einzuspeisen. Es ist daher davon auszugehen, dass Anlagenpooling zur Einspeisung in das Erdgasnetz weitestgehend unbekannt ist. Die problematischen Pachtpreise könnten bei vielen Betrieben durch den Einsatz alternativer Substrate umgangen werden. Die häufige Nennung von Mist und Gülle spiegelt gut die beabsichtigte Steigerung deren Anteils im zukünftigen Substratmix wieder. Sie sind aber auch schon

lange in der Diskussion. Die Anzahl der Nennungen könnte daher auch durch den Bekanntheitsgrad der Substrate beeinflusst sein. Es handelt sich dabei aber um gasertragsarme Substrate. Die verstärkte Suche nach gasertragreichen Substraten mit einer guten und regelmäßigen Verfügbarkeit, wie z. B. Lebensmittelreste oder Reste der Lebensmittelproduktion, sollte ausgeweitet werden, um einen ausgewogenen und wirtschaftlichen Substratmix zu erreichen.

Anlagentechnik und Prozessbiologie

Dieses Kapitel des Interviews diente der Aufnahme des technischen und prozessbiologischen Zustands der BGA und damit der Erörterung, ob die Anlagen zu einem Weiterbetrieb in der Lage sind oder ob es dazu umfangreicherer Anpassungen benötigt.

Anlagentechnik

Die Einschätzung des technischen Zustands der Biogasanlage durch die Betreibenden ergab eine Durchschnittsnote von 2,5. 89 % schätzen Ihre Anlage als durchschnittlich oder gut ein (vgl. Abbildung 77). Die letzte Sicherheitstechnische Prüfung war im Durchschnitt keine 2 Jahre her. Drei Anlagen wiesen keine Mängel auf. Ansonsten dominierten Mängel, die die Dokumentation betrafen oder geringe Mängel. Die restlichen Mängel betrafen alle Anlagenteile und ließen sich nicht Kategorisieren. Die wasserschutzrechtliche Prüfung wurde bei 14 % der Anlagen bis dato noch nicht durchgeführt. 50 % der Anlagen, bei denen diese schon durchgeführt wurde, wiesen keine Mängel auf. Die Mängel an den restlichen Anlagen waren laut Betreibenden Kleinigkeiten sowie undichte Silos oder undichte befestigte Plätze.

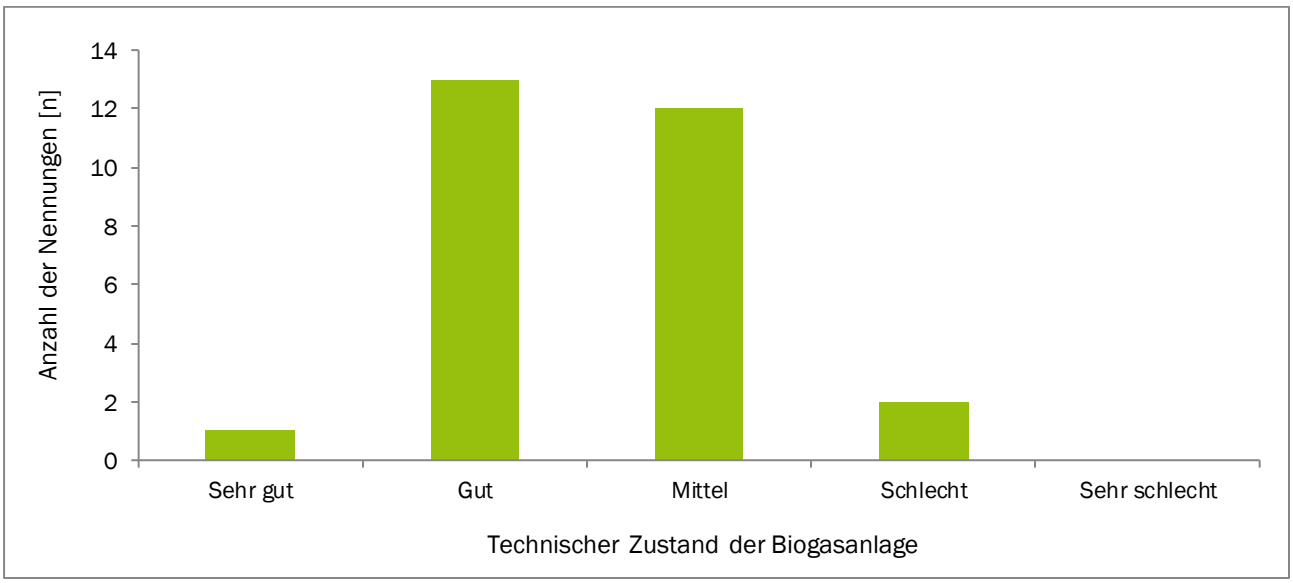

Abbildung 77: Einschätzung des technischen Zustandes der Biogasanlage durch die Betreibenden

Prozessbiologie

Der prozessbiologische Zustand der Anlagen wurde durch die Betreibenden mit Mittel bis sehr gut (im Durchschnitt 1,6) eingeschätzt (vgl. Abbildung 78). Bei 32 % der Anlagen wird monatlich eine Analyse durchgeführt. Bei 25 % war die letzte Analyse im Jahr des Interviews.

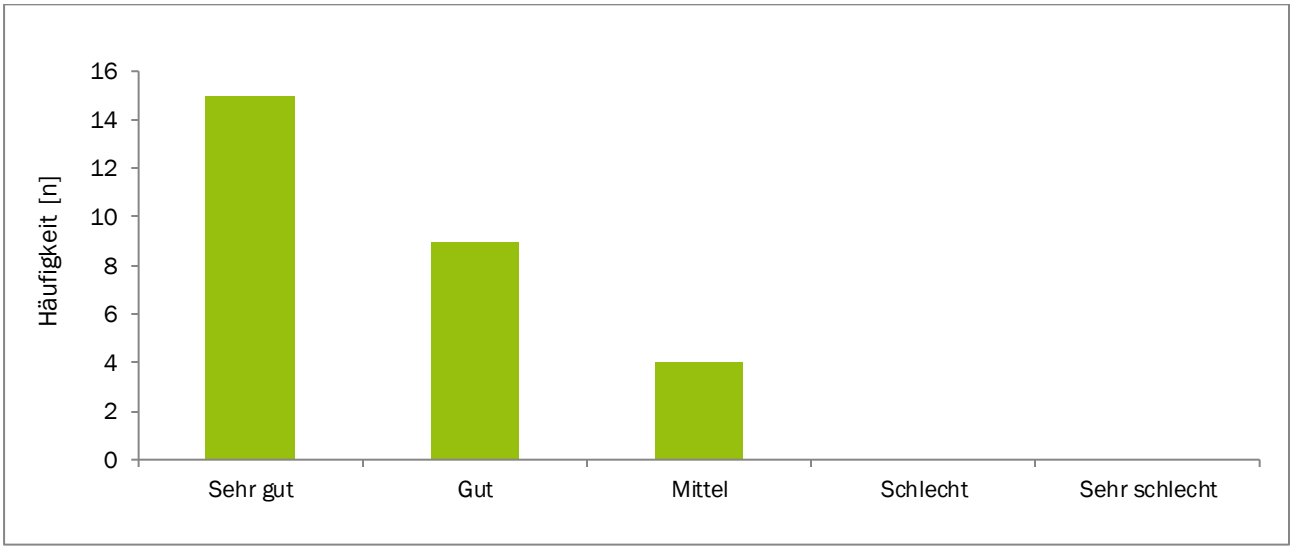

Abbildung 78: Einschätzung des prozessbiologischen Zustandes der BGA durch die Betreibenden

Bei jeweils 14 % war die Analyse 1 Jahr bzw. 2 Jahre her. Bei einer Anlage war diese 5 Jahre her und bei zwei Betreibenden war diese sogar so lange her, dass sie sich nicht mehr an das Datum erinnern konnten. Die Einschätzung der Betreibenden stimmte in vielen Fällen mit den an der Uni Hohenheim gemachten Untersuchungen (pH, el. Leitfähigkeit, TS/oTS, FOS/TAC, FFS, ges. N, NH_4, Spurenelemente) nicht überein (vgl. Tabelle 44). 36 % der Betreibenden hatten prozessbiologische Probleme. Wobei die Betreibenden, welche monatliche Analysen durchführen lassen, sich weniger oft irrten.

Tabelle 44: Bewertung der Prozessbiologie durch Betreibende und Wissenschaftler*innen (1: Sehr gut bis 5 sehr schlecht)

Anlagennr.	Einschätzung Betreibende	Einschätzung Uni Hohenheim	Letzte Analyse durch Betreibende
1	2	2	2020
3	3	5	2017
10	2	3	2020
13	1	3	2018, selbst durchgeführt
16	1	1	monatlich
17	1	1	monatlich
23	2	3	2020
24	2	1	2018
25	2	3	monatlich, selbst durchgeführt
27	1	1	monatlich
34	1	1	2015
35	1	4	2020
36	2	1	monatlich
37	1	1	2018
38	2	4	-
39	1	Keine Analyse	monatlich
42	1	Keine Analyse	2019
43	1	1	2020
45	2	4	-
46	3	1	2020
50	1	2	2019
53	3	Keine Analyse	monatlich
56	1	3	2019
62	1	1	monatlich
69	3	3	2020
70	1	1	2018
72	1	1	monatlich
75	2	4	2019

Bei der prozessbiologischen Beurteilung verlassen sich die Betreibenden vor allem auf die Parameter FOS/TAC, flüchtige Fettsäuren, pH und TS (vgl. Tabelle 45). Bei der installierten Messtechnik werden am häufigsten die Gasanalyse (64 % der Anlagen) genannt, vor der Temperaturmessung (39 %), dem Füllstand (32 %) und dem Gasvolumenstrom (25 %). Drei Anlagen haben keine Messtechnik installiert.

Tabelle 45: Prozessbiologische Analyseparameter und Online an den BGA erfasste Parameter nach Häufigkeit Ihrer Nennung durch die BGA-Betreibenden

Analyseparameter	Nennungen	Messtechnische Parameter	Nennungen
FOS/TAC	19	Gasqualität	18
FFS/ Essigsäureäquivalent	17	Temperatur	11
pH	12	Füllstand	9
TS/oTS	11	Gasvolumenstrom	7
NH_4	6	Druck	3
Spurenelemente	5	keine Messtechnik	3
„Nährstoffe“	4	Wärmemenge	2
Temperatur	3	Füllstand Gasspeicher	2
NH_3	1	Trockenmasse	1
el. Leitfähigkeit	1	Durchfluss Flüssigkeit	1

Die Einschätzung der Prozessbiologie durch die Betreibenden ist vornehmlich gut. Die Mehrheit der Betreibenden führt jährlich oder sogar monatlich Analysen durch. Die am häufigsten analysierten Parameter sind einfach, aber aussagekräftig, wie FOS/TAC oder TS. Aber auch komplexere Analysen, wie flüchtige Fettsäuren, sind gut vertreten. Somit fußt die Einschätzung der Betreibenden mehrheitlich auf Fakten. Bei der an den Anlagen installierten Messtechnik zur Überwachung der Prozessbiologie reicht die Bandbreite von gar keiner bis sehr gut ausgestattet. Die Antworten kamen oft nicht spontan und die Wortfindung fiel schwer. Auch die Relation der Nennungen wirkt etwas unrealistisch. So sollten die allermeisten Anlagen zur Steuerung der Heizung über eine Temperatursonde verfügen. Am häufigsten wurde aber die aufwändige und teure Gasanalyse genannt. Die Ergebnisse sprechen eher dafür, dass der Überblick über die eigene vorhandene Messtechnik und deren Bedeutung bei den Betreibenden nicht vollumfänglich ausgeprägt ist.

79% der Betreibenden gaben an, dass ein Substratwechsel technisch möglich ist. Bedenken gab es vor allem wirtschaftlicher Art, aber auch aus prozessbiologischen oder gesamtbetrieblichen Gründen.

Ausblick

Im Ausblick wurden Erwartungen und Wünsche an die Politik, die Biogasbranche und die Wissenschaft abgefragt. Es wurde nach der Höhe der Vergütung gefragt, die sich die Betreibenden für die Zukunft wünschen. Und es wurde die Bereitschafft für einen Neubau abgefragt.

Auf die Frage „*Was wünschen Sie sich von der Politik?*“ haben alle Befragten eine Antwort abgegeben. Die Antworten waren sehr vielschichtig und reichten von recht allgemeinen Wünschen bis hin zu sehr detaillierten Vorschlägen. Es ließen sich mehrere Schwerpunkte ausmachen. Das am häufigsten genannte Stichwort war „*Planungssicherheit*“. Ein weiterer Schwerpunkt lag beim Bürokratieabbau und ein dritter bei den ökonomischen Rahmenbedingungen. Zudem gab es zahlreiche Forderungen, zu Fördermodalitäten, wie z. B. die Abschaffung der derzeitigen EEG-Umlage auf Eigenstromverbrauch (vgl. Tabelle 46).

Tabelle 46: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Was wünschen Sie sich von der Politik?“ nach Häufigkeit ihrer Nennung

Kategorie	Anzahl Nennungen
Planungssicherheit / verlässliche Bedingungen/ Zuverlässigkeit/ Zukunftsperspektiven	14
Wirtschaftliche Möglichkeiten / faire Entlohnung	10
Bürokratieabbau / weniger Auflagen /weniger Vorschriften /Komplexität abbauen	8
Klarer Plan für Biogas/ BGA in den Fokus	6
CO_2 Steuer / CO_2 Handel / RED II Handel / Umlegung von CO_2 / CO_2-Zertifikate	4
Förderung dezentraler Versorgung / regionale Vermarktung / Vermarktung an Dritte	3
Sonderregelungen für Kleinanlagen	3
Höhere Flexibilitätsprämie	2
Besseres EEG / Verlängerung des eigenen EEG	2
Kreislaufwirtschaft fördern	2
PR für Biogas / Unterstützung bei emotionalen Themen wie Vermaisung	2
Düngeverordnung überdenken	1
Stärkung des ländlichen Raums	1
Ideelle Unterstützung der regenerative Energien	1
Verwaltungskosten reduzieren	1
Höhere Grundlastförderung	1
Höhere NawaRo Prämie	1
Stärkere Belastung der fossilen Energien	1
Eigenstromnutzung ohne EEG-Umlage	1
Biogas besser nutzen Sommer Winter und Stromschwankungen	1
Vereinfachung der Regeln für flex. Fahrweise (Verknüpfung mit Wind u. Sonne)	1
BGA als Regelenergieproduzent stärken	1
Unterstützung für Abfallanlagen	1
Unterstützung für Gülleanalgen	1
Gleichbehandlung von Biogas	1
Atom- und Kohlestrom abschaffen	1

Die Antworten auf die Frage „*Was wünschen Sie sich von der Biogasbranche?*“ waren vornehmlich eine Bewertung des Lobbyverbandes der Biogasbranche. Da dies stark subjektiv ist und sich zudem die positiven und negativen Bewertungen die Waage hielten werden diese Kommentare hier nicht da rgestellt. Es wird hier nur auf die konkreten Forderungen eingegangen. Diese betrafen trotzdem Mehrheitlich die

Lobbyarbeit und nur drei der Antworten ließen sich als Anmerkungen zu den Industrieunternehmen der Branche interpretieren. Aus den Antworten lässt sich die Meinung ausmachen, dass sich die Betreibenden kleiner Anlagen und die von ökologisch wirtschaftenden Betrieben mehr Unterstützung wünschen (vgl. Tabelle 47).

Tabelle 47: Erwartungen der BGA-Betreibenden an die Biogasbranche

Kategorie	Anzahl Nennungen
Unterstützung nachhaltiger Biobetriebe	2
Auflagen reduzieren	2
öffentliche Akzeptanz der Bioenergie verbessern	1
Ehrlichkeit (Ist Biogas ökologisch ja oder nein ?)	1
Forderung einer Grundvergütung	1
Planungssicherheit	1
Lobbyarbeit erhöhen für kleine und durchschnittliche Anlagen - Familienbetriebe	1
Entwicklung zur Kreislaufwirtschaft fördern	1
Weniger Unterstützung für NawaRo-Anlagen	1
Stärkere Unterstützung von Wärmenetzen	1
Ausschöpfen des Anlagenpotentials (Wärme, Fahrweise usw.)	1
Aufklärung der Öffentlichkeit über die Ist-Lage der Betreibenden	1
Informationsangebot zu technischen und juristischen Themen	1
Förderung von Zusammenarbeit und Synergieeffekten bei den Betreibenden	1
Bildung einer Untergruppe Baurechtsanlagen	1
höhere elektrische Wirkungsgrade der BHKW, einfachere Technik	1
Mehr Offenheit für neue Konzepte	1
Bessere Anpassung der BGA an den Landwirtschaftsbetrieb (Verhältnismäßigkeit)	1

Von der Forschung erwarten die Betreibenden vor allem die Optimierung des Biogasprozesses bzw. der Anlagen. Dabei werden häufig das Themenfeld der Substratausnutzung und der Wirkungsgrade der BHKW speziell angesprochen. Ein weiterer Schwerpunkt liegt bei der Wasserstoff-, der Biomethan- und der Kraftstoffproduktion. Damit werden Nutzungspfade angesprochen, die eine Alternative zur Stromproduktion darstellen, so wie es auch zwei Betreibende wörtlich ausgedrückten. Werden die Antworten zusammengezählt, ergibt sich ein ähnlich hohes Interesse an solchen Alternativen, wie an der Optimierung der bestehenden Anlagen (vgl. Tabelle 48).

Tabelle 48: Kategorisierte Antworten auf die Frage „Was wünschen Sie sich von der Forschung?“ nach Häufigkeit ihrer Nennung

Kategorie	Anzahl Nennungen
Optimierung/ Effizienz/ Wirkungsgrad (insbesondere Substrate und Motoren)	14
Wasserstoffproduktion	4
Biomethanproduktion/ Aufbereitung auf Erdgasqualität	3
Alternativen zur Stromproduktion	2
Kraftstoffproduktion	2
Politikberatung	2
Konzepte für kleine Anlagen	2
Gärrestaufbereitung/ Stickstoffreduktion	2
Spurenelemente	1
Wärmenutzung	1
Biotechnologie	1
Energiespeicherung	1
energetische Eigenversorgung	1

Die Antworten auf die Frage *„Wieviel Cent/kWh wünschen/brauchen Sie Sich damit sie von der BGA leben können?“* reichen von 15 bis 26 Cent/kWh. Am häufigsten wird 20 Cent genannt. Dies zeigt, warum die Vergütung des EEG 2017 so wenig attraktiv war. Aber auch das aktuelle EEG liegt mit der Vergütung immer noch 1,4 Cent unter dem Mittelwert der Forderungen von 19,8 Cent/kWh (vgl. Abbildung 79).

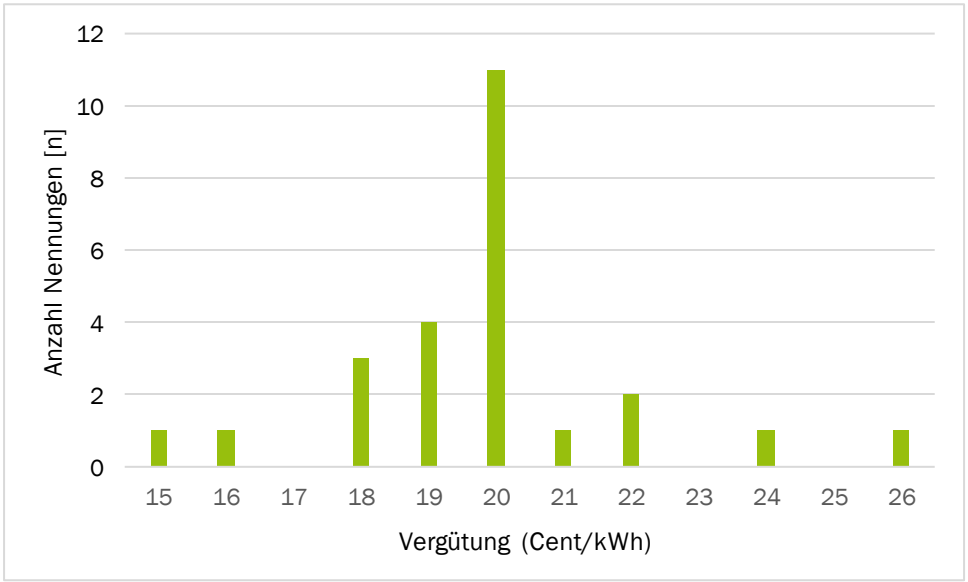

Abbildung 79: Die Häufigkeit der Nennungen der benötigten Vergütung

50 % der Betreibenden würden noch mal eine Baugenehmigung für eine BGA beantragen, die Ihrer jetzigen entspricht. Die andere Hälfte würde die nicht noch einmal machen. Ihre Gründe sind der hohe Aufwand, aus finanzieller Sicht, aber auch aus Sicht der Arbeitsbelastung. Komplexere und administrativ aufwändigere Anlagen, wie z. B. Abfallanlagen, würden nur 7 % der Betreibenden beantragen, die bisher landwirtschaftliche Analgen betreiben. Damit wird deutlich wie wichtig eine gute Anschlusslösung für den Erhalt des Anlagenbestandes ist.

Anlagenbegutachtung

Die hier präsentierten Daten sind die Einschätzungen, die von den Angestellten der Uni Hohenheim vorgenommen wurden. Es handelt sich um eine visuelle Begutachtung, ergänzt mit den Informationen des Betreibenden über Zustand, Alter und Probleme.

Wie der Fragenkatalog wurde auch der Anlagenbegutachtungsbogen den Betreibenden vorab zugesandt. Viele hatten diesen beim Interviewtermin schon vorausgefüllt. Bei der gemeinsamen Begehung fiel auf, dass die Betreibenden ihre eigenen Angaben revidierten und in vielen Punkten um etwa eine Kategorie herabstuften.

Die Anlagen liegen in einem Spektrum von 1,7 bis 3.5 auf einer Skala von 1 (neuwertig) bis 5 (sollte ersetzt werden) und schöpfen damit nicht den gesamten Bewertungsspielraum aus. Diese Einschätzung entspricht in etwa der Einschätzung der Betreibenden (Kapitel 0). Dies liegt an der kontinuierlichen Wartung. So sind immer wieder schlecht bewertete Komponenten bei sonst gut gepflegten Anlagen zu verzeichnen. Diese stehen aber dann meist kurz vor dem geplanten Austausch. So lassen sich auch keine Komponenten ausmachen, die per se schlechter abschneiden (vgl. Tabelle 49). Insgesamt sind die mit der Durchschnittsnote 2,5 in einem guten passablen Zustand.

Bei der hier am schlechtesten bewerteten Anlage handelt es sich um eine Kleinstanlage aus dem Baujahr 1981, die zum Ende des Jahres 2020 außer Betrieb geht. Weil die Nachfolgeanlage schon im Bau ist wurde die Anlage daher auch nicht mehr gepflegt. Sie wurde daher aus der Bewertung des Zusammenhanges zwischen Inbetriebnahmejahr und technischem Zustand ausgenommen. Ein solcher Zusammenhang ist nicht nachweisbar. Auch alte Anlagen können also bei fortlaufender Pflege in einem guten Zustand sein. Zu beachten bei dieser Aussage ist, dass hier nur ein Zeitraum von etwa 10 Jahren zwischen dem ältesten und jüngsten Inbetriebnahmedatum betrachtet wird.

Tabelle 49: Ergebnisse der technischen Beurteilung des BGA (1: sehr gut / neuwertig bis 5: sehr schlecht / sollte ersetzt werden; TNZ: trifft nicht zu)

Anlagennummer	Gesamtnote	Fermenter allgemein	Betondecke	Seitenwände	Gasspeicherfolie	Gasleitungen	Überdrucksicherung	Schaumklappe	Fackel	Rührwerke	Feststoffeintrag	Fördertechnik	Substrataufbereitung	BHKW	Rohrleitungen	Pumpen	Gebäude	Silos	Maschinen	Steuerung	Weitere Komponente 1	Weitere Komponente 2
17	1,7	2	2	2	1	1	1	TNZ	1	1	2	TNZ	TNZ	2	2	3	2	3	1	1		
27	1,7	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	TNZ	2	2	2	1	2	2	1		
62	1,8	1	2	2	1	1	2	TNZ	2		3	2	TNZ	2	2	2	1	3	2	1	1	
25	2,1	2	2	2	2	2	2	TNZ	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
39	2,1	2	2	2	2	2	2	TNZ	2	2	2	2	TNZ	2	2	2	2	2	2	3		
69	2,1	2	TNZ	3	2	2	2	2	TNZ	2	3	2		2	2	2	2	2	1	2	2	
23	2,2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	3	2	2	2	3		2	3	
75	2,2	2	2	2	2	2	3	TNZ	3	2	3	3	TNZ	2	2	2	2	2	2	2		
1	2,3	2	3	2	3	3	2	TNZ	1	3	2	2	2	3	2	3	2	3	1	2		
37	2,3	2	2	2	4	2	2	2	2	2	3	3	TNZ	2	2	2	2	3	1	3		
42	2,3	1	TNZ	2	3	3	2	TNZ	3	2	2	2	TNZ	1	2	2	2	4	2	1	2	5
36	2,4	2	3	2	3	2	2	TNZ	3	2	3	2	TNZ	3	3	3	2	3	2	2	1	
45	2,4	3	3	2	3	2	1	1	1	3	5	5	TNZ	3	2	1	2	1	2	2	3	3
16	2,5	3	3	2	3	2	2	TNZ	2	3	3	3	TNZ	3	2	2	2	2	3	2		
43	2,5	3	TNZ	4	3	2	2	TNZ	3	3	3	1	TNZ	1	2	3	2	3	2	3		
46	2,6	3	3	3	3	4	3	TNZ	2	2	4	TNZ	TNZ	1	2	3	2	3	2	2		
50	2,6	3	3	3	2	3	3	3	2	2	2	2		3	3	3	3	2		3		
53	2,7	3	2	3	2	2	2	3	2	3	3	2	TNZ	3	3	3	3	3	3	3		
35	2,7	3	3	3	5	2	3	TNZ	3	3	1	2	1	3	2	3	4	2	3	3		
38	2,8	2	2	2	3	3	3	TNZ	2	4	4	4	3	4	3	2	3	2	1	3		
72	2,8	4	3	3	3	2	3	3	2	2	3	4	TNZ	2	2	2	3	3	3	3	3	
13	2,8	4	TNZ	4	4	3	2	TNZ	2	3	2	3	3	2	4	2	2	2	3	3		
24	2,9	3	TNZ	2	3	2	2	TNZ	2	3	5		TNZ	5	2	2	2	3	3	4		
34	3,0	4	TNZ	3	3	3	3	3	2	4		3	2	3	3	2	4	5	2	2	3	3
56	3,1	3	3	4	3	3	3	3	2	3	4	3	TNZ	3	3	3	3	3	3	3		
70	3,1	4	3	4	2	2	3	3	2	3	4	4	TNZ	4	3	3	3	3	2	3		
10	3,1	3	2	3	3	3	3	TNZ	3	3	4	3	TNZ	4	2	3	3	4				
3	3,5	4	TNZ	3	TNZ	2	4	TNZ	3	3	TNZ	2	TNZ	4	5	TNZ	5	TNZ		4	3	

Leckagedetektion

Als Ergänzung zu der eigenen Begutachtung der Anlagen wurde ein Ingenieurbüro damit beauftragt eine Leckagedetektion durchzuführen. Es konnten aus Budgetgründen nur ein Teil der Anlagen untersucht werden. Die Auswahl erfolgte nach der Maxime möglichst viele Anlagen mit dem Budget abzudecken. Daher wurden einige Anlagen mit sehr vielen Behältern bzw. BHKW ausgenommen.

Die meisten Leckagen traten an den Fermentern auf (42 %). Nachgärer und Gärrestlager haben etwa 10 bzw. 20 Prozent weniger. Am seltensten treten Leckagen am BHKW auf (7 %). Die häufigste Art der Leckage war eine mangelhafte Befestigung der Gasspeicherfolie an der Fermenterwand. Dazu zählten die mangelhafte Befestigung des Seeger-Verschlusses auf der Mauerkrone, die mangelhafte Einbringung des Dichtschlauches oder die mangelhafte Befestigung von Klemmschienen. Zu bemerken ist allerdings, dass dieser Fehler an bestimmten Anlagen gehäuft auftritt, so sind an einer Anlage 13 Leckagen am Seegerverschluss zu verzeichnen. Diese könnte daher auch als eine große Leckage interpretiert werden, zumindest als dasselbe Problem. Als zweit häufigste Kategorie sind mit 17 % Durchführungen durch die Fermenterwand zu nennen. Dabei kommt es weniger darauf an, was dies im Speziellen ist. Betroffen sind z. B. Bullaugen, Rohrleitungen, Substrateinträge oder Rührwerksdurchführungen. Meist ist der Abschluss zwischen Betonwand und technischer Komponente betroffen. Mit 15 % am dritthäufigsten waren Leckagen aufgrund mangelhafter Wartung von technischen Komponenten, wie z. B. verschmutzte Über-/Unterdrucksicherungen, schlecht gefettete Rührwerkswellen oder Seilzugdurchführungen. Bei Fermentern mit Betondecke kommen Undichtigkeiten auch oft - und wieder gehäuft - zwischen der Betondecke und der Fermenterwand vor (vgl. Tabelle 50). Ein Mangel, der schwer zu beheben sein kann, aber bei den untersuchten Anlagen keine schweren Leckagen verursachte. Schwere Leckagen sind allerdings selten. Es dominieren Leckagen mit Gaskonzentrationen unter einem Vol.-% oder sogar nur im ppm-Bereich (vgl. Abbildung 80).

Tabelle 50: Kategorisierung der Leckagen nach Ort und Art

Ort	**Anzahl Leckagen**	**%**	
Fermenter	40	42	
Nachgärer	29	30	
Gärrestläger	20	21	
BHKW	7	7	
Art			**Mittlere CH_4-Konzentration (Vol.-%)**
Befestigung Gasspeicherfolie an Fermenterwand	35	40	3,8
Durchführungen durch Fermenterwand	15	17	5,0
Verbindung Betondecke/Wand	11	13	1,6
Loch in Gasspeicherfolie	5	6	12,8
Mangelnde Wartung tech. Komponenten	13	15	6,2
BHKW oder zugehörige Komponenten	7	8	0,1
Betonschaden	1	1	7,0

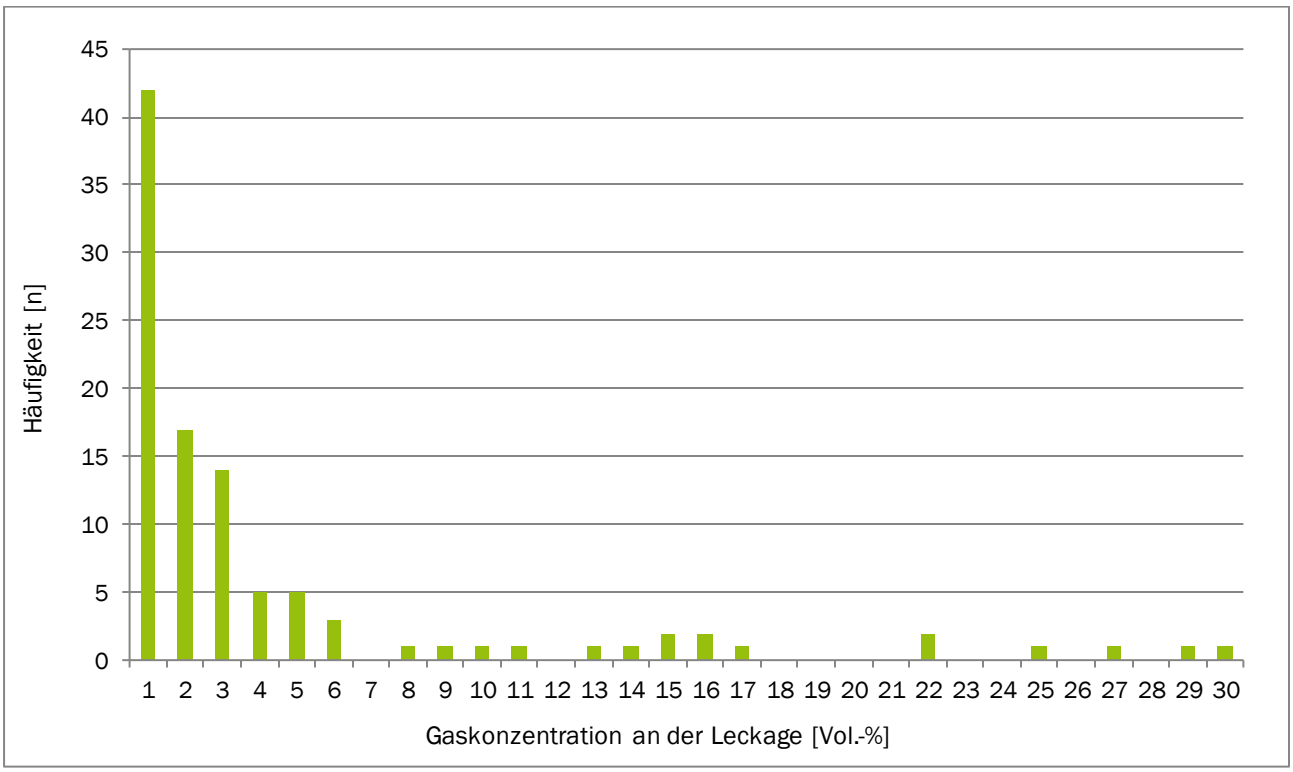

Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Schwere der Leckagen in Vol.-% Schritten

Um Vergleichbarkeit zu erreichen wurden die Anlagen nach Schwere, Behebbarkeit und Anzahl der Leckagen bewertet. Dabei wurde die Schwere der Leckage, anhand des Parameters Methankonzentration in drei Klassen eingeteilt: 0,001 - 10 Vol.-% = 1 Punkt, > 10 – 20 Vol.-% = 2 Punkte und > 20 – 30 Vol.-% = 3 Punkte. Zusätzlich wurde der Aufwand der Behebung ebenso mit dem drei Punkte System bewertet. Dabei wurde von einer fachgerechten Behebung ausgegangen. Die Punkte wurden addiert. Abschließend wurde eine Summe aller Leckagen für die Anlage gebildet, die als Maßzahl dient. Beispielhaft handelt es sich bei einem offenen Gashahn zwar um eine schwere Leckage, die aber einfach zu beheben ist und erhält dadurch 4 Punkte. Da bei der Leckagedetektion die Dichtigkeit der Gasmembran nur bei Tragluftfolienspeichern gemessen wurde, wurden die Ergebnisse nur in die Betrachtung mit einbezogen, wenn diese außergewöhnlich hoch waren und es sich dabei nicht um Diffusion handeln konnte. Damit soll eine Schlechterstellung dieser Anlagen gegenüber Anlagen mit einer Biolene-Gasspeicherfolie vermieden werden, da diese im Hinblick auf Diffusion nicht untersucht wurden. Die eigentliche Maßzahl für Leckagen ist der Methanschlupf. Dieser kann nur mit einer zusätzlichen Volumenstrombestimmung ermittelt werden. Dies war aus zeitlichen Gründen und Kostengründen nicht möglich. Daher sind die Maßzahlen hier nur als Ergänzung für die Beurteilung des technischen Zustandes der Anlagen zu verstehen. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss aber berücksichtigt werden, dass es sich hier um eine Momentaufnahme handelt, die auch kurz vor oder nach einer Wartung stattgefunden haben kann.

Bei dem Vergleich der Anlagen untereinander fallen nur die Anlagen 62 und 70 stark negativ auf. Bei der Anlage 70 sind 11 der 13 Leckagen auf eine mangelhafte Befestigung des Klemmschlauches der Gasspeicherfolie zurückzuführen. Diese wurden einzeln bewertet, könnten aber auch als ein großer Fehler betrachtet werden. Bei Anlage 62 sind viele der Leckagen leicht behebbare Wartungsmängel, wie schlecht gefettete Seilzugdurchführungen von Rührwerken. Da diese Anlage aus zwei spiegelgleichen Einheiten besteht, kommen auch die Leckagen meist doppelt vor. Die Anzahl und die Schwere der

Leckagen wird stark relativiert, wenn die Komplexität der technischen Installation berücksichtigt wird (Anzahl der Behälter und BHKW) oder auf die produzierte elektrische Leistung bezogen wird. Dadurch können sogar schlechte Ergebnisse, wie bei Anlage 62, relativiert werden. Die kleinen Anlagen, wie Anlage 75, schneiden dadurch deutlich schlechter ab, obwohl diese nur eine unbedeutende Leckage und einen kleinen Riss im Gassack hatte (vgl. Tabelle 51).

Positiv anzumerken ist, dass auch das Auftreten von Leckagen, deren schwere oder Behebbarkeit, ähnlich wie der technische Zustand, nicht mit dem Alter der Anlagen korreliert. Bemerkenswert hierbei ist die Anlage drei, die als Eigenbau 1981 in Betrieb ging und nach knapp 40 Jahren Betriebszeit und trotz veralteter Komponenten keine Leckagen aufwies.

Tabelle 51: Übersicht über die Ergebnisse der Leckagedetektion an ausgewählten Betrieben (Bei den berechneten Parametern handelt es sich um einheitslose Maßzahlen zum Vergleich der Anlagen untereinander)

Anlage	Anzahl gasd. Behälter	Anzahl BHKW	CH_4-Gehalt [%]	produzierte el. Leistung [kWh/a]	Anzahl Leckagen	Summe Schwere	Summe Behebbarkeit	Summe Betrieb	Gewichtung Anlagenkomplexität	Bezug Schwere auf prod. el. Leistung
1	6	2	52,5	5160000	8	9	16	25	1,0	1,7
3	2	1	-	261000	0	0	0	0	0,0	0,0
10	3	3	50,8	3600000	4	7	12	19	0,7	1,9
17	5	1	52	7644000	2	4	4	8	0,3	0,5
23	3	2	50	2589500	3	5	5	10	0,6	1,9
24	3	2	50	2273000	7	8	15	23	1,4	3,5
27	4	4	51	3300000	2	2	6	8	0,3	0,6
36	4	2	50	3600000	2	2	4	6	0,3	0,6
37	2	1	51,5	2000000	0	0	0	0	0,0	0,0
38	4	2	52,5	2300000	1	1	2	3	0,2	0,4
43	4	1	51,5	3300000	6	14	12	26	1,2	4,2
46	6	1	50	5040422	4	4	6	10	0,6	0,8
50	3	2	51,5	1839600	7	6	12	18	1,4	3,3
53	5	2	51,5	4500000	9	9	16	25	1,3	2,0
56	3	1	53	1000000	2	3	6	9	0,5	3,0
62	4	2	51,9	8300000	17	19	30	49	2,8	2,3
70	2	2	50	2577281	13	13	28	41	3,3	5,0
72	3	2	51	2600000	0	0	0	0	0,0	0,0
75	2	1	48	480000	2	3	5	8	0,7	6,3

Gewichtung Anlagenkomplexität: Anzahl Leckagen / (Anzahl Behälter + Anzahl BHKW)
Bezug Schwere auf prod. el. Leistung: Summe Schwere/ Leistung) * 1000000

2.4.3 Expertenbefragung

Aufgrund der Corona-Situation wurde auf die geplanten Expertenworkshops verzichtet und stattdessen eine Onlineumfrage mit dem Titel „Die Rolle und Entwicklung der Biogasproduktion in Deutschland bis 2030“ durchgeführt. Die Umfrage war in die folgenden Themen untergliedert:

Teil 1: Geschäftsumfeld der erneuerbaren Energieerzeugung

1. Entwicklung der Energiepolitik bis 2030
2. Entwicklung des Geschäftsumfelds bis 2030

Teil 2: Biogas-spezifische Fragen

3. Faktoren, die die Biogaserzeugung und -nutzung begünstigen oder behindern
4. Einkommensentwicklung zentraler Groß-Biogasanlagen
5. Einkommensentwicklung für landwirtschaftliche Biogasanlagen
6. Bedeutung und Rolle der Biogastechnologie in der Zukunft

Die Umfrage wurden anhand eigener Adressdatenbanken und über weitere Verteiler, sowie mit der Bitte um Weiterverteilung bekanntgemacht. Es sind 41 ausgefüllte Fragebögen eingegangen.

Das Natural Resources Institute Finland (LUKE) und die Universität Wageningen, führten in Finnland und den Niederlanden ähnlich strukturierte Umfragen durch und ermöglichten damit einen internationalen Vergleich. Zum internationalen Vergleich ist ein Open-Access-Artikel mit dem Titel „Expert Views on the Future Development of Biogas Business Branch in Germany, the Netherlands, and Finland until 2030“ in der Zeitschrift Sustainability erschienen[125]. Die wichtigste zukünftige Rolle der Biogasproduktion in Deutschland wurde dort von den Experten in der Behandlung von Gülle und der Reduzierung von Emissionen aus der Landwirtschaft gesehen. Die zweitwichtigste Rolle war die Ermöglichung des Nährstoffrecyclings und die Dritte die Reduzierung der CO_2-Emissionen aus dem Verkehr, wobei alle diese Optionen hoch bewertet wurden und die Unterschiede zwischen ihnen gering waren.

Die aussichtsreichsten Einkommensquellen waren für große Biogasanlagen und bäuerliche Anlagen unterschiedlich. Für große Anlagen wurde der Verkauf von Biomethan für den Verkehrssektor als am zukunftsträchtigsten angesehen. Dazu müssten entsprechenden politische Weichenstellungen erfolgen, da Biomethan als Treibstoff vor allem durch die CO_2-Normen und den Regulierungsrahmen von Elektrofahrzeugen bewertet wird. Für landwirtschaftliche Anlagen wurde die Kennzeichnung von landwirtschaftlichen Produkten mit einem klimaneutralen Label am höchsten bewertet. Es schien es ein großes Vertrauen in die Bereitschaft der Verbraucher, für Lebensmittel mehr zu zahlen, die mit umweltfreundlicher Energie oder mit weniger Emissionen hergestellt wurden.

2.4.4 Weitere Stakeholdereinbindung

Die weitere Einbindung von Stakeholdern erfolgte durch die Teilnahme an Workshops, Fachgesprächen, der Teilnahme an Treffen weiterer Forschungsverbünde oder in der Funktion als Projektbeirat. Zusätzlich wurden auch einzelne Gespräche mit Experten unterschiedlicher Fachrichtungen geführt und die Informationen dem Verbund zur Verfügung gestellt.

---

[125] *Winquist, E.; Van Galen, M.; Zielonka, S.; Rikkonen, P.; Oudendag, D.; Zhou, L.; Greijdanus, A. Expert Views on the Future Development of Biogas Business Branch in Germany, The Netherlands, and Finland until 2030. Sustainability 2021, 13, 1148.* https://doi.org/10.3390/su13031148

2.5 Teilvorhaben 5: Räumliche Infrastrukturanalyse (UFZ)

Die Ziele des Teilvorhabens lagen in einer räumlich differenzierten Bewertung bestehender Bioenergieanlagen hinsichtlich ihrer Potentiale in den Geschäftsfeldern Wärme und Biomethan. Hierfür wurde für beide Geschäftsfelder anlagenscharf ermittelt, welche Potentiale am jeweiligen Standort vorhanden sind. Im Bereich Wärme wurde hierfür der Wärmebedarf verschiedener Nutzergruppen für Deutschland mit hoher räumlicher Auflösung modelliert und anschließend geprüft, welche und wie viele Bioenergieanlagen geeignete Wärmesenken in ihrem Umfeld haben. Für den Bereich Biomethan wurde untersucht, für welche Anlagen das sogenannte „Pooling", also der Zusammenschluss mehrerer Anlagen über Sammelleitungen und eine gemeinsam genutzte Biogasaufbereitungsanlage, eine Option sinnvolle darstellt.

Die Vorgehensweise sowie die Ergebnisse der genannten Untersuchungen werden nachfolgend beschrieben.

2.5.1 Ermittlung des Wärmeabsatzpotentials für Bioenergieanlagen

Um das anlagenspezifische Wärmeabsatzpotential zu ermitteln, waren im Wesentlichen zwei getrennte Modellierungsschritte notwendig:

1. Kleinräumige und räumlich explizite Modellierung des Wärmebedarfes für die Kategorien Wohnen, GHD / Industrie und individuelle Wärmegroßabnehmer
2. Anlagenscharfe Bestimmung des Wärmeabsatzpotentials für zwei verschiedenen Optionen von Nahwärmenetzen

Kleinräumige Modellierung des Wärmebedarfes

Um potenzielle Wärmesenken im Umfeld der Bioenergieanlagen (BEA) identifizieren zu können, musste zunächst der Wärmebedarf großmaßstäblich und räumlich explizit modelliert werden. Als großmaßstäblich wird in diesem Fall eine Ebene unterhalb der Gemeindeebene verstanden, d. h. die Ebene einzelner Wohnquartiere oder Industrie- bzw. Gewerbegebiete. Für die o.g. individuellen Wärmegroßabnehmer erfolgte die Modellierung objektscharf.

Für die Modellierung des Wärmebedarfes wurde ein Top-down-Ansatz gewählt, sowie es von Fleiter et al. (2017) beschrieben wird[126]. Dies bedeutet, dass der Wärmebedarf von einer räumlich höheren, aggregierten Ebene (hier die Ebene der Gemeinden, LAU) mithilfe geeigneter Kennzahlen auf eine räumlich tiefere Ebene disaggregiert wird. Der Wärmebedarf auf Gemeindeebene lag durch das Projekt *Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung (KomInteg)*[127] vor und wurde als Ausgangsdatensatz für den Wärmebedarf der Sektoren Wohnen und GHD / Industrie verwendet.

[126] Fleiter et al. (2017) Heat Roadmap Europe. A low-carbon heating and cooling strategy. Profile of heating and cooling demand in 2015

[127] IZES/WI/UMSICHT (2015) Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung (KomInteg). Abschlussbericht. Saarbrücken/Wuppertal/Umsicht: IZES gGmbH / Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH / Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT.

Die räumlich explizite Disaggregation des Wärmebedarfes erfolgte mittels des Basis-DLM des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie (BKG). Hierbei handelt es sich um ein digitales Landschaftsmodell (DLM), welches die verschiedenen Landnutzungen der Bundesrepublik Deutschland als Vektordaten abbildet. Als weitere Input-Daten wurden Bevölkerungsdaten des Zensus 2011 des Statistischen Bundesamtes, Gebäudeumringe aus OpenStreetMap sowie der Point-of-Interest-Bund-Datensatz (POI-Bund) und die Verwaltungsgebiete inklusive Einwohnerzahlen des BKG. Tabelle 52 liefert einen Überblick der verwendeten Datensätze und deren Inhalte.

Tabelle 52: Input-Daten für die Modellierung des Wärmebedarfes und der Bestimmung des anlagenscharfen Wärmeabsatzpotentials

Name	Inhalt	Herkunft	Aktualität
IZES Wärmebedarf	Wärmebedarf auf Gemeindeebene für die Sektoren Wohnen, GHD/Industrie	IZES gGmbH, Wuppertal Institut, Fraunhofer UMSICHT	2011
DBFZ Bioenergie-anlagen-Liste	Standorte und technische Informationen zu Bioenergianlagen in Deutschland	DBFZ	2016
ATKIS Basis-DLM	Digitales Landschaftsmodell mit räumlichen und inhaltlichen Informationen zur Landnutzung	© GeoBasis-DE/BKG	2012
Verwaltungs-gebiete	Verwaltungsgebiete in Deutschland (NUTS 0-3, LAU 1-2) inkl. Einwohnerzahlen	© GeoBasis-DE/BKG	2016
Geographisches Gitter	Geographisches Gitter von Deutschland mit Rasterzellgröße 100 m x 100 m	© GeoBasis-DE/BKG	2018
POI-Bund	Standorte und Zusatzinformationen zu Points of Interest. Hier Schulen, Berufsschulen und Krankenhäuser.	© GeoBasis-DE/BKG	2018
OSM Gebäude	OpenStreetMap (OSM) Gebäudedatensatz	Geofabrik GmbH, OpenStreetMap and Contributors	2018
Zensus 2011	Bevölkerungszahlen im Rastergitter 100 m x 100 m	Statistisches Bundesamt	2015

Im Falle der individuellen Wärmegroßabnehmer erfolgte die Ermittlung des Wärmebedarfes objektscharf. Als geeignete Großabnehmer von biogen erzeugter Wärme wurden Schulen, Krankenhäuser, kommerziell genutzte Gewächshäuser und Freibäder ermittelt[128]. Deren Wärmebedarf wurde dann anhand von Kennzahlen wie bspw. kWh_{th}/Schüler für Schulen oder kWh_{th}/m^2 Wasserfläche für Schwimmbäder berechnet. Auf diese Weise konnte der Wärmebedarf von mehr als 55.000 Einzelobjekten modelliert werden.

Als Ergebnis der Modellierung des Wärmebedarfes liegt nun ein bundesweiter Datensatz vor, in dem für die Kategorien Wohnen, GHD/ Industrie und Wärmegroßabnehmer neben dem absoluten Wärmebedarf in GWh auch die Wärmedichte in kWh/m^2 hinterlegt ist. Die Wärmedichte dient als wesentliche Entscheidungsgröße für die Planung von Nahwärmenetzen und sollte mindestens 50 kWh_{th}/m^2 betragen[129]. Tabelle 53 enthält die Anzahl der identifizierten Wohnbauflächenobjekte und Industrie- und Gewerbeflächen, klassifiziert anhand ihrer Wärmedichte. Hier zeigen die Daten deutliche Unterschiede, hinsichtlich ihrer Eignung für ein Nahwärmenetz, zwischen den beiden Kategorien von Wärmesenken. Die Industrie- und Gewerbeflächen weisen überwiegend eine höhere Wärmedichte auf als die Wohnbauflächen. Dies wird insbesondere bei der Anzahl der Objekte mit einer Wärmedichte von über 50 kWh_{th}/m^2 deutlich. In dieser Klasse befinden sich rund 91 % der Objekte, 41 % weisen sogar Werte von mehr als 200 kWh_{th}/m^2 auf. Bei den Wohnbauflächen wurde dagegen für nur rund 7 % aller Objekte eine Wärmedichte von 50 kWh_{th}/m^2 oder höher ermittelt. Fast 75 % weisen hingegen Wärmedichtewerte von weniger als 25 kWh_{th}/m^2 auf. In Abbildung 81 ist ein Auszug aus diesem Datensatz kartographisch visualisiert.

Tabelle 53: Anzahl von Wohnbauflächen und Industrie-/ und Gewerbegebieten, klassifiziert nach ihrer Wärmedichte

Wohnbauflächen								
Wärmedichte (kWh_{th}/m^2a)	< 5	> 5 - 25	> 25 - 50	> 50 - 100	> 100	Total	Eignung für Nahwärmenetz (> 50 kWh_{th}/m^2a)	
							Anzahl	**%**
Anzahl Objekte je Klasse	93.738	327.011	107.322	25.718	12.669	566.458	38.387	6,8
Industrie- / Gewerbeflächen								
Wärmedichte (kWh_{th}/m^2a)	< 25	> 25 - 50	> 50 - 100	> 100 - 200	> 200	Total	Eignung für Nahwärmenetz (> 50 kWh_{th}/m^2a)	
							Anzahl	**%**
Anzahl Objekte je Klasse	3.291	6.847	19.086	33.670	43.918	106.811	96.674	90,5

[128] Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2007) Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Eine Studie über die Abwärmenutzung bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einer Leistung von 150 und 500 kW_{el}, Augsburg.
[129] C.A.R.M.E.N. e.V. [Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.] Nahwärmenetze und Bioenergieanlagen. Ein Beitrag zur effizienten Wärmenutzung und zum Klimaschutz. C.A.R.M.E.N. e.V., Straubing

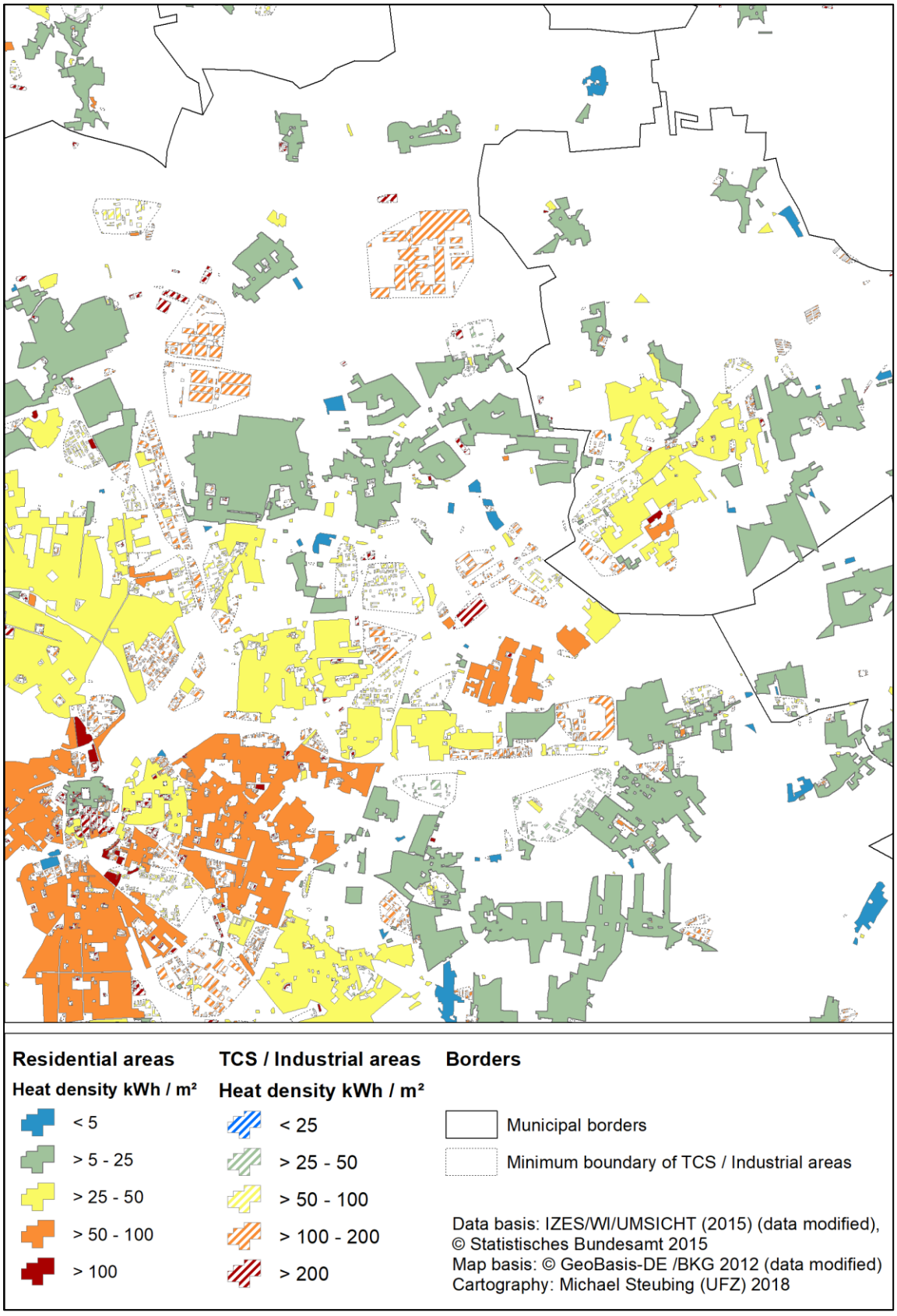

Abbildung 81: Wärmedichten einzelner Gebiete für die Sektoren Wohnen und GHD/Industrie.[130]

[130] Steubing, M., Dotzauer, M., Zakaluk, T. *et al.* (2020) Bioenergy plants' potential for contributing to heat generation in Germany. *Energ Sustain Soc* 10, 14

Bestimmung des Anlagenspezifischen Wärmeabsatzpotentials

Aufbauend auf den Ergebnissen der Modellierung des Wärmebedarfes wurde das Wärmeabsatzpotential für jede BEA einzeln untersucht. Dabei wurde geprüft, ob es im näheren Umfeld der BEA Wärmesenken gibt, die über ein Nahwärmenetz erschlossen werden könnten. Hierfür wurden zwei Optionen untersucht:

- Option A: Nahwärmenetz direkt ab Anlage. Die maximale Entfernung zwischen BEA und Wärmesenke beträgt dabei maximal 1.500 m.
- Option B: Rohbiogasleitung zur Wärmesenke und BHKW direkt an der Wärmesenke. Hierfür kommen Wärmesenken in Betracht, die sich zwischen 1.500 m und maximal 5.000 m Entfernung zur BEA befinden

Insgesamt konnte so die Zahl der BEA mit der theoretischen Option auf ein Nahwärmenetz ermittelt werden. Weiterhin konnte das gesamte Wärmeabsatzpotential, differenziert nach der Art der Wärmesenken (Wohnen, GHD /Industrie, Wärmegroßabnehmer) bestimmt werden. Die Werte für die jeweilige Netzoption und Wärmesenken-Kategorie sind in Tabelle 54 enthalten.

Tabelle 54: Anzahl der BEA mit Wärmenetzoption und Wärmeabsatzpotential je Kategorie[131]

	Wohnen	GHD/Industrie	Wärmegroßabnehmer	Gesamt
Analysierte BEA				14.236
Anzahl BEA **ohne** Nahwärmenetzoption				6.853
BEA **mit** Nahwärmenetzoption				7.383
Option A	1.435	4.993	1.916	--
Option B	994	882	180	--
Gesamt	2.429	5.875	2.096	--
Wärmeabsatzpotential [TWh_{th}]				
Option A	34,99	94,05	1,23	130,27
Option B	11,16	11,89	0,29	23,34
Gesamt	46,15	105,94	1,52	153,61

2.5.2 Ermittlung des Biomethan-Potentials für Anlagenverbünde

Neben der Analyse des Wärmeabsatzpotentials sollte innerhalb des Teilvorhabens auch das Potential bestehender Biogasanlagen zur Biomethanproduktion bestimmt werden. Als Leitgedanke dieser Analyse diente die Annahme, dass kostenreduzierende Skaleneffekte bei der Biomethan-Erzeugung erzielt werden können, wenn mehrere Biogasanlagen über Sammelleitungen an eine gemeinsame Biogasaufbereitungsanlage angeschlossen werden. Solche Anlagenverbünde werden im Folgenden als Biomethan-Pools bezeichnet.

[131] Steubing, M., Dotzauer, M., Zakaluk, T. *et al.* (2020) Bioenergy plants' potential for contributing to heat generation in Germany. *Energ Sustain Soc* 10, 14

Die Biomethan-Pools wurden über vier zu erfüllende Bedingungen definiert:

1) Alle Biogasanlagen in einem Pool müssen eine installierte Leistung von ≥ 375 kW_{el} aufweisen.
2) Die kürzeste Entfernung einer Anlage aus 1) zum bestehenden Erdgasnetz ist < 10 km.
3) Die Entfernung der Anlagen aus 1) und 2) zu einem möglichen Aufbereitungspunkt ist < 10 km.
4) Die Summe der Anlagenleistung aus 1) - 3) muss mind. 5 MW_{el} betragen.

Um die Pools, die diesen Bedingungen entsprechen zu identifizieren, wurde eine GIS-Analyse nach dem in Abbildung 82 dargestellten Schema durchgeführt.

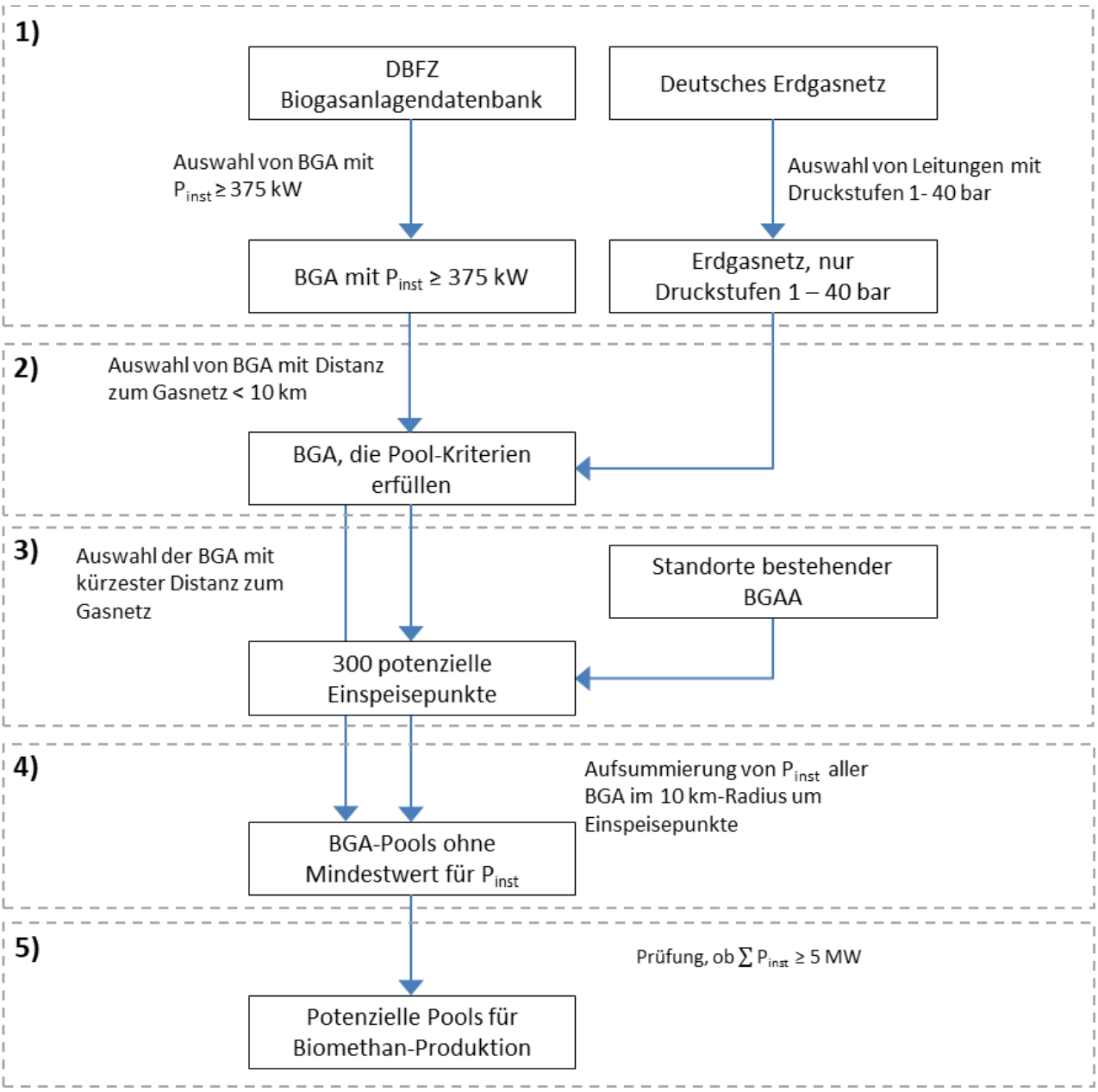

Abbildung 82: Schematische Darstellung der GIS-Analyse zur Identifizierung von Biomethan-Pools

Als Ergebnis dieser Analyse wurden 225 potenzielle Biomethan-Pools identifiziert. Diese überlappen sich teilweise, so dass sich 67 größere Regionen abgrenzen lassen, innerhalb derer die Biogasanlagen in verschiedenen Konfigurationen zu einem Pool verbunden werden könnten. Die Pools setzen sich aus insgesamt 1.683 Biogasanlagen zusammen, welche eine kombinierte installierte Leistung von 1,12 GW_{el}

aufweisen. Bei vollständiger Umstellung von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethan-Erzeugung könnten überschlägig rund 2,5 Mrd. $m^3_{i.N.}$ Biomethan jährlich produziert werden.

Bei der regionalen Verteilung der Pools zeigen sich Häufungen in Nordwestdeutschland (v. a. Niedersachsen) und im mittleren Süddeutschland entlang der Grenze zwischen Bayern und Baden-Württemberg (vgl. Abbildung 83). Bezogen auf Anzahl der Anlagen innerhalb der ermittelten Pools und deren kumulierter Leistung sind 53 % (905 Anlagen) in den Ländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern verortet. Diese Anlagen stehen für 54 % (602 MW) der insgesamt ermittelten Leistung innerhalb der Pools.

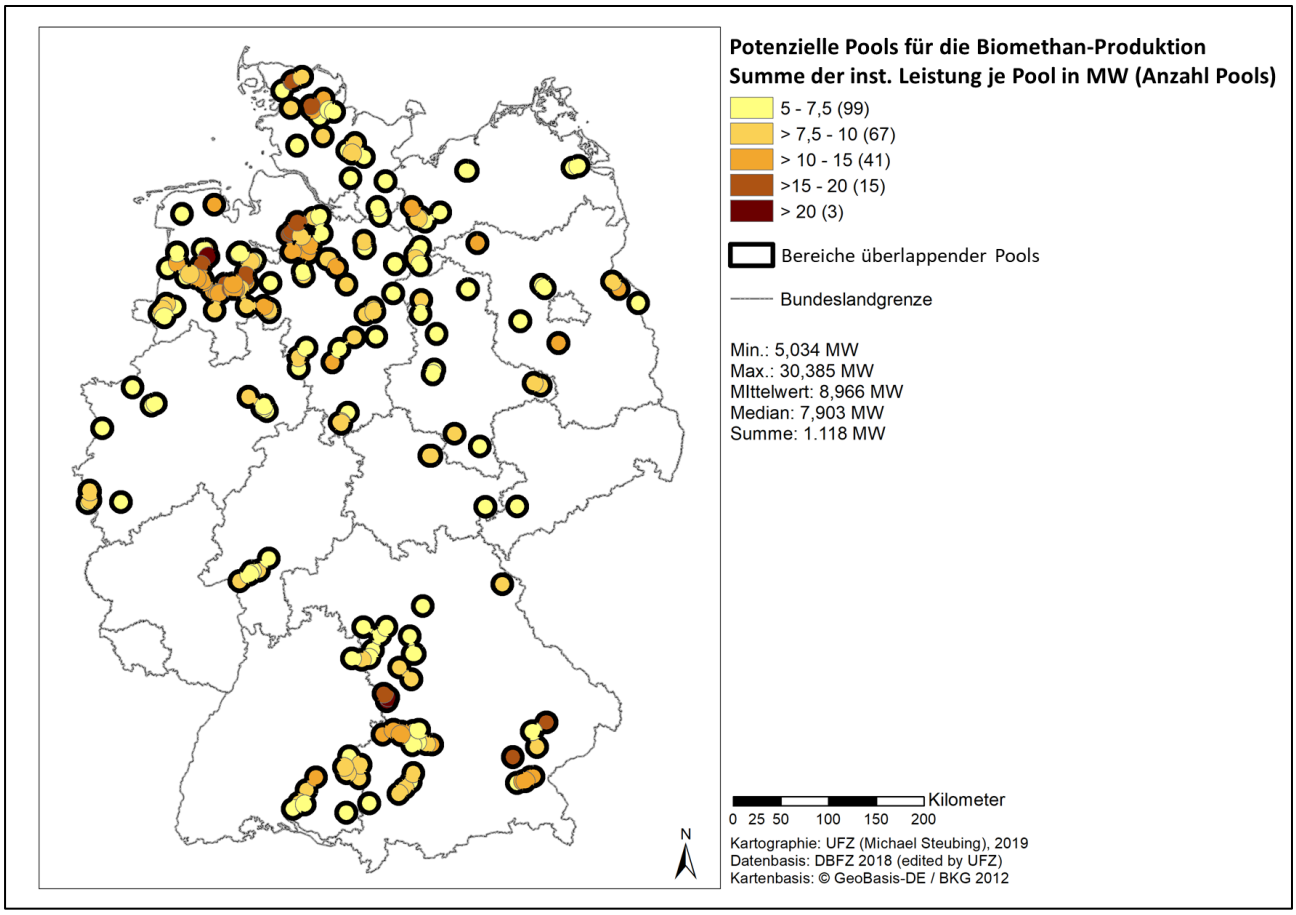

Abbildung 83: Regionale Verteilung potenzieller Biomethan-pools, klassifiziert nach der kombinierten installierten Leistung der Anlagen innerhalb eines Pools

Die identifizierten Pools weisen eine hohe Heterogenität bezüglich der Charakteristika Leistung, Anlagenzahl und potenzielle Leitungslänge (sternförmig gemessen) auf. Die Extremwerte, sowie Mittelwert und Median sind in Tabelle 55 aufgeführt.

Tabelle 55: Charakteristika der Biomethan-Cluster bezüglich Anlagenzahl, inst. Leistung und Leitungslänge

Kategorie	Mittelwert	Median	Minimum	Maximum	Summe
Anlagenzahl	13	12	2	38	1.683
Summe inst. Leistung [MW_{el}]	8,966	7,903	5,034	30,385	1.118
Leitungslänge sternförmig [m]	78.972	69.507	5.754	230.008	–

Bei der Leitungslänge ist anzumerken, dass hier die lineare Distanz jeder Anlage im Pool zum potenziellen Einspeisepunkt berechnet wurde. Diese Art der Netzführung würde so in der Realität nicht umgesetzt werden. Eine stichprobenartige Auswertung von 10 Pools hat ergeben, dass eine Netzauslegung mit gemeinsam genutzten Sammelleitungen zu einer durchschnittlich 38 % kürzeren gesamten Leitungslänge führt. Beide Netzauslegungsvarianten sind in Abbildung 84 schematisch dargestellt.

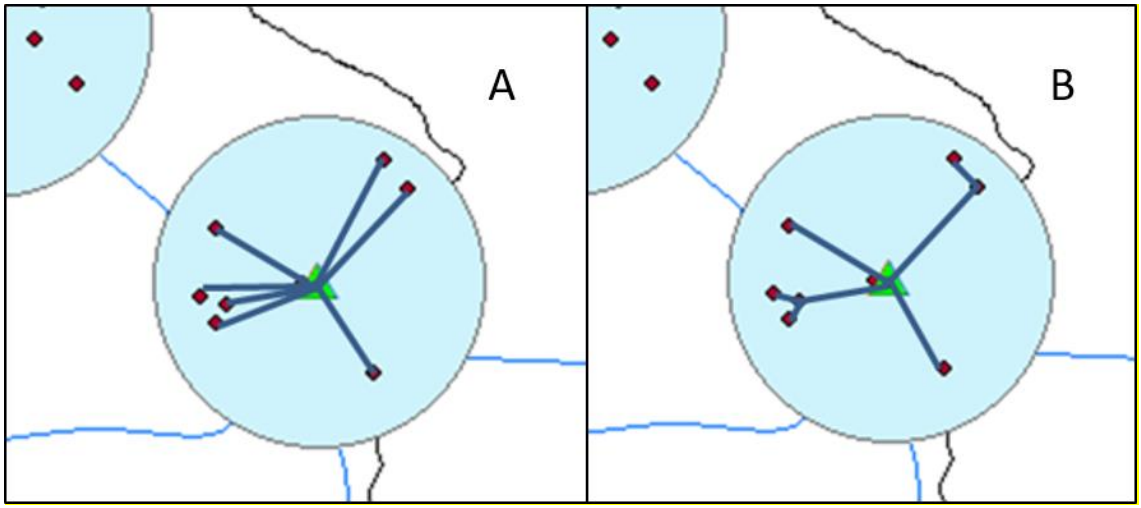

Abbildung 84: Schematische Darstellung unterschiedlicher Verläufe von Biogas-Sammelleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage. A = Sternförmig, individueller Anschluss jeder Anlage; B = „realistisch“, gemeinsam genutzte Sammelleitungen, rote Rauten – Standorte Biogasanlagen, grünes Dreieck – Standort zentrale Biogasaufbereitungsanlage

2.5.3 Zusammenfassung

Die Ergebnisse zu den Potentialuntersuchungen für die Geschäftsfelder Wärme und Biomethan zeigen, dass die Möglichkeiten zu deren Erschließung durch räumliche Gegebenheiten stark limitiert sind. Sie kommen daher nur für gewisse Anlagen an günstigen Standorten überhaupt in Frage.

Rund 50 % der Anlagen haben geeignete Wärmesenken in einer Distanz von bis zu 5 km um die Anlage, für den Großteil dieser Anlagen beträgt die Distanz nur maximal 1,5 km. Die Möglichkeit, im Umfeld der Anlagen befindliche Wohngebiete, Gewerbe- bzw. Industriebetriebe oder sonstige geeignete Wärmegroßkunden durch ein Nahwärmenetz zu erschließen, sollte daher geprüft werden. Die größten Wärmeabsatzpotentiale liegen hierfür mit 106 TWh_{th} im Bereich Gewerbe/Industrie.

Die Option zur gemeinsamen Biomethan-Produktion mit einer zentralen Aufbereitungsanlage kommt unter den in diesem Projekt getroffenen Annahmen für rund 20 % der Biogasanlagen in Frage. Ob dies auch wirtschaftlich darstellbar ist, hängt aus räumlich / technischer Sicht wesentlich von der Erreichbarkeit eines Gasanschlusses, der Mindestgröße der eigenen Anlage sowie der Mindestgröße und Erreichbarkeit benachbarter Anlagen ab, um die Kosten für eine zentrale Aufbereitung niedrig genug zu halten. Aus ökonomischer Sicht stellen u.a. die Schaffung relevanter Absatzmärkte für Biomethan sowie der Einfluss des CO_2-Preises auf das fossile Referenzprodukt Erdgas wesentliche Erfolgsfaktoren dar.

2.6 Teilvorhaben 6: Weiterentwicklung der (Direkt-)Vermarktung von Bioenergieanlagen über den Rahmen des Marktprämienmodells hinaus (NEXT)

Das Ziel des Teilvorhabens lag in der Analyse und (Weiter-)Entwicklung von Geschäftsfeldern für Bioenergieanlagen im Rahmen der Direktvermarktung für die Zeit nach der 20-jährigen EEG-Förderung. Die Ergebnisse wurden zusammen mit den anderen Projektpartnern anschließend zur Formulierung der Handlungsempfehlungen genutzt. Der Fokus liegt für dieses Teilvorhaben auf der Vermarktung der elektrischen Energie.

2.6.1 Definition und Analyse bestehender Geschäftsfelder

Um den Anforderungen zukunftsfähiger Geschäftsfelder im Stromsektor gerecht zu werden, wurde zunächst der Status Quo gegenwärtiger Geschäftsmodelle analysiert. Die Abbildung des Status Quo verfolgt das Ziel, zukünftige von bereits etablierten Geschäftsmodellen abzugrenzen. Folgende Geschäftsfelder wurden dazu detailliert beschrieben und auf Basis der Anlagen-Portfolios von Next Kraftwerke analysiert:

1. Direktvermarktung im Marktprämienmodell in Kombination mit einer bedarfsorientierten Einspeisung (Gestaltung strompreisgeführter Fahrpläne - Optimierung durch kurzfristigen Stromhandel)
2. Systemdienstleistungen: Bereitstellung von Regelenergie im Poolkonzept (PRL, SRL, MRL)

Die beiden Geschäftsmodelle schließen sich gegenseitig nicht aus und können, wenn die Anlage die entsprechende Flexibilität besitzt, parallel bedient werden. Bei der bedarfsorientierten Einspeisung gibt es zudem unterschiedliche Modelle. Der jeweilige Anlagenbetreibende kann die Steuerung seiner Anlage Next Kraftwerke überlassen oder aber anhand prognostizierter Strompreise selber bestimmen, wann die Anlage wie viel Energie erzeugen soll. Vorher im virtuellen Kraftwerk angelegte technische Restriktionen, wie zum Beispiel die Anzahl der Schaltungen pro Tag oder Wärmerestriktionen, werden zu jeder Zeit eingehalten.

Änderungen regulatorischer Rahmenbedingungen und Auswirkungen auf Geschäftsfelder

Während des Projekts wurde im Regelenergiemarkt das Mischpreisverfahren eingeführt. Eine detaillierte zeitliche Einordnung sowie die Auswertung einer Befragung weiterer Direktvermarkter zu dem Thema wird in Kapitel 2.2 beschrieben. Diese Änderungen haben gezeigt, dass einzelne Geschäftsfelder für die Bioenergie in sehr hohem Maße von regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig sind. In diesem speziellen Fall bedeutete das Mischpreisverfahren eine starke Reduktion der Erlösmöglichkeiten in der Sekundär- und Minutenregelleistung für Bioenergieanlagen.

Kostenaufstellung für die Direktvermarktung flexibler Bioenergieanlagen

Ein weiterer Faktor für Bewertung von Geschäftsmodellen ist die Definition und Aufstellung der mit der Vermarktung der Anlagen am Strommarkt verbundenen Kosten. Basierend auf den bestehenden Geschäftsfeldern wurden Kostenpositionen identifiziert, die für die Weiterentwicklung bestehender und die Entwicklung neuer Geschäftsfelder berücksichtigt werden sollten. Es konnten folgende wesentliche Erkenntnisse aus der Analyse abgeleitet werden:

- Ein erheblicher Anteil der Kosten ist der Erschließung von Flexibilität zuzuordnen. Dieser initiale Aufwand sollte über ein zukünftig voraussichtlich temporäres Geschäftsmodell refinanziert werden.

- Die meisten Kosten lassen sich aufgrund vorherrschender Pooling-Konzepte nicht oder nicht sinnvoll einzelnen Teilnehmenden (Anlagen) und auch nicht einzelnen Ereignissen (Flexibilitätsabruf) zuordnen. Solche Kostenkomponenten müssen bei jedem Geschäftsmodell auf alle Einzelkosten umgelegt werden.
- Einige Kostenpositionen können durch Marktdesign und Regulierung reduziert werden. Standardisierung, Automatisierung und Synergien zu anderen Märkten (Spot- und Regelenergiemarkt) sind dabei mögliche Hebel.

Flexibilitätskennzahlen

Die betrachteten Geschäftsfelder für Bioenergieanlagen zeichnen sich dadurch aus, dass flexible Bioenergieanlagen oftmals höhere Erlösmöglichkeiten haben als solche, die nur kontinuierlich Strom erzeugen. Somit können durch eine Weiterentwicklung dieser Geschäftsfelder und damit eine effizientere Ausschöpfung der vorhandenen Flexibilitätspotentiale weitere Erlösmöglichkeiten geschaffen werden. Um Flexibilität von Bioenergieanlagen quantifizieren zu können wurde ein Katalog von Flexibilitätskennzahlen entwickelt, der auf den Bioenergiepool von Next Kraftwerke angewendet wurde.

Folgende Ergebnisse / Flexibilitätskennzahlen wurden seitens Next Kraftwerke bereitgestellt:

1. Geschäftsmodell bedarfsorientierte Einspeisung (BoE):

    a. Mehrerlöse pro installierter Leistung [€/MWh]
    b. Mehrerlös pro genutzter Flexibilität [€/MWh]; wobei Flexibilität als durchschnittliche, absolute Abweichung der Ist-Einspeisung um die durchschnittliche Einspeisung definiert wird
    c. Erlös pro Überbauung [€/MWh]; Nennleistung / Bemessungsleistung
    d. Erlösentwicklung des flexiblen „BoE“-Portfolios im Verhältnis zum Spread-(Marktpreis) Entwicklung [€/MWh]
    e. Erlösunterschied zwischen vorgeschlagenem Fahrplan seitens Next Kraftwerke und endgültigem Fahrplan des Kunden nach dessen Anpassungen im Kundenportal [€/MWh]
    f. Vergleich absoluter Abweichungsmengen zwischen Fahrplan (Day-Ahead) und Ist-Einspeisung mit den saldierten Mengen für das „BoE“-Portfolio und für den Gesamtbiogaspool von Next Kraftwerke [MWh]

2. Geschäftsmodell Regelenergie:

    a. Monatliche Regelenergie Leistungspreis-Erlöse (MRL / SRL), die bei Next Kraftwerke durchschnittlich je Biogas-Anlage in den einzelnen Monaten im Kalenderjahr 2017 erzielt wurden [€/MWh]
    b. Bewertung der notwendigen Redundanz zur Bereitstellung verschiedener Regelenergieprodukte im Poolkonzept [% je Angebot]→ Erlösminderung je Anlage [€/MWh]

2.6.2 Innovative Geschäftsfelder

Im Rahmen des Projekts wurden zwei innovative Geschäftsfelder untersucht. Das erste Geschäftsfeld ist das der Verteilnetzflexibilität für das es bisher keinen regulatorischen Rahmen gibt. Es ist daher allenfalls als zukünftiges Geschäftsfeld zu verstehen. Verteilnetzflexibilität wurde jedoch in den letzten Jahren verstärkt diskutiert, da durch den Ausbau fluktuierender Erneuerbarer Energien vermehrt Netzengpässe auf Verteilnetzebene entstehen. Zukünftig wird es also höchstwahrscheinlich Lösungen für das regionale Netzengpassmanagement geben. Wie diese im Detail ausgestaltet werden, ist jedoch unklar.

Das zweite innovative Geschäftsfeld baut auf dem Geschäftsfeld der Bedarfsorientierten Einspeisung (BoE) auf. Hier wird anhand einer generischen Simulation untersucht, wie hoch die Mehrerlöse für Bioenergieanlagen bei Teilnahme an der Kurzfristoptimierung (Day-Ahead, Intraday) in Abhängigkeit bestimmter Flexibilitätsparameter sind.

Verteilnetzflexibilität

Im Rahmen einer Potentialanalyse wurde untersucht, ob flexible Biogasanlagen (BGA) EinsMan-Abregelungen (EinsMan = Einspeisemanagement) von Windenergieanlagen (WEA) und somit lokale Netzengpässe im Verteilnetz volkswirtschaftlich reduzieren können. Flexible Biogasanlagen besitzen das Potential, die Produktion elektrischer Energie zu verschieben, sodass anstelle der Abregelung einer Windenergieanlage eine Biogasanlage negative Flexibilität bereitstellt und abgeschaltet wird. Währenddessen wird das Biogas entsprechend gespeichert und die Produktion elektrischer Energie nach Beendigung des Flexibilitätseinsatzes nachgeholt. Voraussetzung ist, dass eine Biogasanlage die gleiche physikalische Wirksamkeit wie die EinsMan Abregelung auf den lokalen Netzengpass -respektive die gleiche Trafostation- hat.

Um diese neuartige Betriebsstrategie flexibler Biogasanlagen zu bewerten, wurden acht Regionen in Schleswig-Holstein mit hohem Anteil an EinsMan Abregelungen betrachtet. In diesen Regionen befinden sich BGA aus dem Portfolio von Next Kraftwerke sowie von EinsMan betroffene WEA.

Für die Bestimmung der Erlöspotentiale flexibler Biogasanlagen im lokalen Netzengpassmanagement wurde zunächst die Einzelanlagenebene betrachtet. Mit Hilfe der historischen Netzampel von Schleswig-Holstein-Netz (SHN) wurden Gebiete ausgewählt, welche von EinsMan betroffen sind.[132] SHN klassifiziert diese Gebiete mit unterschiedlichen Farben von dunkelrot (stark von EinsMan betroffen) bis grün (gar nicht von EinsMan betroffen). Abbildung 85 zeigt links die historische Netzampel für das Jahr 2018. Es waren 2018 insbesondere Gebiete im Nord-Westen von Schleswig-Holstein von EinsMan betroffen.

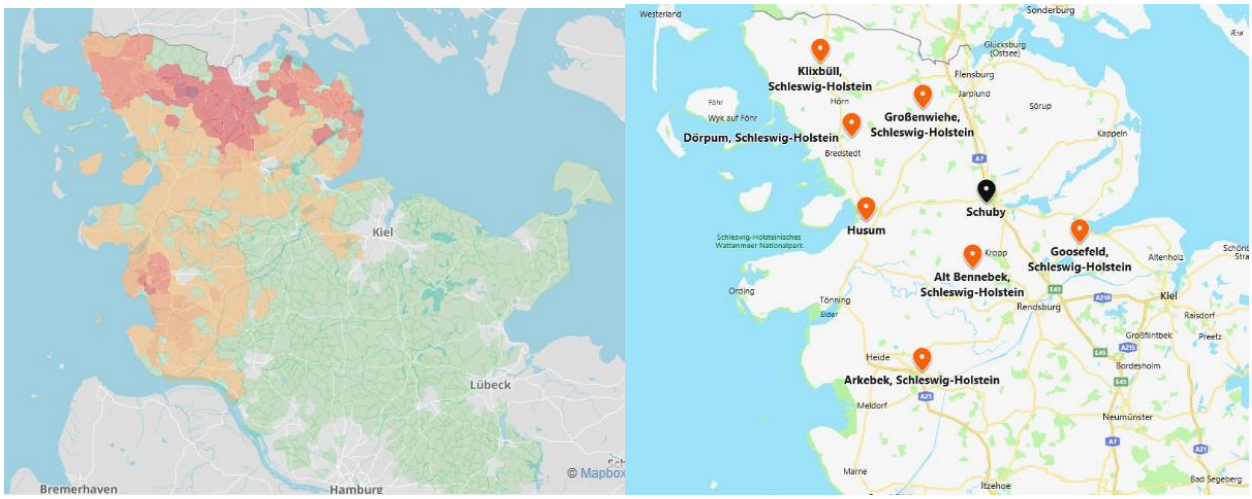

Abbildung 85: Historische Netzampel 2018 (links) & betrachtete Gebiete (rechts) (Historische Netzampel Schleswig-Holstein Netz, 2019).

Insgesamt wurden in dieser Analyse exemplarisch acht unterschiedlich von EinsMan betroffene Gebiete betrachtet. Diese Gebiete sind in Abbildung 85 auf der rechten Seite dargestellt. Für diese Gebiete wurden flexible Biogasanlagen aus dem Portfolio von Next Kraftwerke ausgewählt. Die Gebietszuordnung erfolgte dabei über die Postleitzahl. Diese Zuordnung stellt nur eine Näherung dar und bildet nicht den

[132] *Historische Netzampel Schleswig-Holstein Netz*. (2019). Von https://www.netzampel.energy/historical abgerufen

realen Netzausbau bzw. die Netztopologie ab. Hiervon hängt jedoch in der Realität ab, welche BGA für welches Gebiet Flexibilität bereitstellen kann.

Im nächsten Schritt wurden für jedes der Gebiete eine oder mehrere WEA ausgewählt, welche im Jahr 2018 von EinsMan betroffen waren. Mit Hilfe der Veröffentlichungen der EinsMan-Einsätze von SHN wird anschließend bestimmt, in welchen Zeiträumen die EE-Anlagen abgeregelt wurden.[133] Auf diese Weise wurde eine Art „Abregelungsfahrplan" für die betroffenen EE-Anlagen in den relevanten Gebieten erstellt.

Abbildung 86 veranschaulicht beispielhaft einen fiktiven Abregelungsfahrplan. Eine WEA kann durch einen EinsMan-Einsatz entweder auf 0 %, auf 30 % oder auf 60 % abgeregelt werden. 100 % bedeutet, dass sich die Anlage im Normalbetrieb befindet. Die genaue abgeregelte Energiemenge sowie die Fahrpläne der WEA waren nicht bekannt. Aus diesem Grund wurden in dieser Analyse WEA betrachtet, deren Leistung die kumulierte Bemessungsleistung aller betrachteten BGA in dem jeweiligen Gebiet deutlich übersteigt. Somit wird gewährleistet, dass die ausgewählten BGA ihr gesamtes durch EinsMan-Einsätze bedingtes Flexibilitätspotential ausschöpfen können. Die Abregelungszeiträume der EE-Anlagen wurden anschließend auf den Fahrplan der Biogasanlage angewendet. Mit diesem Ansatz wurde bestimmt, wann eine BGA anstelle der WEA negative Flexibilität anbieten könnte. Hinsichtlich der Gasspeicherung wurde davon ausgegangen, dass die ausgewählten, bereits flexiblen Biogasanlagen über einen entsprechenden Speicher verfügen. Die Analyse wurde mit zwei verschiedenen Gasspeichergrößen durchgeführt, welche jeweils die mögliche Dauer der Abregelung bestimmen. Die Gasspeichergrößen werden vereinfacht in Stunden angegeben (4 h, 8 h) und beziehen sich auf die Bemessungsleistung der jeweiligen Anlagen. Es wurde zudem die Annahme getroffen, dass die Biogasanlagen die ausgefallene Einspeisung durch die Bereitstellung der Flexibilität zu einem späteren Zeitpunkt zu gleichen Erlösen nachholen können. In der Realität besteht die Möglichkeit die Gasspeichergröße und Flexibilitätsbereitstellung je nach Standort und technischen Parametern der Anlage zu optimieren.

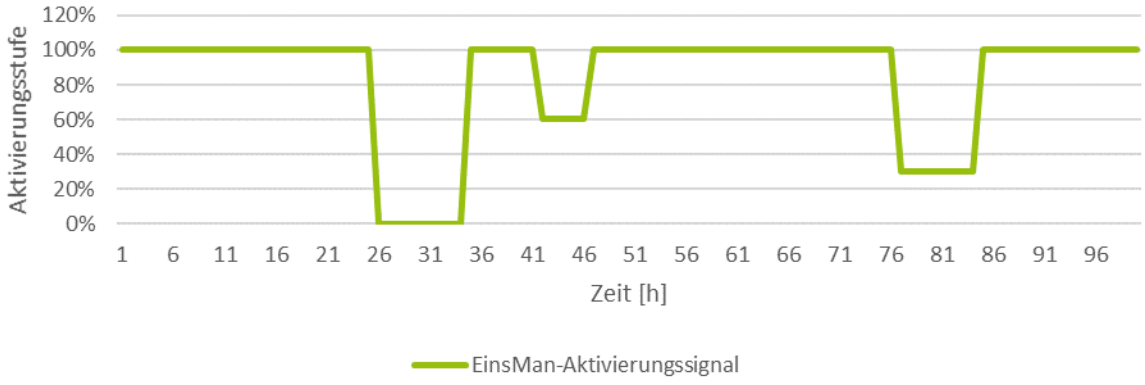

Abbildung 86: Beispielhafter Abregelungsfahrplan einer EE-Anlage mit 3 EinsMan-Einsätzen.

Auf Grundlage der Kosten für EinsMan-Einsätze in Schleswig-Holstein im Jahr 2018 wurde ein Preis für die angebotene Flexibilität der BGA abgeschätzt. Hierbei wurden Handels- und Kommunikationsprozesse zwischen Leitsystem und BGA sowie die Bereitschaft der BGA berücksichtigt. Es wurde angenommen, dass der Anlagenbetreibende 60 % der Erlöse erhält und die BGA eine Verfügbarkeit von 80 % aufweist.

[133] *Einspeisemanagement - Abgeschlossene Maßnahmen*. (2019). Von Schleswig-Holstein Netz AG: https://www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html abgerufen

2.6.3 Wesentliche Ergebnisse der Analyse

Für die Betrachtung des Flexibilitätspotentials von BGA auf Einzelanlagenebene wurden zur beispielhaften Anschauung die EinsMan-Einsätze des Gebietes um das Umspannwerk „Goosefeld“ dargestellt. Abbildung 87 zeigt in blau den Abregelungsfahrplan für eine Woche des Jahres 2018 für einen Windpark in der betrachteten Region. Befindet sich das Signal bei 0, wurde die Anlage im Zuge einer EinsMan-Maßnahme vollständig abgeregelt. Entsprechend bedeutet ein Signal von 100 %, dass sich die Anlage im regulären Betrieb befand. In der betrachteten Woche des Jahres 2018 fanden demnach zwei EinsMan-Einsätze mit voller Abregelung mit einer Gesamtdauer von 46 h statt. Der betrachtete Windpark hat eine Nennleistung von ca. 9,5 MW. Im gleichen Postleitzahlgebiet wie die Umspannanlage und der Windpark befindet sich eine flexible BGA aus dem Portfolio von Next Kraftwerke. Die grüne Kurve in Abbildung 87 veranschaulicht die potentielle Einspeisekennlinie der BGA mit einem Gasspeicherpotential von vier Stunden für die erste Woche des Jahres 2018.

Die flexible BGA hat das Potential ihre Leistung in Zeiten mit EinsMan-Einsätzen zu reduzieren und somit die Abregelung der Windenergieanlage zu verringern.

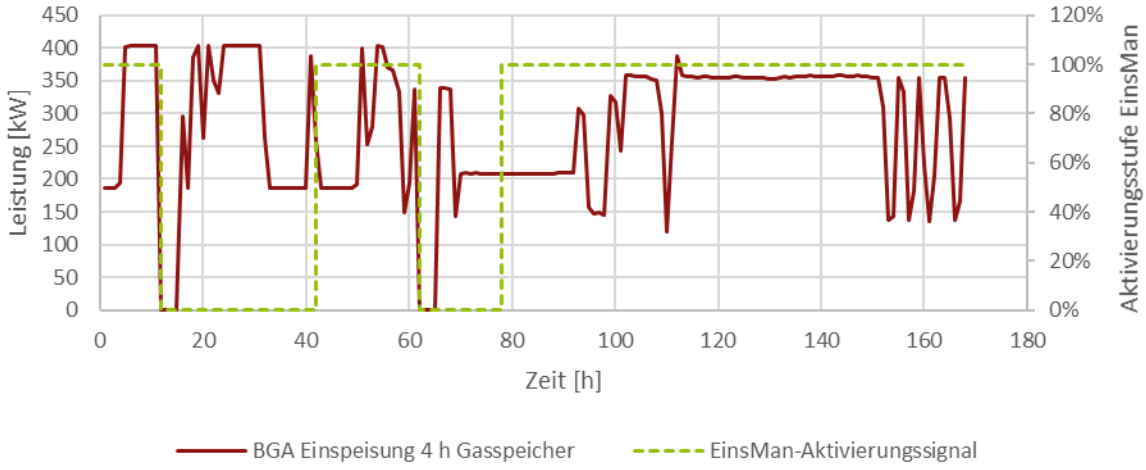

Abbildung 87: Potentielle Einspeisekennlinie einer BGA mit 4 h Gasspeicher im Gebiet Goosefeld bei Kompensation des EinsMan-Einsatzes, 1. Woche 2018.

Für die Berechnung der potentiellen Flexibilität werden die negativen Energiemengen aufsummiert, die die BGA unter Berücksichtigung des Gasspeichers in Zeiten von EinsMan bereitstellen könnte. Für den Preis der Flexibilität wurden die Kosten für EinsMan-Einsätze in Schleswig-Holstein als Obergrenze angenommen. In Schleswig-Holstein wurden die gesamten Entschädigungsansprüche für EinsMan im Jahr 2018 auf 230,5 Mio. € geschätzt. Die gesamte Ausfallarbeit betrug 2.524 GWh. Folglich wird der Preis für Flexibilität mit 91 €/MWh angenommen. Damit eine BGA ihre Flexibilität auf dem Markt anbieten kann, müssen Kommunikations- und Handelsprozesse berücksichtigt werden. Dafür wird ein Anteil an den Erlösen von 40 % angenommen. Zusätzlich wird eine Anlagenverfügbarkeit von 80 % angenommen. Diese Werte beruhen auf Erfahrungswerten und Prozessdefinitionen von Next Kraftwerke. Für die betrachtete BGA im Gebiet Goosefeld mit einem 4 h-Speicher ergeben sich daraus Netto-Flexibilitätserlöse von 3.053 €, was 43,7 €/MWh entspricht.

Tabelle 56 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung für die acht exemplarisch untersuchten Gebiete.

Letztlich ist ersichtlich, dass in Gebieten mit wenigen Netzengpässen und einer damit einhergehenden geringen Anzahl an EinsMan-Einsätzen ein vergleichsweise geringer Mehrerlös erzielt werden kann. Das

Gebiet Großenwiehe kommt für eine BGA mit einem 4 h-Gasspeicher auf ein Erlöspotential von 1,25 €/kW Bemessungsleistung.

Die Gesamtdauer der EinsMan Einsätze für die Windenergieanlagen in den betrachteten Gebieten betrug im Jahr 2018 6.995 h. Die flexiblen BGA im Next Kraftwerke Portfolio hätten unter der Annahme eines 4 h Gasspeichers insgesamt 3,75 GWh flexible Energie bereitstellen können, was einem maximalen Netto-Erlöspotential von 163.710 € entsprochen hätte. Volkswirtschaftlich gesehen entsteht erst dann ein Mehrwert, wenn die Flexibilität günstiger ist als die Ausfallvergütung für die abgeregelten Anlagen. In dieser Analyse wurde das maximal mögliche Erlöspotential betrachtet. Die Obergrenze der Kosten bilden also die mittleren Kosten für Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein. Eine EinsMan-Kompensation durch Biogasanlagen würde jedoch in jedem Fall die Nutzung der durch EE-Anlagen produzierten Energie steigern.

Tabelle 56: Nettoflexibilitätserlöspotentiale für flexible BGA aus dem Portfolio von Next Kraftwerke für die untersuchten acht Gebiete für das Jahr 2018.

Gebiet	Netto-Flexibilitätserlös-potential [€] 4 H	Netto-Flexibilitätserlös-potential [€] 8 h	Netto-Flexibilitätserlös-potential pro kW Bemessungsleistung [€/kW] (4 h-Speicher)
Alt Bennebek	1.586	2.864	2,54
Arkebek	3.944	5.661	2,36
Dörpum	14.159	24.351	10,10
Goosefeld	29.107	49.109	13,25
Großenwiehe	7.278	11.586	2,63
Husum	675	825	2,90
Klinxbüll	66.545	117.696	22,88
Schuby	40.416	70.029	23,89
SUMME/Mittelw.	163.710	282.120	12,14

In den Verteilnetzen von Schleswig-Holstein wurden im Jahr 2018 2.514,06 GWh durch EinsMan abgeregelt. Die Nutzung der betrachteten flexiblen BGA –aus lediglich acht beispielhaften Gebieten- könnte 0,14 % dieser Energiemenge als negative Flexibilität bereitstellen. In dieser Analyse wurde lediglich ein sehr geringer Anteil aller BGA in Schleswig-Holstein betrachtet.

Mehrerlöse durch flexiblen Einsatz von Biogasanlagen in der Intraday-Vermarktung

Ein weiteres innovatives Geschäftsfeld für flexible BGA stellt die Intraday-Vermarktung dar. Um die potentiellen Erlösmöglichkeiten einer Biogasanlage bei flexibler Fahrweise und Vermarktung im Kurzfristhandel zu bestimmen, wurde eine Simulation durchgeführt. In der Simulation wird eine fiktive Biogasanlage über die drei in Deutschland an der Börse existierenden Kurzfristmärkte optimiert: Day-Ahead Auktion, Intraday Auktion, kontinuierlicher Intraday. In jedem Schritt berücksichtigt die Optimierung von Next Kraftwerke prognostizierte Preisdaten aus dem Jahr 2018 für die Strombörse und ermittelt so den optimalen Einsatz der Anlage unter bestimmten Restriktionen. Die Mehrerlöse sind im Vergleich zu einer nicht an den kurfristmärkten optimierten Anlage zu verstehen und hängen hauptsächlich von der Höhe der Preis-Spreads der Märkte ab.

Das Hauptaugenmerk der Analyse lag auf den unterschiedlichen Parametern für die Flexibilität einer Anlage. Es wurden die Anzahl möglicher Schaltungen pro Tag sowie das Verhältnis von installierter Leistung zur Bemessungsleistung betrachtet. Die Anzahl möglicher Schaltungen pro Tag wurde von 1 bis 8 variiert. Eine Schaltung bedeutet einen Start-Stopp Vorgang pro Tag. Die Bemessungsleistung wird in Stunden pro Tag angegeben. 24 h bedeutet, dass die Anlage keine Flexibilität besitzt. Bei 12 Stunden ist die Anlage doppelt überbaut, bei 8 h dreifach und so weiter.

Abbildung 88 verdeutlicht die Ergebnisse der Analyse. Auf der x-Achse können die Mehrerlöse abgelesen werden. Die y-Achse verdeutlicht für jede Schaltungszahl den Grad der Überbauung.

Durch die Optimierung an allen drei Kurzfristmärkten können je nach Parameterauswahl 10,07 - 21,88 €/MWh an Erlösen generiert werden. Der größte Anteil entfällt mit 59 – 76 % auf den Day-Ahead Markt. Der Day-Ahead Anteil verringert sich mit zunehmender Anzahl an möglichen Schaltungen pro Tag. Der Anteil der Intraday-Auktion an den Erlösen beträgt 4 – 17 % und steigt mit zunehmender Anzahl an Schaltungen. Der Anteil des kontinuierlichen Intraday Handels an den Erlösen liegt bei 19 – 24 % und weißt keine signifikante Abhängigkeit von der Anzahl der Schaltungen auf. Zusammenfassend wird deutlich, dass die Erlöse steigen, je flexibler eine Anlage ist, da sie dann besser auf Preisunterschiede zwischen Day-Ahead und Intraday Märkten reagieren kann.

Eine Biogasanlage, die zweifach überbaut ist, und zwei Schaltungen pro Tag ausführen kann, kann am Day-Ahead Markt 7,57 €/MWh, in der Intraday Auktion 1,14 €/MWh und im kontinuierlichen Intraday Handel 2,75 €/MWh erlösen.

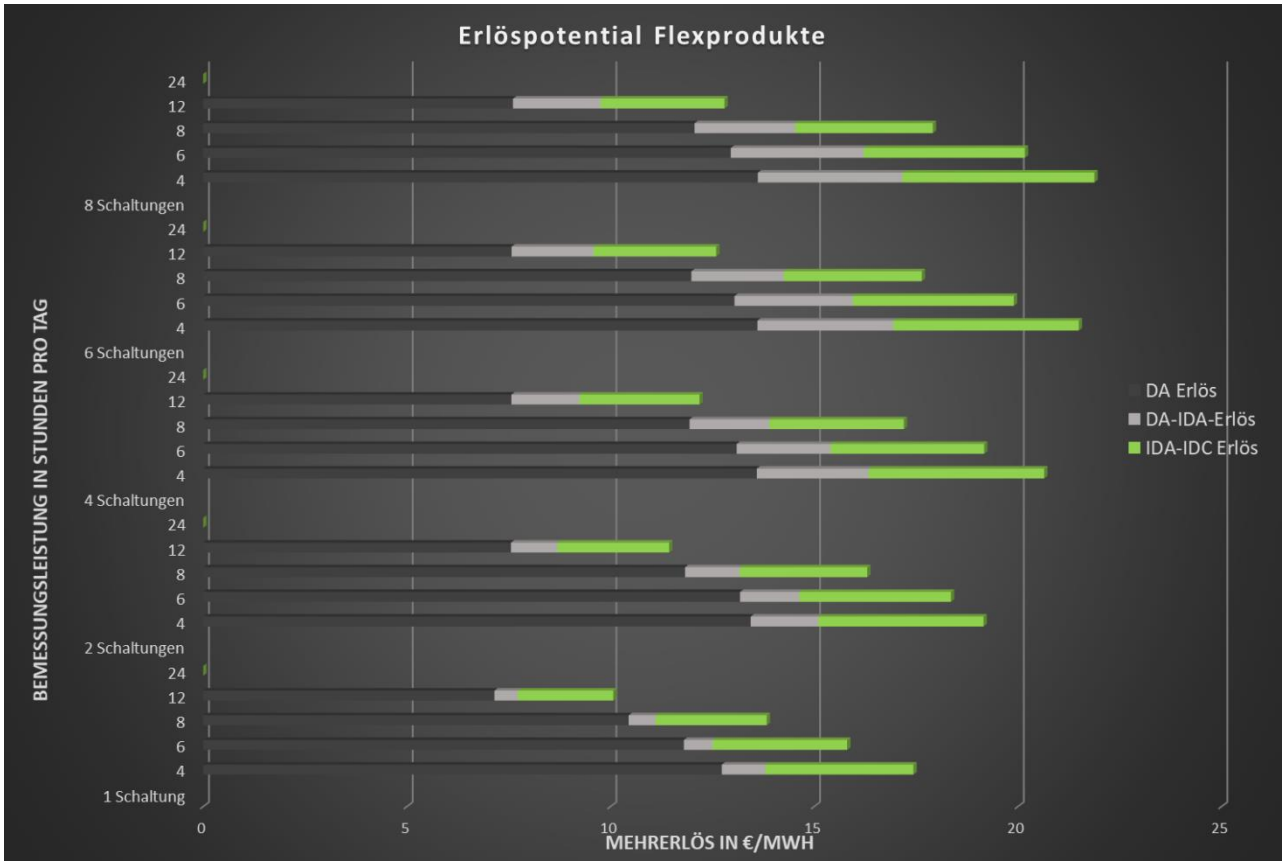

Abbildung 88: Erlöspotential Flexprodukte: Erlöspotentiale für eine fiktive Biogasanlage mit unterschiedlichen Flexibilitätsparametern.

3 Transformationsstrategien für den Anlagenbestand und Einzelanlagen - Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen

Die Bioenergie stellte in 2019 mit 20,6 % – nach Wind an Land – den zweithöchsten Anteil an der erneuerbaren Bruttostromerzeugung in Deutschland[134]. Bioenergie ist somit ein bedeutender und systemrelevanter Leistungsträger im Stromsektor. Auch im Bereich der Wärme und des Verkehrs stellt Bioenergie derzeit den weitaus größten Anteil der erneuerbaren Versorgung. Damit übernimmt die Bioenergie schon heute eine aktive Rolle zur Defossilierung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors (Barchmann et al., 2018)[135]. Im Falle der KWK für Anlagen im Stromsektor sogar Teilweise in Sektorenkoppelung, wenn über Power-to-heat Module die temporär negative Regelenergie zur Wärmebereitstellung genutzt wird. Dieses Alleinstellungsmerkmal gegenüber anderen Erneuerbaren Energien bietet verschiedene Mehrwerte.

3.1 Leitbild zur Bioenergie - Projekt BE20plus

Bei der Nutzung von Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung handelt sich um langjährig erprobte und in der Praxis vielseitig eingesetzte Technologien, die

- gut etabliert und gleichzeitig an die lokalen bzw. regionalen Gegebenheiten angepasst sind,
- mit vorhandener Infrastruktur kompatibel sind,
- in allen Sektorenkopplung einsetzbar sind,
- Arbeitsplätze, insbesondere im ländlichen Raum, bereitstellen und sichern,
- viele Querschnittsaspekte über die reine Strom- und Wärmeerzeugung abdecken, z. B. die Verwertung von Rest- und Abfallstoffen), und
- darüber hinaus vor allem qualitative und quantitative Wachstumspotentiale für die Zukunft bieten.

Bioenergie ist damit derzeit ein wesentlicher Baustein der THG-Minderungsmaßnahmen im Bereich der Energieerzeugung und hat vor dem Hintergrund wachsender Ambitionen bei der Emissionsminderung dadurch eine sehr hohe Relevanz. Vor allem sind Bioenergieanlagen ein Schlüsselelement für die Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien, die ihrerseits die tragenden Säulen der Energiewende bilden, Dies ist bedingt durch ihr grundsätzliches Potential für Flexibilität in mehreren Dimensionen, wie zum Beispiel:

- flexible Strombereitstellung als Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energie,
- Einsatzstoffflexibilität in Bezug auf die Art und Menge der Substrate,
- Wetterunabhängige Verfügbarkeit und damit als Element der Versorgungssicherheit sowie
- Produktflexibilität in Bezug auf die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr

. Die im Stromsektor vorrangig durch das EEG (einschließlich der Novelle 2017) geregelte Finanzierung von Anlagen wird der multiplen Dimension von Flexibilität, die auch anderen Sektoren als dem Stromsektor zu Gute kommen, nicht vollumfänglich gerecht. Die starke energiepolitische Fokussierung im EEG auf die Stromgestehungskosten verengt den Blick auf den Beitrag zur Stromproduktion,

[134] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2019-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=25

[135] Barchmann, T.; Daniel-Gromke, J.; Schmalfuß, T.; Denysenko, V.; Rensberg, N.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2018): Strategien und Perspektiven für Biogas in Deutschland im Rahmen der Sektorenkopplung. In: Nelles, M. (Hrsg.): Schriftenreihe Umweltingenieurwesen der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock. S. 89 - 108. Rostock. ISBN 978-3-86009-473-0.

marginalisiert die Beiträge zu einer klimaschonenenden Wärmeversorgung und vernachlässigt den systemischen Mehrwert der Bioenergie u.a. zur systemdienlichen Integration erneuerbarer Energien. Diesem Umstand wird mit der aktuellen Novellierung zum EEG 2021 nun weitergehend Rechnung getragen, da die Notwendigkeit für die Bioenergie für ein klimaneutrales Energiesystem grundsätzlich stärker anerkannt wird und die spezifischen Instrumente für die Vorhaltung flexibler Leistung gestärkt werden.

Die Ausbauziele der Bundesregierung für die fluktuierenden erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik sind durchaus sehr ambitioniert. Sie fokussieren aber sehr stark auf die Kosten. Dabei vernachlässigen sie häufig, dass zur Aufrechterhaltung der Versorgungsicherheit auch Flexibilitätsoptionen notwendig sind. Diese können auch vergleichsweise günstig durch Bioenergie bereitgestellt werden. In Bezug auf die volkswirtschaftlich relevanten Gesamtsystemkosten, also inkl. der Kosten für die notwendigen Flexibilitätsoptionen, sollte in der Diskussion stärker auf die Gesamtsystemkosten und weniger auf die Stromgestehungskosten einzelner Technologien fokussiert werden, um gesamtgesellschaftliche Fehlallokationen zu vermeiden. Bei einer solchen systemischen Betrachtungsweise steht die Bioenergie zwar mit anderen Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb, spielt aber durchaus ihre Stärken aus und sollte dementsprechend auch im System berücksichtigt werden.

Weitere wichtige Aspekte, die im Rahmen des Projektes BE20plus allerdings nicht untersucht wurden, tangieren sozioökonomische Themen. So ist die Gruppe der Betreibenden von Bioenergieanlagen sehr heterogen aufgestellt. Dabei kommen auf Betreibende und ihre Bioenergieanlagen stetig wachsende Anforderungen zu, insbesondere wenn diese einen Anschlussbetrieb ihrer Anlage an die erste EEG-Förderperiode in Erwägung ziehen. Hierzu ist ein stetig steigendes Maß an Professionalisierung erforderlich bzgl. der Bereitschaft und auch der Fähigkeit, sich mit energiewirtschaftlichen Fragen und rechtlichen Aspekten zu befassen, um z. B. eine erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung zu gewährleisten und die unternehmerischen Chancen und Risiken für die eigene Anlage möglichst gut aufeinander abgestimmt abzuschätzen.

Dabei ist zu beachten, dass selbst bei betriebswirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit regulatorische Unsicherheiten und administrative Probleme zur dauerhaften Stilllegung von Bioenergieanlagen führen können und voraussichtlich auch werden. Die Anzahl an Anlagen, die einen Anschlussbetrieb tatsächlich umsetzen, wird also durch solche „weichen“ Faktoren stark beeinflusst und dabei möglicherweise überschätzt, auch wenn eine Quantifizierung nur schwer möglich ist. Solche Unsicherheiten sind:

- zusätzliche administrative Risiken im Rahmen des Ausschreibungsdesigns,
- steigende finanzielle Risiken und höhere Finanzierungskosten,
- lange Planungs- und Umsetzungszeiten für Retrofitmaßnahmen für den geplanten Anschluss-betrieb (z. B. durch neue Genehmigungen),
- Alter der Anlagenbetreibenden bei unklarer bzw. fehlender Nachfolgeregelung,
- die wachsende Vielfalt an Möglichkeiten in der Betriebsführung.

Nach den Berechnungen im Projekt BE20plus, die auf das Ausschreibungsdesign und die Rahmen-bedingungen des EEG 2017 basieren, werden voraussichtlich nur wenige Bioenergieanlagen nach Auslaufen der ersten Förderperiode im EEG unter Ausnutzung zusätzlicher Geschäftsfelder den Weiterbetrieb umsetzen und die notwendigen Ersatzinvestitionen refinanzieren können. Gleichzeitig zeigen die Berechnungen in der Systemperspektive, dass Bioenergieanlagen einen essentiellen Baustein für ein kostengünstiges Energiesystem nach der Energiewende darstellen. Dafür bedarf es aus Sicht der Projektpartner von BE20plus einen passenden und verlässlichen Regulierungsrahmen, um die systemischen Vorteile auch langfristig und nachhaltig ausspielen zu können.

Aus diesem Grund wurde im Rahmen des Projektes BE20plus folgendes Leitbild entwickelt:

Bioenergieanlagen erfüllen wichtige Funktionen

- (i) im Energiesystem,
- (ii) beim Klimaschutz
- (iii) in landwirtschaftlichen Betrieben und
- (iv) in einer nachhaltigen Land-, Forst und Kreislaufwirtwirtschaft.

Sie brauchen daher eine tragfähige Finanzierungsperspektive und verlässliche Rahmenbedingungen. Gleichzeitig müssen die Anlagenbetreibenden ihre Anlagen durch die stärkere Berücksichtigung von System- und Nachhaltigkeitseffekten fit für die Zukunft machen.

Zielgruppen des Leitbildes sind Anlagenbetreibende und Multiplikatoren (Politik und Wissenschaft), da aus Projektsicht alle Gruppen in einem Zusammenspiel die künftige Rolle der Bioenergieanlagen gemeinsam bewerten und weiter entwickeln sollten. Das Leitbild adressiert Handlungsfelder explizit für diese „Akteursgruppen“. Diese Handlungsfelder werden im Folgenden beschrieben und mit Empfehlungen für Maßnahmen hinterlegt.

3.2 Handlungsfelder

Abgeleitet aus den gewonnen Projektergebnissen im BE20plus sowie dem Leitbild der Bioenergie (vgl. Kapitel 3.1) wurden sieben Handlungsfelder für die Gestaltung der Zukunft der Bioenergie abgeleitet (vgl. Abbildung 89):

1. Systemdienstleistungen (Strom/Wärme)
2. Ökosystemdienstleistungen
3. Einsatzstoffmix
4. Anlagentechnik / Betrieb
5. Sonstige Systemwirkungen
6. Gasaufbereitung / Biomethan
7. Wärme(-auskopplung)

Sie sind in nachfolgender Mind-Map (vgl. Abbildung 89) dargestellt.

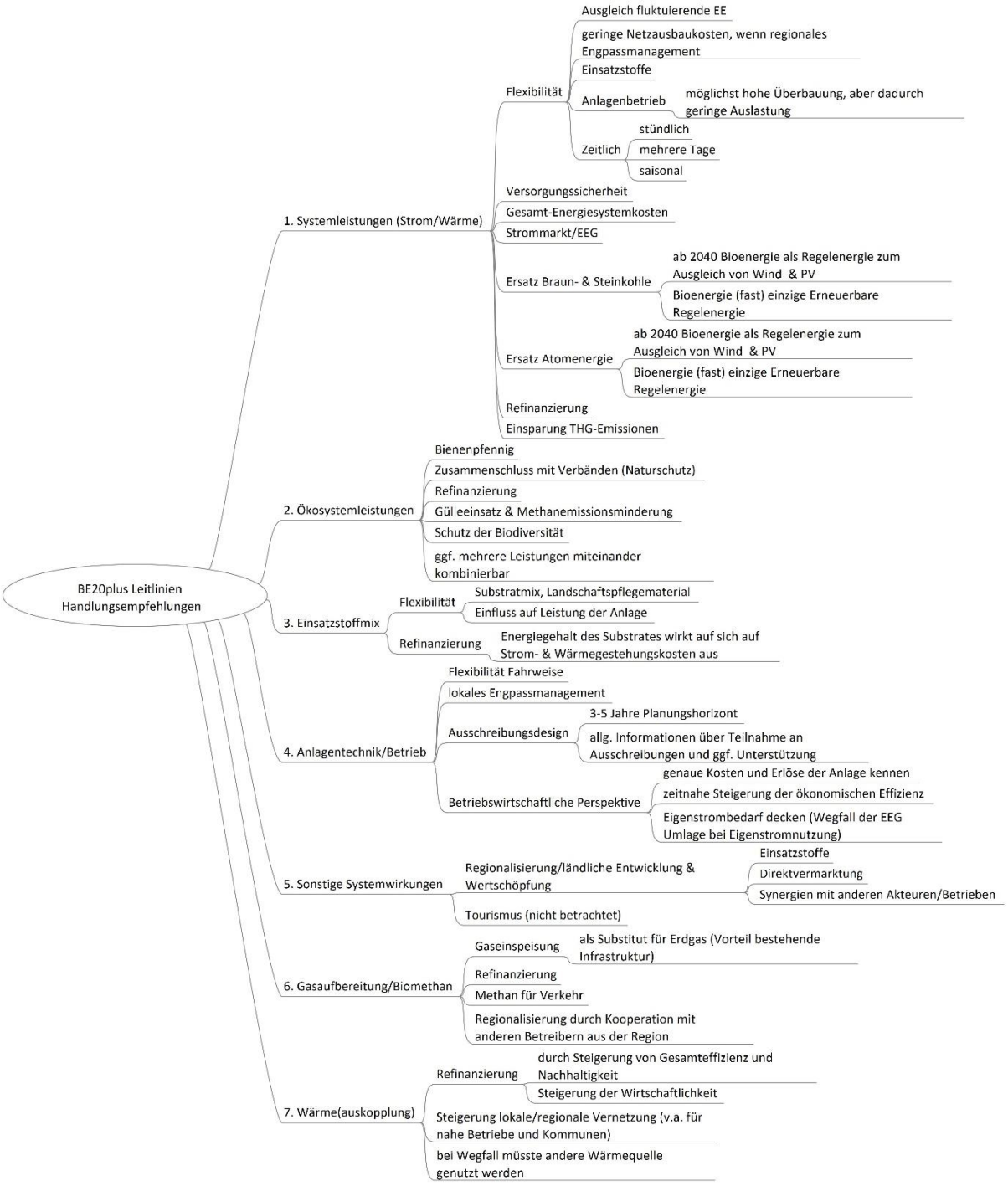

Abbildung 89: Grafische Darstellung der Handlungsfelder ausgehend von den Leitlinien des Projektes

3.3 Erkenntnisse und Empfehlungen zu den Handlungsfeldern

Nachfolgend sollen die einzelnen Erkenntnisse der sieben Handlungsfelder näher erläutert werden inkl. der Darstellung von Handlungsempfehlungen.

3.3.1 Systemdienstleistungen (Strom / Wärme)

Bioenergieanlagen spielen eine wichtige Rolle im Energiesystem, auch und gerade für eine klimafreundliche Strom- und Wärmeerzeugung. Bioenergie trägt zum Ersatz von fossilen Brennstoffen und in den nächsten beiden Dekaden ausscheidenden Atomkraft-, Braun-, Steinkohle- und Erdgaskapazitäten, zur Flexibilitätsbereitstellung und zur Dekarbonisierung des Energiesystems bei. Auch wenn die Potentiale von Biomasse nicht unbegrenzt, sondern eher deutlich limitiert sind, ist dieser Beitrag nicht gering zu schätzen. Bioenergieanlagen können die Umstrukturierung des Kraftwerksparkes im Zuge des Atom- sowie Kohleausstiegs, vor allem in Bezug auf die installierte elektrische Leistung, die erzeugten Strommengen, die THG-Minderung und die Kosten des Energiesystems in Deutschland maßgeblich beeinflussen.

Flexibilität und Versorgungssicherheit im Strom- und Wärmesektor

- Im Strom- und Wärmesystem substituieren flexible Bioenergieanlagen prinzipiell Erzeugungsanlagen auf der Basis von Erdgas, da diese ein ähnliches Einsatzprofil Im Stromsystem haben. Ohne flexible Bioenergieanlagen würde der Ausbau von Erdgaskapazitäten höher ausfallen, um die Versorgung sicher zu stellen. Langfristig muss für eine vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems auch der Einsatz von Erdgas eingestellt werden. Biogas bzw. Biomethan kommt unter diesen Gesichtspunkten eine besondere Bedeutung zu, insbesondere, wenn steigende Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung durch Fracking oder Langstreckentransporte berücksichtigt werden. Auch wenn für die Dekarbonisierung strombasierte Erdgassubstitute (PtG) in Frage kommen, bietet Biogas heute schon eine verfügbare und dazu vergleichsweise günstige Option für erneuerbares Gas (Biomethan) und das ohne den Strombedarf für Wasserstoffelektrolyse zu erhöhen.
- Spätestens wenn 2038 der Ausstieg aus der Stein- und Braunkohle abgeschlossen ist, wird damit die Bioenergie als CO_2-arme Flexibilitätsoption zum Ausgleich von Wind- und Sonnenergie dringend benötigt. Es gibt aktuell keine kostengünstigeren regenerativen Alternativen, so dass ohne Bioenergie wahlweise Erdgas oder PtG zum Einsatz kommen würde. Dann entweder die THG-Minderungsziele nicht erreicht mutmaßlich höhere Kosten durch die Nutzung synthetischer Kraftstoffe verursacht.
- Wenn der Anteil der Bioenergie im Strom- und Wärmesystem sinkt, entsteht für den Ausgleich von Residuallastschwankungen ein Mehrbedarf an anderen erneuerbaren Flexibilitätsoptionen, z. B. Batteriespeicher, Wärmespeicher, PtX. Dies gilt besonders bei steigender Stromnachfrage, die im Zuge der Sektorenkopplung ab Mitte der 2020er Jahre zu erwarten ist.
- Die Bioenergieanlagen liefern nicht nur einen Beitrag zur erneuerbaren Stromproduktion, sondern durch die gekoppelte Produktion von Wärme auch Lösungsansätze für die Dekarbonisierung des Wärmesektors. So unterstützt der flexible Weiterbetrieb von Bioenergieanlagen im Strom- und Wärmesystem die klimapolitischen Ziele in der kommenden EEG- bzw. Post-EEG-Phase. Das bestehende Anlagenportfolio sollte also soweit erhalten und zielgerichtet umgebaut werden, dass die beschriebenen Funktionen für das Energiesystem zum notwendigen Zeitraum in der Zukunft weiter bereitgestellt sind bzw. werden.

Gesamt-Energiesystemkosten

- Die Betriebsweise des heutigen Bioenergieanlagenbestands, die überwiegend noch als „Bandeinspeisung“ in Grundlast erfolgt, ist aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht kostenoptimal. Der Bioenergieanlagenpark muss flexibilisiert und auf das zukünftige, durch Wind und Photovoltaik dominierte Energiesystem eingestellt werden. Durch Repowering und Flexibilisierung der Anlagen sind langfristige Anpassungen der Betriebsweise und zusätzliche Kosteneinsparungen im Gesamtenergiesystem möglich. Dieses Konzept spiegelt sich auch den bestehenden Anreizsystemen für Flexibilität wieder, welche daher konsequent weiterentwickelt werden sollten. Wenngleich solche Instrumente auf kurze Sicht entsprechende Förderkosten nach sich ziehen, amortisieren sich diese Aufwendungen vor allem mit der Annäherung an eine vollständig erneuerbare Stromproduktion ab EE-Anteilen von ca. 80 %, wenn der Rückgriff auf fossile Flexibilitätsoptionen schrittweise ausläuft.
- Wenn flexible Bioenergieanlagen Teil des Strommixes sind, liegen die Gesamtkosten des Stromsystems bei einem Szenario mit 90 % THG-Reduktion signifikant niedriger als ohne Bioenergieanlagen. Sie tragen also vor allem bei hohen THG-Reduktionsraten dazu bei, die Versorgungssicherheit kostengünstig abzusichern und Kostenreduktionen im System zu realisieren.
- Für eine systemdienliche Integration hoher Anteile der Stromerzeugung aus Bioenergie ist ein hoher Grad an Überbauung (Messgröße für die Flexibilität einer Anlage) aus Systemsicht günstig, sowohl aus technischer Sicht (Versorgungssicherheit) als auch aus ökonomischer Sicht (Systemkosten). Daher sollten die Anlagen möglichst mehrfach überbaut werden (deutlich mehr als 2-fach!).
- Das Potential an Repowering und Flexibilisierung sollte so weit wie möglich ausgeschöpft werden. Hierfür sind geeignete Finanzierungsinstrumente zu schaffen, da die Refinanzierungsmöglichkeiten am energy-only Markt allein mittelfristig keine ausreichenden Investitionsanreize setzen dürften.

3.3.2 Ökosystemdienstleistungen

Neben den oben genannten Geschäftsfeldern im Strommarkt können sich Anlagenbetreibende perspektivisch auch neue („innovative“) Geschäftsfelder zur Erbringung von Ökosystemleistungen erschließen. Kern dieser Geschäftsfelder ist eine mögliche win-win-Situation zwischen Naturschutz und Bioenergie, wenn beides von Anfang an zusammen gedacht wird. Es handelt sich (derzeit noch) um überwiegend freiwillige Marktsegmente, in denen bestimmte Akteursgruppen bereit sind, den Anlagenbetreibenden zusätzliche Entgelte zu zahlen, damit diese z. B. alternative Substrate einsetzen. Dies stellt eine Kompensation dafür dar, dass die alternativen Substrate aus Sicht des Anlagenbetriebs zwar weniger leistungsfähig sind, dafür aber ökologische Vorteile aufweisen (Biodiversität, Bodenschutz, nicht-energetische THG-Vermeidung etc.). Bisher leisten die vorhandenen Beispiele (soweit überhaupt vorhanden) keinen vollständigen Ersatz für andere Finanzierungsquellen, sondern lediglich einen Finanzierungsbeitrag. Die nachfolgenden Überlegungen wurden auf Basis eines Reviews bestehender Projekte zum Thema Ökosystemleistungen erstellt. Die im Kapitel 2.1 darauf bezogenen quantitativen Untersuchungen (Geschäftsfelder 3.2, 3.3) bilden den optimistischen Fall ab, dass solche Instrumente nicht nur den Mehraufwand bzw. den Minderertrag für bestimmte Bewirtschaftungs- bzw. Betriebsregime ausgleichen, sondern einen zusätzlichen Mehrwert generieren. Dies wird mit den heutigen Mitteln und Förderinstrumenten leider noch nicht realisiert.

Handlungsempfehlungen zur Berücksichtigung von Ökosystemdienstleistungen

Anlagenbetreibende kontaktieren Naturschutzorganisationen, Landschaftspflegeverbände, Wasserschutzorganisationen oder auch Gartenbauvereine vor Ort, um die Herausforderungen dieser Akteure in den Flächen konkret kennenzulernen. Oft sind schon durch diese Gespräche erste gemeinsame Interessen feststellbar. Diese Gespräche können auch von einer moderierenden Institution begleitet werden. Ein Beispiel hierfür ist das Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (KNE) in Berlin.

Erhaltung von Grünland

Die Nutzung von Grasschnitt besonders von Naturschutzflächen (z. B. FFH-Gebiete) dient dem Grünlandschutz. Noll et al. (2020)[136] haben bzgl. verschiedener Akteure festgestellt, dass sowohl die Naturschutzseite als auch die Biogasanlagenbetreibende vor Ort ein hohes Interesse an der Nutzung von Grasschnitt haben. In den Berechnungen des Projektes BiogasNatur (FKZ: 3517 86 1100) konnte nachgewiesen werden, dass bei einer Umstellung der Substrate an den vier Beispielanlagen von Mais auf Grasschnitt im Rahmen des EEG 2017 keine Nachteile zu erwarten waren. Die Landwirte konnten freiwerdende Agrarflächen anders nutzen und die Naturschützer sahen einen doppelten Nutzen – Erhalt von Grünland und Vermeidung von Maisanbau. Allerdings ergeben sich keine zusätzlichen Refinanzierungsmöglichkeiten neben dem EEG. Vorteil ist jedoch ganz klar eine Steigerung der Akzeptanz durch den Naturschutz und eine gemeinsame Sprache zwischen Landwirtschaft und Naturschutz.

Bienenpfennig

Ein möglicher Beitrag zu einer Refinanzierung der Anlagen bietet das Beispiel „Bienenpfennig“: Biogasbetreibende können durch den Einsatz von Blühstreifen oder Blühwiesen einen teilweisen Substratwechsel vornehmen und die entgangenen Erlöse als Beitrag zur Biodiversität vermarkten. Dies erfordert eine aktive Vermarkung vorab und kann entweder durch direkte Eigenvermarktung oder in Kooperation mit Imkerverbänden, Gemeinden oder auch Landschaftspflegeverbänden geschehen.

Wasserschutz

Im Bereich des Wasserschutzes sollte bei der Einrichtung eines neuen Wasserschutzgebietes geprüft wird, ob neben der „Stilllegung“ landwirtschaftlicher Betriebe (oder dem vollständigen Export der Gülle) auch eine Biogasanlage mit Hygienisierung sowie zentrierter Ausbringung der Gärreste möglich ist. So könnte die Wasserwirtschaft selbst eine Biogasanlage betreiben und so den Umgang mit den Gärresten selbst bestimmen. Auch ein Anbau im Substratmix hin zu extensiveren Kulturen mit geringerem Düngemittelbedarf könnte im Gespräch mit der Wasserwirtschaft vorgenommen werden und durch die Wasserwirtschaft finanziert werden. So können die Akteure des Wasserschutzes und Biogasanlagenbetreibende in Kooperation die Qualität der Gewässer verbessern.

Verstärkte Nutzung von Wirtschaftsdüngern

Der verstärkte Einsatz von Gülle- und Mist in der Biogasanlage mindert die Methanemissionen zusätzlich. Insbesondere im Rahmen der RED II ist dieser Sachverhalt von großer Bedeutung, z. B. für Biomethanprojekte oder Projekte mit Biogastankstellen. In diesem Geschäftsfeld können Anlagenbetreibende den Beitrag zur nichtenergetischen Treibhausgasvermeidung vermarkten.

[136] Noll, Florian; Wern, Bernhard; Peters, Wolfgang; Schicketanz, Sven; Kinast, Pascal; Müller-Rüster, Gerrit; Clemens, Dietrich. (2020). Naturschutzbezogene Optimierung der Rohstoffbereitstellung für Biomasseanlagen Endbericht im Projekt BiogasNatur. 10.19217/skr555.

Über den Absatzweg der Direktvermarktung können erste Ökostromprodukte oder auch Zertifikate von Biogasanlagen vertrieben werden. Außerdem existieren in der Direktvermarktung von Biomethan für den Endkunden erste Biogasprodukte ähnlich den Ökostromprodukten. Hier ist bei steigender CO_2-Bepreisung auch die Direktvermarktung von Biomethan an die Industrie denkbar, wobei hier entsprechende Lieferverträge anzustreben sind. Bei der Biogasvermarktung im Kraftstoffbereich gibt es den Vorteil, dass die THG-Vermeidung explizit verbrieft und somit in Wert gesetzt wird, da sie den Kraftstoffhändlern zur Erfüllung der THG-Reduktionsquote unter der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) dient. Die Vermarktung als kann entweder direkt (Hoftankstelle) oder bilanziell (Einspeisung in ein Gasnetz, Ausspeisung an der Tankstelle) erfolgen. Eine weitere denkbare Vermarktungsoption wäre zum Beispiel der Markt für freiwillige Zertifikate (Kompensation von Flugreisen o. ä.). Für Anlagenbetreibende erscheint es somit insgesamt sinnvoll, proaktiv den Kontakt zu passenden Stakeholder-Gruppen zu suchen, um die genannten neuen Geschäftsfelder und Vermarktungswege zu erschließen. Solange diese Märkte in Abwesenheit eines regulatorischen Rahmens allerdings rein freiwilliger Natur sind, erscheinen die Finanzierungsbeiträge eher begrenzt und damit nur als zusätzliche Komponente im Geschäftsmodell der Anlagen.

Für Multiplikatoren – Politik, Umweltverbände etc. – gilt es den Anlagenbetreibenden mit der gleichen Offenheit für innovative Geschäftsfelder zu begegnen. Da es sich um Geschäftsfelder mit hoher gesellschaftlicher Relevanz und positiven externen Effekten handelt, ist es auf längere Sicht allerdings notwendig, einen regulatorischen Rahmen mit entsprechenden Anreizen zu schaffen, wenn Biogasanlagen in diesem Bereich einen nennenswerten Beitrag leisten sollen.

3.3.3 Einsatzstoffmix

Der Einsatzstoffmix von Biogasanlagen ist auf der einen Seite ein Querschnittsthema, dass sich in allen Geschäftsfeldern wiederfindet und alle Anlagen betrifft. Auf der anderen Seite ist es eine sehr anlagenindividuelle Thematik. Es betrifft sowohl ökonomische und ökologische Aspekte von Bioenergieanlagen als auch technische, rechtliche und gesellschaftliche Aspekte. Die ökologischen Aspekte werden in Kapitel 3.3.2 beschrieben.

Erhöhung des Wirtschaftsdüngereinsatz

Die Einsatzstoffe stellen, insbesondere bei Biogasanlagen, häufig die größte Kostenposition dar. So ist nicht nur im Hinblick auf das Ausschreibungsdesign des EEG 2017 der Kostendruck und weiteren substratspezifischen Vorgaben (Maisdeckel) hier eine wichtige Stellgröße. Allerdings unterscheiden sich die Substratkosten bei NawaRo auch hinsichtlich regional unterschiedlicher Verfügbarkeit sowie hinsichtlich, Anbau-, Ernte-, Silierungs- und möglichen Pachtkosten und deren individuelle Transportwürdigkeit. Bei einem vermehrten Einsatz von Wirtschaftsdüngern können notwendige technische Anpassungen an der Anlage zur Verwertung höherer Anteile an faserhaltigem Substrat, aber auch Zusatzkosten verursachen. Dies kann je nach Anlage die Substrataufbereitung sowie die Einbring- und Rührtechnik betreffen. Dieser zusätzliche Investitions- bzw. Anpassungsbedarf an baulichen und technischen Komponenten sollten bei derartigen Substratumstellungen stets berücksichtigt werden. Aufgrund des hohen Wassergehaltes in flüssigen Wirtschaftsdüngern ist zudem ein größeres Fermentervolumen erforderlich, welcher ebenfalls kostentreibend wirkt. Bei unveränderter Anlagenauslegung führt eine starke Erhöhung des Wirtschaftsdüngeranteils zu einer verminderten Energieproduktion bzw. einer Absenkung der Bemessungsleistung. Hauptgrund hierfür ist eine geringere Energiedichte. Substratwechsel können zudem eine neue Genehmigung erforderlich machen.

Vermehrter Einsatz von Rest- und Abfallstoffen im Allgemeinen

Die aktuellen politischen Tendenzen zur Verminderung des NawaRo-Anteils und zur Erhöhung des Anteils an landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffen (Stroh, Gülle, Festmist, Rübenblatt, Apfeltrester, etc.) lassen sich aus verschiedenen Perspektiven der Nachhaltigkeit (Ökologie, Ökonomie, Versorgungssicherheit, soziale Aspekte) betrachten. Der primäre Einsatz von landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffen hat unbestreitbar Vorteile, weist allerdings auch einige Herausforderungen auf, insbesondere wenn diese Einsatzstoffe nicht vom gleichen Landwirtschaftsbetrieb bzw. Standort stammen, der die BGA betreibt:

- Die potenziell verfügbaren Mengen weisen lediglich einen Bruchteil des Energiepotentials von NawaRo auf und decken damit nicht den Substratbedarf des benötigten Anteils an Bioenergie im Energiesystem zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung ab.
- Die anfallenden Mengen sind an die Produktion des Primärproduktes gekoppelt und nicht variabel skalierbar. Sie unterliegen damit stärker marktgetriebener Schwankungen.
- Der lokale Anfall und die oft geringe Transportwürdigkeit erlauben nicht die Verwertung jedes Reststoffes an jedem Ort. Dies betrifft insbesondere Standorte mit lediglich kleinem lokalem Aufkommen (z. B. kleine Viehbestände bei der Güllenutzung). Die Erschließung solcher Potentiale bedarf daher nachhaltigen Konzepte und politische Anreize für effiziente Logistikkonzepte, Gemeinschaftsanlagen, oder Anreizsystemen für die Abfallverarbeitung (z. B. Güllepfennig).
- Die Nachfrage nach diesen Substraten steigt beständig. An vielen Standorten, wo deren Einsatz gut umzusetzen ist, wird dies auch schon praktiziert.

74 % der im Rahmen des Projektes befragten Betreibenden nennen Maissilage als aktuelles Hauptsubstrat und 47 % Gülle oder Festmist als Zweit-Substrat sowie ebenfalls 48 % Gras oder Grassilage als Dritt-Substrat (bezogen auf den Massenanteil eines Jahres). Bei der Frage nach dem zukünftigen Substratmix nennen 52 % Gülle / Mist als Hauptsubstrat. Auch Grassilage nimmt einen höheren Stellenwert als bisher ein. Bei dem Zweit- und Drittsubstrat gibt es derweil keine klare Rangfolge. Neben Grassilage werden vermehrt Landschaftspflegegrün oder Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie eingesetzt. Nur zwei Landwirte planen eine komplette Substratumstellung, in den speziellen Fällen auf Dauerkulturen. Dies verdeutlicht, dass die Umstellung der Einsatzstoffe nicht trivial in der Umsetzung ist. Grundsätzlich sind die Anlagenbetreibenden aber für das Thema sensibilisiert.

Konkrete Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreibende sind zumeist betriebsindividuell. Insgesamt kann aber die rechtzeitige Entwicklung einer auf den Betrieb und das zukünftig Geschäftsfeld angepasste Substratstrategie empfohlen werden. Die ökonomischen, ökologischen und technischen Auswirkungen sollten dabei beachtet werden. In vielen Fällen wird der verstärkte Einsatz kostengünstiger Substrate mit einer guten CO_2-Bilanz eine große Rolle spielen.

Von politischer Seite wäre es wünschenswert, wenn das Verständnis der nachwachsenden Rohstoffe von dem bisherigen Ausbautreiber wechseln würde zu einer sinnvollen Kompromisslösung, ohne deren zumindest partiellen Einsatz die gewünschten Ziele, nämlich Erhalt und Flexibilisierung des Anlagenbestandes bei gleichzeitiger Kostenreduktion und CO_2-Bilanzverbesserung, nicht zu erreichen sind. Der Biogasprozess ist zwar substratflexibel, aber Ökonomie, Technik und der juristische Rahmen sind es nur teilweise. Eine schrittweise Umstellung würde vermutlich mehr zur Zielerreichung beitragen, da sie den Anlagen die Möglichkeit bietet Schritt zu halten, ohne sie zu überfordern.

3.3.4 Anlagentechnik / Betrieb

Für den erfolgreichen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen ist der technische Zustand der Anlagen beim Übergang ins Ausschreibungsdesign oder ein Geschäftsfeld außerhalb des EEGs eine elementare Grundvoraussetzung für den Anschlussbetrieb. Es spielt dabei zu allererst eine wesentliche Rolle in welchem Umfang die Bestandsanlage regelmäßige Ersatzinvestitionen vornimmt, um die grundsätzliche Funktionsfähigkeit auch in der Phase nach dem ersten Vergütungszeitraum verlässlich sicher zu stellen. Darüber hinaus erfordern etliche Geschäftsfelder im Anschlussbetrieb spezifische Umbau- bzw. Nachrüstmaßnahmen. Im Folgenden soll daher der Fokus auf folgende Aspekte gelenkt werden:

- rechtsicherer Weiterbetrieb, vor allem bei Umwelt- und Sicherheitsanforderungen,
- Umbau- und Anpassungsmaßnahmen für einen flexiblen Anlagenbetrieb
- Umbau- und Anpassungsmaßnahmen für die Wärmeauskoppelung
- Erlös- und Kosteneffizienz
- Weitere Faktoren

Rechtssicherer Weiterbetrieb

Die Mehrzahl von potentiellen Geschäftsfeldern, die Bioenergieanlagen nach Auslaufen der ersten Vergütungsperiode grundsätzlich erschließen können, sind überwiegend mit hohen administrativen und ökonomischen Hürden verbunden. Häufig wird der Wechsel ins Ausschreibungsdesign trotz der absehbar strengeren Vorgaben in der EEG Novelle 2021 noch die relativ beste Option darstellen. In besonderem Maße sind hier Biogasanlagen durch die Anforderungen für einen flexiblen Betrieb dazu gezwungen zum einen die Auflagen beim Emissionsschutz (Stichwort: Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft) als auch beim Gewässerschutz (Stichwort AWSV) spätestens im Zuge der erforderlichen Nachgenehmigungen bei der Erweiterung der BHKW-Kapazität für den flexiblen Betrieb sorgfältig zu berücksichtigen. Für den Anschlussbetrieb wird ab 2021 voraussichtlich auch der Dokumentationsaufwand steigen, wenn Biogasanlagen das „Qualitätskriterium“ für echte Flexibilisierung nachweisen zu müssen als auch den Nachweis zur „hocheffizienten KWK“ als Voraussetzung für die Vergütung im Rahmen des EEG 2021 zu erbringen ist.

Umbau- und Anpassungsmaßnahmen für den flexiblen Anlagenbetrieb

Ganz allgemein kann unterstellt werden, dass je flexibler eine Anlage (quantitativ und qualitativ) ist, desto mehr Geschäftsfelder (Regelenergie, bedarfsorientierte Einspeisung, Intraday-Optimierung) kann sie aus technischer Sicht abdecken. Aus ökonomischer Perspektive ist bei der quantitativen Überbauung die Kostendegression bei größeren BHKW zu berücksichtigen, die bis zu einem bestimmten Grad Kostenvorteile verspricht, wobei hier die notwendigen Anpassungen der Peripherie (Gaskühlung, -entschwefelung und Trafo) nicht vernachlässigt werden sollten, da diese nicht in gleichem Umfang spezifisch günstiger ausfallen müssen. Die qualitative Flexibilisierung, d. h. die Möglichkeit simultan verschiedene Zielmärkte zu bedienen, wirkt sich vor allem auf das Erlöspotential im Strom- und Regelenergiemarkt aus. Das quantitativ bereits vorhandene Flexibilitätspotential sollte deshalb bestimmt und qualitativ möglichst voll ausgeschöpft werden, wobei es hier stark darauf ankommt wie der regulatorische Rahmen gestaltet ist da dieser direkt (z. B. durch das Strommarktdesign) als auch indirekt (z. B. durch gesetzliche Vorgaben) die Kosten- und Erlösstrukturen beeinflusst.

Umbau- und Anpassungsmaßnahmen für den flexiblen Anlagenbetrieb

Wärme stellt das mit Abstand wichtigste Nebenprodukt dar, so dass auf die erschließbaren Wärmesenken ein besonderes Augenmerk gerichtet werden sollte. Die Distanzen zu erschließbaren Wärmesenken werden über Netzinfrastrukturen überbrückt, die im besten Fall schon bestehen. Beim Neubau von Wärmenetze sind die hohen Anfangsinvestitionen und langen Abschreibungszeiträume zu berücksichtigen. Speziell bei flexibler Stromproduktion sind die zeitlichen Disparitäten eine Herausforderung, wenn das Wärmelastprofil und Stromfahrplan nicht deckungsgleich sind. Als technischen Maßnahmen können dann Wärmespeicher und auch Spitzenlastkessel genutzt werden, die aber ebenfalls bei einer wirtschaftlichen Bewertung mit zu berücksichtigen sind.

Analyse der eigenen Kosten- und Erlöseffizienz

Betreibende sollten ganz allgemein intensiv nach ungenutzten Potentialen zur Effizienzsteigerung (Technik, des biologischen Prozesses, Ökonomie) suchen und dabei Kostensenkungsoptionen bei der Reduzierung des Eigenstrombedarfs, der Umstellung auf kostengünstigere Substrate oder der Anpassung bestehender Verträge bzgl. Wartung BHKW, Pacht, etc. überprüfen.

Auf Seiten der Erlösmaximierung stehen in erster Linie eine bessere Vermarktung bzw. die monetäre Aufwertung der bereits vermarkteten Wärme, z. B. in Nahwärmenetzen (Marketing) im Vordergrund. Mögliche Synergien ergeben sich mit anderen Betreibenden, indem Einsatzstoff oder Verbrauchsmittel über Einkaufsgemeinschaften beschafft werden.

Weitere Faktoren

Neben den rein technischen Aspekten wird empfohlen sich möglichst frühzeitig mit Anforderungen für die verschiedenen Anschlussperspektiven auseinander zu setzen, da die notwendigen Maßnahmen zum Teil mehrjährige Vorlaufzeiten, für Planung, Genehmigung und praktische Umsetzung haben (vgl. Abbildung 90). Der zeitliche Vorlauf sollte ca. 3 bis 5 Jahre betragen, um konkrete Anschlussoptionen betriebsindividuell zu bewerten und entsprechende Rückstellungen bilden zu können.

Zukünftig könnte es für Biogasanlagen weitere Einsatzbereiche geben, wie zum Beispiel auf lokalen Flexibilitätsmärkten als Möglichkeit des smarten Engpassmanagements ohne EinsMan. Durch den Zubau von Erneuerbaren Energien wie Wind und PV entstehen vermehrt Netzengpässe auf allen Netzebenen. Zur Kostenreduktion beim Netzausbaus können flexible Biogasanlagen zur Umfahrung dieser Engpässe genutzt werden und so neben einer gleichmäßigeren Netzauslastung die Ausfallarbeit verringern.

Vor Ausschreibungstermin		Ausschreibung	Nach Ausschreibungsgewinn	
>8 bis 3 Wochen vorher	3 bis 1 Woche vorher	Ausschreibungstermin	1 bis 35 Monate nach Ausschreibung	13 bis 36 Monate nach Ausschreibung
Überprüfung der Daten im Markt-stammdatenregister	Genehmigung ist an das Markt-stammdaten-register gemeldet	Eingang und Prüfung der Gebote durch die Bundesnetzagentur	Umstellung der Anlage auf Einhaltung der EEG 2017 Vorgaben	Wechsel in die neue Vergütung und Inbetriebnahme
Einholen gültiger Genehmigung ab Gebotstermin für 11 Jahre	Absendung der Gebotsformulare, Überweisung der Gebotsgebühr & Sicherheit		Bescheinigung der Erfüllung der EEG 2017 Vorgaben vom Umweltgutachter	Rückerstattung der Sicherheit an den Anlagenbetreiber
Genehmigung Anlagenzubau	-	-	Ausführung Anlagenzubau	-

Abbildung 90: Zeitliche Dauer und Abfolge bzgl. der Umsetzung von Planung, Genehmigung, Ausschreibung und Baumaßnahmen für den Wechsel einer Bioenergieanlage von der 20-jährigen Festvergütung ins Ausschreibungsdesign, eigene Darstellung

3.3.5 Sonstige Systemwirkungen

Unter sonstigen Systemwirkungen wird zum einen regionale Auswirkungen zusammengefasst, darunter z. B. angepasste Substratmixe zur Verbesserung des Landschaftsbildes hin zum „typischen" Landschaftsbild der jeweiligen Region. Daher besteht eine Ähnlichkeit mit den innovativen Geschäftsfeldern (s. o.), bei denen eine Kooperation zwischen Biogasanlagenbetreibenden und z. B. Tourismusverbänden erfolgt und ein Lastenausgleich landschaftspflegerischen Dienstleistungen refinanziert. Auch hier gilt, dass solche Geschäftsfelder nur einen Zusatzbeitrag leisten können.

Zum anderen fällt unter Regionalisierung auch die Direktvermarktung von regionalen Biostrom- und Biogasproduktion. Auch hier bestehen Analogien zu den genannten innovativen Geschäftsfeldern, die mit jeweiligem regionalem Bezug ausgestaltet werden können. Schließlich können durch die gezielte gemeinsame Bewirtschaftung von Biogasanlagen einer Region Synergien erzeugt und die regionale Wertschöpfung gesteigert werden. Auch die genannten landschaftspflegerischen Aspekte beinhalten positive Impulse für die regionale Wertschöpfung.

Bioenergie und Tourismusförderung

Biogasanlagenbetreibende kontaktieren regionale Tourismusverbände, örtliche Hotels, örtliche Behörden, die mit Landschaftspflege beauftragt sind, teilweise auch benachbarte Biogasanlagenbetreibende. Erholung in der Landschaft wird u.a. durch das Landschaftsbild bestimmt und der Erhalt typischer regionaler Landschaftsbilder wirkt tourismusfördernd. Wie unter „Ökosystemleistungen" beschrieben, kann durch die schon erwähnte Änderung des Substratmixes zur Offenhaltung der Landschaft und gesteigerten Vielfalt in der Landschaft beigetragen werden. Zusätzlich kann touristischen Zwecken Rechnung getragen werden. So sind Blühstreifen als „Sichtschutz" gegen die Wirtschaftskultur geeignet. Wird hier der Substratmix stärker auf die Bedürfnisse der regional typischen Landschaft abgestimmt (z. B. Erhalt von Magerwiesen), entstehen zusätzliche Synergien zwischen Biogasnutzung und Tourismus. Diese können noch verstärkt werden, wenn durch Zuschauerlenkung der Weg vom Acker / dem Stall hin zur Biogasanlage und wieder zurück auf die landwirtschaftlichen Flächen dargestellt werden. So kann gezeigt werden, dass moderne Technologie angepasst an die Landschaft einen Beitrag zur Energieversorgung leistet. Solche Energiepfade sind z. B. schon durch Hotels in Österreich und Italien erarbeitet worden und beziehen auch das Thema Nahwärme mit ein und existieren für Wandernde und für Fahrradfahrende. Die Hotellerie- und Gaststättenbranche kann hier direkt profitieren, aber auch die Energieversorger können insgesamt die Akzeptanz von Anlagen steigern.

Für Anlagenbetreibende ist es somit auch hier insgesamt sinnvoll, diesbezüglich den Kontakt zum Tourismusverband, zur Wirtschaftsförderung und zur Verwaltung zu suchen. Hier kann der Beitrag von Biogasanlagen zur attraktiven Gestaltung einer Region, auch für touristische Zwecke, hervorgehoben werden. Für die Suche nach Synergien zwischen Biogasanlagen sollten Anlagenbetreibende den Kontakt untereinander suchen.

Für die genannten Multiplikatoren sei es empfohlen – analog zu den innovativen Geschäftsfeldern – den Anlagenbetreibenden mit der entsprechenden Offenheit zu begegnen und den möglichen Beitrag zur Landschaftspflege und zum Tourismus als Chance zu begreifen. Dies erfordert wiederum die Bereitschaft, die Mehraufwände gegenüber konventioneller Bewirtschaftung zu ersetzen, indem beispielsweise die Wirtschaftsförderung oder der Tourismusverband hier direkte Zahlungen an Anlagenbetreibende für die Dienstleistung „Gestaltung der Landschaft – Demonstrationsanlagen vorhalten" leisten.

3.3.6 Gasaufbereitung / Biomethan

Biomethan ist ein hochwertiger, vielseitig einsetzbarer und über das Erdgasnetz nahezu unbegrenzt speicherbarer Energieträger, der für eine erfolgreiche Sektorenkopplung sehr gut geeignet ist. Das Handlungsfeld Gasaufbereitung/Biomethan beinhaltet die Umstellung von Vor-Ort-Verstromungs-Biogasanlagen (VOV) zur Biomethanaufbereitung und -einspeisung. Um unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich agieren zu können, muss eine Mindestaufbereitungskapazität erreicht werden, um somit die spezifischen Produktionskosten gering zu halten. Hierfür eignen sich räumlich eng zusammenhängende Anlagenverbünde mit gemeinsamer, zentraler Biogasaufbereitung, die eine Mindestgröße von 5 MW_{el} erreichen. Unter günstigen (Standort-) Voraussetzungen kann dies jedoch auch für große Einzelanlagen, d. h. mit einer Erzeugungskapazität von mind. 700 $m^3_{Rohbiogas}$ / h) eine Option sein.

Einspeise- und Speicherpotenziale im Erdgasnetz

Die bestehenden Speichermöglichkeiten des sehr gut ausgebauten Erdgasnetzes sollten ausgenutzt werden. Einerseits kann durch die Einspeisung von Biomethan fossiles Erdgas ersetzt werden und zudem bieten sich für das dort gespeicherte Biomethan vielfältige Nutzungsoptionen, wie z. B. die Nutzung als Kraftstoff v. a. im Schwerlast- und Landwirtschaftsverkehr, zur Wärmeerzeugung oder auch Rückverstromung.

Anlagen-Pooling

Die Produktion von Biomethan aus einem Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen („Biomethan-Pool“) kann unter bestimmten Umständen eine wirtschaftliche Alternative zur bisherigen Vor-Ort-Verstromung (VOV) darstellen, vor allem, wenn andere Alternativen, wie z. B. Wärmevermarktung, nicht in Frage kommen. Durch technische (Mindestgröße der eigenen Anlage) und räumliche Faktoren (Distanz zum Gasnetz und zu benachbarten Anlagen, günstige topographische Bedingungen) wird die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte wesentlich beeinflusst. Nur wenn genug Biogas innerhalb eines räumlich eng begrenzten Gebietes (z. B. 10 km-Radius) bereitgestellt werden kann, können die spezifischen Kosten für die Aufbereitung niedrig genug gehalten werden, um marktfähige Preise generieren zu können.

Betreibende von hierfür in Frage kommenden Biogas-Anlagen sollten daher prüfen, ob die Bedingungen für die Umstellung von Vor-Ort-Verstromung (VOV) zu Biomethanproduktion an ihrem Standort erfüllt sind und ob diese einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlage ermöglichen. Ist dies der Fall, sollte im Fall von kleineren Biogasanlagen auf jeden Fall Kontakt mit den benachbarten Anlagenbetreibenden aufgenommen werden, um die Möglichkeit zur gemeinsamen Biomethanproduktion im Rahmen eines Pooling zu evaluieren. Dies könnte insbesondere auch für Anlagen interessant sein, die sich nicht mit wirtschaftlichen Erfolgsaussichten an den Ausschreibungen für Strom aus Biomasse des EEG beteiligen können.

3.3.7 Wärme(-auskopplung)

Bioenergieanlagen im Stromsektor sind in aller Regel als KWK-Anlagen konzipiert, wie viel der mitproduzierten Wärme am Anlagenstandort gewinnbringend genutzt werden kann hängt zu aller erst vom den in der Umgebung erschließbaren Wärmesenken ab. Hierbei ist immer zu berücksichtigen, dass bei der Evaluierung potentiell zu erschließender Wärmesenken auch die Distributionskosten zu berücksichtigen sind die gegenüber den potentiellen Wärmeerlösten die Attraktivität einzelner Senken erheblich schmälern können. Da im Zuge der Energiewende im Wärmesektor in den kommenden Dekaden aber noch erhebliche Anstrengungen unternommen werden müssen, um auch in diesem Sektor die geforderten Treibhausgasemissionsreduktionen zu erreichen, lohnt es sich die vorhandenen KWK-Potentiale genauer zu untersuchen.

Aus Sicht der Betreibenden sollte - wenn das noch nicht der Fall ist - die Möglichkeit geprüft werden, als Wärmelieferant zu agieren, falls im Einzugsgebiet der jeweiligen Anlage ein ausreichend hoher und räumlich gut erschließbarer Pool an Wärmesenken vorzufinden ist. Als mögliche Ansprechpartner im Ländlichen Raum kommen für eine Bündelung einzelner Abnehmer die Kommune und umliegende Gewerbetreibende in Frage.

Die Steigerung der Wärmeauskopplung ist aber auch für Biogasanlagen, die bereits einen Teil ihrer bereitgestellten Wärme auskoppeln, sehr wichtig. Hierdurch kann die Gesamteffizienz und Nachhaltigkeit deutlich gesteigert werden. Die Steigerung der Wärmenutzung für Bestandsanlagen ist vor allem vor dem Hintergrund der zukünftig sinkenden spezifischen Wärmebedarfe der Bestandskunden relevant, da trotz gleicher Anschlusszahlen durch Sanierungsmaßnahmen die Wärmemenge pro Anschlussnehmer in den kommenden Jahren zurückgehen kann.

Im Rahmen dieses Projektes konnte gezeigt werden, dass rund 50 % der Anlagen geeignete Wärmesenken in einer Distanz von bis zu 5 km um die Anlage vorfinden können (siehe Kapitel 2.5). Für den Großteil dieser Anlagen beträgt die Distanz zur nächstgelegenen Wärmesenke nur maximal 1,5 km. Die Möglichkeit, im Umfeld der Anlagen befindliche Wohngebiete, Gewerbe- bzw. Industriebetriebe oder sonstige geeignete Wärmegroßkunden durch ein Nahwärmenetz zu erschließen, sollte daher durch die Anlagenbetreibenden geprüft werden. Die größten Wärmeabsatzpotentiale liegen mit rund 106 TWh_{th} im Bereich Gewerbe und Industrie.

4 Anhang: Zusammenfassungen der Teilvorhaben

4.1 Teilvorhaben 1: Bioenergie-Input-Output-Modell und Transformationsstrategien (DBFZ)

Das Verbund-Forschungsvorhaben verfolgte das Ziel auf Basis energiewirtschaftlicher und technisch-ökonomischer Analysen verschiedene Geschäftsmodelle für Bioenergieanalgen zu entwickeln und diese dahingehend zu evaluieren, ob sie als Betriebsstrategien für Bestandsanlagen geeignet sind um diesen nach Auslaufen der EEG-Vergütung eine Anschlussperspektive zu bieten. Als Unterziel und Voraussetzung dazu wird zum einen ganzheitliche Darstellung des aktuellen Anlagenbestandes in einem Portfoliomodell erstellt. Zum anderen sollen in einem Energiemarktmodell die technischen und ökonomischen Entwicklungspotentiale unterschiedlicher Anlagenklassen simuliert werden und so mögliche Energiewendeszenarien mit einem Fokus auf die Bioenergie bis 2035 abgeleitet werden.

Die spezifischen Ziele des Teilvorhabens gliedern sich vor allem die die Schwerpunkte der Bildung eines Input-Outputmodells für den Bioenergieanalgenbestand in Deutschland sowie die Entwicklung von Transformationsstrategien für einzelne Anlagen als auch den Anlagenbestand insgesamt. Zur Erstellung des Modells sollen vorhandene Datensätze des DBFZ verschnitten aus ausgewertete werden, im Ergebnis soll eine Clusterung des Anlagenbestandes in repräsentative Referenzanlagen vorliegen. Transformationsstrategien sollen vor allem für einige besonders relevante Cluster (hoher Anteil am Gesamtbestand, zeitnahes Ausscheiden aus dem EEG-Regime) entwickelt werden und dabei als multikriterielle Entscheidungshilfe vorrangig Anlagenbetreibende adressieren.

Im Teilvorhaben des DBFZ wurden im Wesentlichen zwei Kernergebnisse erarbeitet. Zum einen wurde in einem mehrstufigen Prozess ein „Portfoliomodell“ des Anlagenbestandes entwickelt, dass dann mit umfangreichen Datenerhebungen parametriert wurde. Damit wurden anschließend neun Varianten möglicher Bestandsentwicklungen berechnet, die unter Berücksichtigung der beiden wesentlichen Einflussfaktoren (Einsatzstoffpreisniveau und Umsetzbarkeit der verfügbaren Geschäftsfelder) mögliche Entwicklungspfade des Anlagenbestandes aufzeigen.

Den zweiten Arbeitsschwerpunkt bildete die Erarbeitung einer so genannten „Webapplikation“, die als interaktiver Endbericht die erarbeiteten Forschungsergebnisse des Gesamtvorhabens einfacher zugänglich machen soll als der vorliegende Endbericht, der auf Grund der umfangreichen Datenerhebungen und Berechnungserbnisse auch nur bedingt dazu geeignet, ist die Ergebnisse in Ihrer Breite verfügbar zu machen. Nachfolgend sollen beide Arbeitsinhalte in eigenen Abschnitten beschrieben werden. Es sein an dieser Stelle aber schon darauf hingewiesen, zum Redaktionsschluss dieses Berichtes die Webapplikation nicht final umgesetzt wurde und dieser Umstand auch entsprechend im Erfolgskontrollbericht dokumentiert ist. Das DBFZ ist aber bestrebt die noch fehlenden Arbeiten nach der Berichtslegung abzuschließen und die Webapplikation doch noch zu veröffentlichen.

4.2 Teilvorhaben 2: Chancen Bestandsanlagen für Land- und Forstwirtschaft (IZES)

Das Teilvorhaben konnte mögliche Geschäftsfelder in folgenden Bereichen ermitteln: Flexibilisierung, Wärme (ganzjährig und saisonal), Biomethanproduktion, Beteiligung an der Ausschreibung, energy only Markt, innovative Geschäftsmodelle wie Ökosystemleistungen, Wasserschutz oder Tourismus. Diese Geschäftsfelder wurden mit den anderen Teilvorhaben diskutiert. Sie werden in Teilvorhaben 1 beschrieben und für verschiedene Anlagenklassen und weitere Analysen modelliert und aufbereitet. In diesem Teilvorhaben wurden die Chancen der Geschäftsfelder näher untersucht, die den höchsten Beitrag zur Refinanzierung von Anlagen versprechen: Biomethan, Wärme und Flexibilisierung. Der zweite Schwerpunkt sind die Folgen eines Rückbaus von Anlagen. Zusätzlich wurden Ergebnisse aus anderen Studien bzgl. Holzheizkraftwerken und Abfallanlagen eruiert und sowohl Teilvorhaben 1 als auch Teilvorhaben 3 zur weiteren Analyse übergeben.

Die Chancen von Abfallanlagen und Anlagen der landwirtschaftlichen Nutzung in der Bioenergie sind sehr unterschiedlich. Klar ist, dass die Folgen eines Rückganges von Bioenergieanlagen auf den landwirtschaftlichen Märkten und den Abfallmärkten spürbar sein werden.

So würden im landwirtschaftlichen Bereich bis 2030 etwa 1,6 Mio. ha landwirtschaftliche Nutzfläche (LN) aus der Bewirtschaftung im Rahmen von Biogas wegfallen, wenn der Ausbau über die Ausschreibungen nicht wieder forciert wird. Laut der im Projekt durchgeführten Umfrage würde auf den meisten dieser Flächen danach intensive Landwirtschaft betrieben werden, etwa um die durch die wegfallenden Biogasanlagen entgangenen Erlöse zu kompensieren. Den Hoffnungen vieler Akteure v. a. aus dem Naturschutz bzgl. einer Extensivierung der Anbauflächen wird damit in dieser Umfrage nicht entsprochen. Zudem würden 40 - 50 Mio. t Mist weniger in Biogasanlagen verwertet werden. Dies hätte negative Auswirkungen auf den Klimaschutz bei der Behandlung von Reststoffen in Biogasanlagen. Im Bereich des Altholzes würde in Deutschland ein Entsorgungsproblem entstehen, wenn die anfallenden Althölzer nicht mehr in dem Maße wie heute energetische verwendet würden.

In Bezug auf die künftigen Möglichkeiten für das Geschäftsfeld Regelenergie können laut der im Projekt durchgeführten Umfrage am ehesten die SRL als Zukunftsoption gesehen werden. Während die geringen Zukunftsaussichten in der MRL vor allem mit der schwindenden Bedeutung dieses Regelenergiesegments als Ganzes in Verbindung gebracht werden, sind es in der PRL vor allem die Konkurrenz durch Batterien, die die kurzfristige Flexibilität für dieses Segment besser bereitstellen können. Auch in der SRL gibt es mit abschaltbaren Lasten und Power-to-Gas andere Technologien, die zukünftig zu den „Gewinnern“ gezählt werden und somit nach Ansicht der Interviewpartner*innen eine Konkurrenz darstellen. Aber keiner der befragten Interviewpartner*innen hat den Biogasanlagen in diesem Segment explizit die Zukunft abgesprochen, wie es in der PRL und MRL der Fall war. Zusammengenommen generiert Regelenergie eher Zusatzerlöse. Das lenkt zum einen den Fokus des Geschäftsfelds Flexibilisierung auf die Kurzfristmärkte, in denen nach Einschätzung der Interviewpartner*innen insb. die MRL zunehmend aufgeht und zum anderen ist es für die Wirtschaftlichkeit entscheidend, zahlende Wärmekund*innen zu akquirieren.

Der Bereich der Wärmenutzung zieht sich durch alle Anlagentypen als *conditia sine qua non* durch. Ohne Wärmenutzung wären selbst die Altholzheizkraftanlagen gefährdet, die ansonsten auch ohne eine Refinanzierung durch das EEG gut dastehen. 50 % der Bioenergieanlagen haben dabei theoretisch die

Möglichkeit, sich an ein Wärmenetz anzuschließen (siehe Steubing et al. 2020[137], erarbeitet u.a. in diesem Teilvorhaben). Die Analyse wurde fernerkundlich unter Einbeziehung von ökonomischen Kriterien (z. B. Upper Caps für Streckenführungen) und technischen Kriterien (z. B. Wärmedichten) durchgeführt. Betriebswirtschaftliche Kriterien und Kriterien der Akzeptanz bei Bürgern oder Anlagenbetreibende sind nicht Teil der Analyse gewesen. Doch nicht jede Anlage hat die Möglichkeit einer Wärmenutzung.

Andere Anlagenbetreibende sollten für sich das Geschäftsfeld Biomethan prüfen, wenn sie die Größenordnung von 250 kW_{el} an Bemessungsleistung aufweisen. Insgesamt stellt das Geschäftsfeld „Biogasaufbereitung" bzw. „Methanisierung" nicht nur eine Chance für „Post-EEG-Anlagen" dar. Neben der Tatsache, dass die Finanzierung durch das EEG für große Teile des Anlagenparks in den 2020er Jahren ausläuft, zeigt sich, dass der Biogasanlagenbestand einen systemisch wünschenswerten Beitrag zur Defossilisierung des Gassektors leisten kann[138]. Dies ist auch vor dem Hintergrund des erst jetzt beginnenden Markthochlaufs für H_2 im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie zu sehen[139]. Mit der vergleichsweise kurzfristigen Verfügbarkeit des vorhandenen Biogasanlagenparks sind beide Strategien somit komplementär und das Geschäftsfeld Methanisierung bietet eine interessante Möglichkeit der Biogasverwertung. Schließlich hängt das Geschäftsfeld Biogasaufbereitung von der CO_2-Bepreisung, den Primärenergiefaktoren (PEF) des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und der THG-Quote der Mineralölunternehmen im Rahmen der Zielerfüllung der europäischen erneuerbaren Energien Richtlinie II (sog. RED II) ab. Somit stellen sich in den nächsten zwei Jahren bis 2022 viele Weichen, von denen ein Hochfahren des Biomethansektors abhängt.

Die teuersten Biogasanlagen („Gülleanlagen") weisen Gestehungskosten von 18 – 27 Cent/KWh auf, eine 500 kW landwirtschaftliche Biogasanlage von 18 – 23 Cent/kWh sowie eine Bioabfallanlage von 13 – 18 Cent/kWh. Ohne eine Refinanzierung über das EEG sind Gülleanlagen und die landwirtschaftliche Biogasanlage nicht refinanzierbar, da hier nur Erlöse von ca. 5 Cent/kWh am Strommarkt, 0-8 Cent pro kWh am Wärmemarkt und zusätzlich (jedoch nur wenige Stunden im Jahr) Erlöse aus der Flexibilisierung von 0,1 – 0,8 Cent pro kWh zu erzielen sind. Zusätzliche Einnahmen sind je nach Region möglich über die Vermarktung von Gärresten (ebenfalls etwa 1 Cent/kWh) oder Maßnahmen im Bereich des Wasserschutzes (ebenfalls etwa 1 Cent/kWh)[140]. Die Erlösmöglichkeiten neben dem EEG reichen derzeit also nur für Bioabfallanlagen und Altholzheizkraftwerke.

Somit müssen sich die meisten Anlagenbetreibenden über das EEG refinanzieren. Die Frage der Ausgestaltung des EEG ist eine politische.[141]

[137] Steubing, M., Dotzauer, M. Zakaluk, T., Wern, B., Noll, F., Thraen, D. (2020): Bioenergy plants' potential for contributing to heat generation in Germany. Energy, Sustainability and Society 10, 14, S. 1-23.

[138] Matschoss P, Pertagnol J, Wern B, Bur A, Baur F, Dotzauer M, Oehmichen K, Koblenz B, Khalsa J, Korte K, Purkus A, Thrän D, Gawel E 2019: *Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen (MakroBiogas). Wirkungsabschätzung des EEG.* Gefördert durch das BMEL, Saarbrücken, Leipzig, Berlin. doi:10.13140/RG2.2.13184.17920

[139] BMWi (Hg.) 2020: *Die nationale Wasserstoffstrategie*. BMWi. Juni 2020. Berlin

[140] Vgl. Matschoss P, Pertagnol J, Wern B, Bur A, Baur F, Dotzauer M, Oehmichen K, Koblenz B, Khalsa J, Korte K, Purkus A, Thrän D, Gawel E 2019: *Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen (MakroBiogas). Wirkungsabschätzung des EEG*. Gefördert durch das BMEL, Saarbrücken, Leipzig, Berlin. doi:10.13140/RG2.2.13184.17920

[141] Matschoss, M.; Wern, B.; Baur, F. (2020): Die Rolle des Biogases in der Energiewende. October 2020, ET, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 70. Jg. (2020), Heft 10:37 - 41

4.3 Teilvorhaben 3: Referenz- und Trendszenarien (IER)

Im Teilvorhaben 3 des IER „Referenz- und Trendszenarien“ zum Projekt BE20plus wurden Entwicklungskorridore für den Bioenergieanlagenpark ausgehend vom heutigen Stand analysiert und bewertet. Dazu wurden u.a. Anpassungen und Erweiterungen für eine Modellierung und techno-ökonomische Bewertung des Strom- und Wärmesystems in Deutschland mit besonderer Berücksichtigung der Bioenergieanlagen durchgeführt. So wurden beispielsweise Anpassungen vorgenommen, um das Modell in eine „Brownfield“-Konfiguration zu überführen, bei der die Abbildung des bereits bestehenden Anlagenparks und die Entwicklung der Flexibilität bei den Neu- und Bestandsanlagen eine besondere Bedeutung hatte. Dabei wurden auch Daten und Berechnungsmethoden für die Modellierung des Anlagenbestandes in Deutschland implementiert.

Weiterhin wurde eine Szenarioarchitektur zur Analyse und Bewertung der ausgewählten Geschäftsfelder (siehe Teilvorhaben DBFZ) entwickelt. Die Szenarioarchitektur umfasste ein Referenz- (REF) und zwei Trendszenarien (TREND I u. II). Die Trendszenarien repräsentierten die zukünftige Entwicklung auf der Grundlage der heute absehbaren und bis heute auf den Weg gebrachten Entscheidungen im Energiesystem. Trendszenario I beinhaltete dabei Veränderungen, die aus den Elektrizitäts- und Wärmemarkt selbst resultieren wie z. B. Repowering des Anlagenbestandes. Im Trendszenario II wurden zusätzlich Entwicklungen implementiert, die aus veränderten Rahmenbedingungen außerhalb des Strom- und Wärmemarktes resultieren, beispielsweise aus dem Naturschutzrecht.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Abbildung eines nicht flexiblen Betriebes von Bioenergieanlagen zu einem kompletten Rückgang der Bioenergienutzung in den kommenden Jahren (bis 2040 und darüber hinaus) führt. Die sehr hohen Gestehungskosten von nicht flexibel betriebenen Grundlastanlagen sorgen dafür, dass die Anzahl und damit die installierte Leistung an Bioenergieanlagen mit abnehmender Flexibilität ebenfalls deutlich abnehmen. Diese werden durch fluktuierende erneuerbare Energien ersetzt, deren Kapazität wegen der geringeren Versorgungssicherheit höher ausfällt als die zu ersetzenden Bioenergieanlagen. Damit wird das Ziel erneuerbarer Energien dann ebenfalls erreicht. Die geringere Anzahl an Bioenergieanlagen führen auch zu einem höheren Anteil an Erdgaskapazitäten, um die fehlende Flexibilität der Biomasse auszugleichen.

Bereits im Referenzszenario ist die hohe Bedeutung einer Flexibilisierung des Anlagenbestandes zu sehen. Mit höherer Flexibilisierungsrate geht eine Reduzierung bei der installierten Leistung an Erdgas einher. Die Bioenergie übernimmt hier zunehmend die Flexibilitätsbereitstellung. Diese Bedeutung nimmt in der Post-EEG-Phase noch zu, in der ein hochflexibler Betrieb (bis zur 5-fachen Überbauung) die gleichzeitige Umsetzung des Braun- und Steinkohleausstieg und damit die Erreichung der klimapolitischen Ziele unterstützt.

Die Ergebnisse der Trendszenarien I und II zeigen, dass die zusätzlichen Maßnahmen zur Flexibilisierung des Anlagenbestands wie ein Repowering, einen deutlichen Effekt für die Ausgestaltung des Anlagenparks haben. Sie führen z. B. dazu, dass einige Anlagen bei einem Weiterbetrieb profitieren können. Während die Stromerzeugung aus Bioenergie im Referenz- und im Trendszenario I in allen Jahren nahezu gleich ist, wird im Trendszenario II deutlich mehr Strom aus flexiblen Bioenergieanlagen erzeugt, obwohl die installierte Bioenergiekapazität in beiden Trendszenarien vergleichbar ist. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die Kosten für die Substrate in diesem Szenario um 15% niedriger, die Bioenergieanlagen aber hoch flexibilisiert sind. Die Optimierung der Brennstoffkosten bietet also große Chancen, einen Weiterbetrieb von Bioenergieanlagen über die erste EEG-Phase hinaus erfolgreich zu gestalten. Hier sollte ein spezieller Fokus daraufgelegt werden, Erlöse für Leistungen außerhalb des Strom- und Wärmemarkts zu generieren, als auch eine intelligente und optimierte Nutzung der Substrate (z. B. Saisonaler Betrieb, Substratoptimierung aus der Landschaftspflege etc.) umzusetzen.

Folgende wissenschaftlich-technische Erfolge konnten erzielt werden und werden in Zukunft verwertet werden können:

- Technologiedatensätze und Szenarien
- Empfehlungen zur Geschäftsfelder, und zur Entwicklung des Bioenergieanlagenbestands nach 2020
- Explizites Herausarbeiten der Rolle von Bioenergieanlagen als Flexibilitätsoption im Strom- und Wärmesystem
- Erkenntnisse zur Wertigkeit der Bioenergie in Strom- und KWK-Wärmesystemen
- Mehrwert durch Schließen der Lücke zwischen EE- und Bioenergie-Systemstudien
- Implementierung des Brownfield-Ansatzes für die modelltechnische Untersuchung

Verwertung der Ergebnisse: Ergebnisse und Arbeiten des Vorhabens konnten für das Projekt "Systemdienlicher Ausgleich der jahreszeitlichen Schwankungen des Energiebedarfs durch saisonal flexibilisierte Biogaserzeugung am Praxisbeispiel der Nutzung von Extensiv- und Biotopgrünland. FKZ 2219NR042; BioSaiFle" bei der FNR genutzt werden. Sie wurden auch für die Entwicklung einer Projektidee zusammen mit dem Projekt- Konsortium und das KTBL angewandt. Ziel ist es, die Ergebnisse aller Projekte des FNR-Förderaufrufs „Strom aus Biomasse in zukünftigen Energiesystemen" zu bündeln, harmonisieren und für verschiedene Akteursgruppen spezifische aufzubereiten und zur Verfügung zu stellen. Daraus wurde die Projektskizze „Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem (TRANSBIO)" entwickelt und eingereicht.

4.4 Teilvorhaben 4: Stakeholdereinbindung (Universität Hohenheim)

Übergeordnetes Ziel des Vorhabens war es, auf Basis energiewirtschaftlicher und technisch-ökonomischer Analysen verschiedene Geschäftsmodelle zu evaluieren, die Betriebsstrategien und Perspektiven für Bioenergiebestandsanlagen adressieren die nach dem Ende der ersten Vergütungsperiode ab 2021 schrittweise aus dem EEG ausscheiden.

Ziel dieses Teilvorhabens ist die Sicherstellung des Praxisbezugs des Verbundvorhabens. Dazu wird in diesem Teilvorhaben die Einbindung der Stakeholder, wie z. B. Anlagenbetreibende, Experten, Verbände und Direktvermarkter, in das Verbundprojekt durchgeführt. Die Projektpartner werden in ihren Arbeiten dahingehend begleitet, dass für sie wichtige Stakeholder ausfindig gemacht und sie entsprechend vernetzt werden. Zusätzlich werden interaktive Stakeholder-Workshops durchgeführt, bei denen sich der Verbund interessierter Stakeholder über den aktuellen Projektverlauf, bereits bestehende Zwischenergebnisse und das weitere Vorgehen im Vorhaben austauschen kann. Ebenso werden auf regionaler Ebene Akteure identifiziert und über Arbeitstreffen in das Projekt integriert.

Zur Stakeholder Akquise zählt auch die Bekanntmachung des Verbundprojektes in der Fachwelt durch Auftritte auf Tagungen und Messen sowie das Schreiben von Publikationen in Fachzeitschriften und -journalen. Ein besonderes Augenmerk liegt auf den Biogasanlagenbetreibenden. Ein Teil von ihnen soll mittels persönlicher Interviews in das Vorhaben integriert werden. Deren Biogasanlagen (BGA) sollen anhand einer Beprobung des Fermenterinhaltes und der eingesetzten Substrate sowie einer Vor-Ort-Begutachtung anhand gärbiologischer und technischer Parameter überprüft und deren aktueller Zustand bewertet werden.

In dem Teilprojekt wurden Workshops organisiert und durchgeführt. Messeauftritte und Fachtagungen organisiert. Zudem wurde eine Umfrage unter Betreibenden und eine weitere unter Experten durchgeführt. Diese wurden durch vertiefende Interviews mit einer Auswahl an Betreibenden ergänzt. In diesem Zusammenhang wurden auch die Biogasanlagen technisch begutachtet und prozessbiologisch untersucht.

An dem ausgebuchten ersten Stakeholder-Workshop des Verbundprojektes in Berlin nahmen 51 Stakeholder aus den Bereichen Forschung, Wirtschaft, Verein/Verband, Behörde, Sonstiges, BGA Betreibende und Medien teil.

Nachdem die Projektvorstellung auf reges Interesse stieß wurde ein Jahr später im Rahmen der Biogas-Messe „Biogas-Infotage“ wurde ein wissenschaftliches Vortragsforum organisiert, an dem in 16 Vorträgen und einer Posterausstellung zu Post-EEG Themen informiert wurde. Diese Veranstaltung stieß auf enormes Interesse bei Messebesuchern und Ausstellern.

Zur Einbindung der Anlagenbetreibenden wurde eine Umfrage durchgeführt und über den Stakeholder Biogasfachverband an seine Mitglieder verteilt. Dadurch konnten erste Informationen über die Absichten der Betreibenden bezüglich des Endes der ersten EEG-Förderperiode abgefragt werden.

In ausführlichen Interviews wurden Details, Hintergründe und Motivationen ermittelt. Die Biogasanlagen technisch und prozessbiologisch beurteilt, um deren Eignung für den Weiterbetrieb festzustellen. Durch eine Online-Umfrage unter Experten wurde deren Einschätzung zur Entwicklung des Bioenergiesektors bis 2030 abgefragt.

Anhand der Ergebnisse können Arbeiten der Verbundpartner mit der Praxis abgeglichen werden.

4.5 Teilvorhaben 5: Räumliche Infrastrukturanalyse (UFZ)

Die Ziele des Teilvorhabens lagen in einer räumlich differenzierten Bewertung bestehender Bioenergieanlagen hinsichtlich ihrer Potentiale in den Geschäftsfeldern Wärme und Biomethan. Hierfür wurde für beide Geschäftsfelder anlagenscharf ermittelt, welche Potentiale am jeweiligen Standort vorhanden sind. Im Bereich Wärme wurde hierfür der Wärmebedarf verschiedener Nutzergruppen für Deutschland mit hoher räumlicher Auflösung modelliert und anschließend geprüft, welche und wie viele Bioenergieanlagen geeignete Wärmesenken in ihrem Umfeld haben. Für den Bereich Biomethan wurde untersucht, für welche Anlagen das sogenannte „Pooling", also der Zusammenschluss mehrerer Anlagen über Sammelleitungen und eine gemeinsam genutzte Biogasaufbereitungsanlage, eine Option sinnvolle darstellt.

Die Ergebnisse zu den Potentialuntersuchungen für die Geschäftsfelder Wärme und Biomethan zeigen, dass die Möglichkeiten zu deren Erschließung durch räumliche Gegebenheiten stark limitiert sind. Sie kommen daher nur für gewisse Anlagen an günstigen Standorten überhaupt in Frage.

Rund 50 % der Anlagen haben geeignete Wärmesenken in einer Distanz von bis zu 5 km um die Anlage, für den Großteil dieser Anlagen beträgt die Distanz nur maximal 1,5 km. Die Möglichkeit, im Umfeld der Anlagen befindliche Wohngebiete, Gewerbe- bzw. Industriebetriebe oder sonstige geeignete Wärmegroßkunden durch ein Nahwärmenetz zu erschließen, sollte daher geprüft werden. Die größten Wärmeabsatzpotentiale liegen hierfür mit 106 TWh_{th} im Bereich Gewerbe/Industrie.

Die Option zur gemeinsamen Biomethan-Produktion mit einer zentralen Aufbereitungsanlage kommt unter den in diesem Projekt getroffenen Annahmen für rund 20 % der Biogasanlagen in Frage. Ob dies auch wirtschaftlich darstellbar ist, hängt aus räumlich / technischer Sicht wesentlich von der Erreichbarkeit eines Gasanschlusses, der Mindestgröße der eigenen Anlage sowie der Mindestgröße und Erreichbarkeit benachbarter Anlagen ab, um die Kosten für eine zentrale Aufbereitung niedrig genug zu halten. Aus ökonomischer Sicht stellen u.a. die Schaffung relevanter Absatzmärkte für Biomethan sowie der Einfluss des CO_2-Preises auf das fossile Referenzprodukt Erdgas wesentliche Erfolgsfaktoren dar.

4.6 Teilvorhaben 6: Weiterentwicklung der (Direkt-)Vermarktung von Bioenergieanlagen über den Rahmen des Marktprämienmodells hinaus (NEXT)

Flexibilitätskennzahlen

Basierend auf dem Direktvermarktungsportfolio von Next Kraftwerke wurden Flexibilitätskennzahlen entwickelt und bestimmt.

Zusätzlich wurden aufbereitete Marktdaten (Spotmarkt – und Regelenergiepreise) zwecks Hochrechnungen über das Jahr 2020 hinaus an die Projektpartner geliefert. Diese Daten bilden unter anderem die Grundlage für die Simulationsmodelle der anderen Projektpartner.

Das detaillierte Vorgehen über die Entwicklung und Bereitstellung der Flexibilitätskennzahlen ist im Schlussbericht im Kapitel Teilvorhaben 6 beschrieben.

Geschäftsfeld Kurzfristoptimierung

Darauf aufbauend wurde eine generische Simulation der Kurzfrist-Optimierung von Bioenergieanlagen basierend auf den Flexibilitätsparametern „Überbauung“ und „mögliche Schaltung pro Tag“ durchgeführt. Je flexibler eine Anlage ist, das heißt, je stärker sie überbaut ist und je mehr Schaltungen pro Tag möglich sind, desto höhere Zusatzerlöse lassen sich durch die Optimierung der Fahrweise der Anlage in den Kurzfristmärkten im Vergleich zu einer unflexiblen Fahrweise erzielen. Die möglichen Zusatzerlöse sind nach oben hin von den an der Börse auftretenden Preis-Spreads limitiert.

Analyse und Weiterentwicklung von Geschäftsfeldern

Folgende Geschäftsfelder wurden im Rahmen des Projekts definiert, weiterentwickelt und analysiert:

- Direktvermarktung im Marktprämienmodell in Kombination mit einer bedarfsorientierten Einspeisung (Gestaltung strompreisgeführter Fahrpläne - Optimierung durch kurzfristigen Stromhandel)
- Systemdienstleistungen: Bereitstellung von Regelenergie im Poolkonzept (PRL, SRL, MRL)
- Lokale Flexibilitätsmärkte (innovatives Geschäftsfeld, heute noch nicht realisierbar)

Das Geschäftsfeld Regelenergiebereitstellung war während des Forschungsvorhabens erheblichen regulatorischen Änderungen unterworfen. Angefangen hat dies mit der Einführung des Mischpreisverfahrens, was aufgrund der Preisstruktur zu einer signifikanten Reduktion des Regelleistungsangebots aus Bioenergieanlagen geführt hat. 2019 trat dann wieder das vorherige Modell in Kraft mit der Ankündigung, dass ab Ende 2020 Regelarbeitsmärkte eingeführt werden sollen, wie von der EU vorgegeben. Es hat sich gezeigt, dass Geschäftsfelder sehr stark von regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig sind, was erhebliche Herausforderungen für die Planbarkeit von Erlösfeldern bedeutet.

Im Geschäftsfeld lokale Flexibilitätsmärkte wurde untersucht, in wie weit Bioenergieanlagen zum Engpassmanagement beitragen können. Eine wesentliche Erkenntnis war, dass die zukünftigen Möglichkeiten in sehr hohem Maße von der regulatorischen Ausgestaltung des Engpassmanagements abhängen.

Kostenevaluation für Bioenergieanlagen in der Vermarktung

In einem weiteren Schritt wurden eine Kostenevaluation für Bioenergieanlagen durchgeführt. Hier wurden die Kosten aufgezeigt, die durch die Vermarktung von Flexibilität entstehen. Zu nennen sind hier insbesondere folgende Erkenntnisse:

- Ein erheblicher Anteil der Kosten ist der Erschließung von Flexibilität zuzuordnen. Dieser initiale Aufwand sollte über ein zukünftig voraussichtlich temporäres Geschäftsmodell refinanziert werden.
- Die meisten Kosten lassen sich aufgrund vorherrschender Pooling-Konzepte nicht oder nicht sinnvoll einzelnen Teilnehmenden (Anlagen) und auch nicht einzelnen Ereignissen (Flexibilitätsabruf) zuordnen. Solche Kostenkomponenten müssen bei jedem Geschäftsmodell auf alle Einzelkosten umgelegt werden.
- Einige Kostenpositionen können durch Marktdesign und Regulierung reduziert werden. Standardisierung, Automatisierung und Synergien zu anderen Märkten (Spot- und Regelenergiemarkt) sind dabei mögliche Hebel.