

BIOGAS-MESSPROGRAMM III



BIOGAS

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

IMPRESSUM

Herausgeber

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0
Fax: 03843/6930-102
info@fnr.de
www.fnr.de

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Redaktion

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), Abteilung Öffentlichkeitsarbeit

Bilder

Titel: Hilfers – AES
Sofern nicht am Bild vermerkt: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

Gestaltung/Realisierung

www.tangram.de, Rostock

Druck

www.mkl-druck.de, Ostbevern

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestellnr.: 1125
Erstausgabe
FNR, 2021

Rechte vorbehalten.

Für die Ergebnisdarstellung mit Schlussfolgerungen, Konzepten und fachlichen Empfehlungen sowie die Beachtung etwaiger Autorenrechte sind die Verfasser verantwortlich.

ISBN-Nr.: 978-3-942147-42-2

BIOGAS-MESSPROGRAMM III

Die vorliegende Publikation wurde erstellt durch:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116

04347 Leipzig

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

www.dbfz.de

Bearbeitende: Tino Barchmann, Marcel Pohl, Velina Denysenko, Erik Fischer, Josephine Hofmann,
Markus Lenhart, Jan Postel (ehemals), Dr. Jan Liebetrau (ehemals)

Datenerfassung: Region Ost

Inhaltliche Zuarbeit durch:

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)

Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Vöttinger Straße 36
85354 Freising

Bearbeitende: Dr. Mathias Effenberger, Rainer Kissel, Robert Kliche (ehemals), Gabriel Streicher
Datenerfassung: Region Süd-Ost

Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie (LAB)

Universität Hohenheim
Garbenstraße 9
70599 Stuttgart

Bearbeitende: Benedikt Hülsemann, Lijun Zhou, Dr. Hans Oechsner, Dr. Hans-Joachim Nägele (ehemals)
Datenerfassung: Region Süd-West

Kompetenzzentrum Erneuerbare Energien und Klimaschutz Schleswig-Holstein (EEK.SH)

c/o Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Max-Eyth-Str. 6
24118 Kiel

Bearbeitende: Torsten Mächtig, Dr. Christian R. Moschner
Datenerfassung: Region Nord

Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e. V. (ATB)

Max-Eyth-Allee 100
14469 Potsdam

Tel.: +49 (0)331 5699-900
www.atb-potsdam.de

Bearbeitende: Dr. Susanne Theuerl, Dipl.-Ing. Johanna Klang, Dipl.-Biol. Katrin Graf (ehemals),
Beate-Kristin Kröck, Thomas Langer (ehemals), Levin Esche (ehemals)
Systemmikrobiologie (Koordination BMP III, Teilvorhaben 2 „Systemmikrobiologie“)

**Universität Bielefeld, Centrum für Biotechnologie (CeBiTec),
Genomforschung Industrieller Mikroorganismen**

Universitätsstraße 27
33615 Bielefeld

Tel.: +49 (0)521 106-8758

Bearbeitende: M. Sc. Julia Hassa, M. Sc. Johanna Nelkner, Dr. Andreas Schlüter, Prof. Dr. Alfred Pühler
Systemmikrobiologie

**Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OvGU),
Institut für Verfahrenstechnik, Lehrstuhl für Bioprozesstechnik**

Universitätsplatz 2
39106 Magdeburg

Tel.: +49 (0)391 67-52-160

Bearbeitende: Dr. Robert Heyer, Dr. Dirk Benndorf, Prof. Dr. Udo Reichl
Systemmikrobiologie

INHALT

Vorwort	6
Abkürzungsverzeichnis	7
Formelzeichen und Einheiten	7
1 Einleitung	9
2 Ziele des Projektes	10
3 Methodische Vorgehensweise	12
3.1 Methodik der bundesweiten Datenerhebung	12
3.2 Datenerfassung	15
3.2.1 Technische Ausrüstung und Konfiguration der Anlagen	15
3.2.2 Prozessdaten	15
3.2.3 Physikalisch-chemische Analyse der Biomasse	17
3.2.4 Datenaufbereitung	17
3.2.4.1 Plausibilitätsprüfung	17
3.2.4.2 Umgang mit Datenlücken	17
3.2.4.3 Vereinheitlichung der Datendichte	18
3.2.4.4 Datenspeicherung	18
3.3 Ringversuche	18
3.4 Massen- und Energiebilanzierung	21
3.4.1 Darstellung verfügbarer Methoden zur Bewertung des Gärprozesses	21
3.4.1.1 Massenbilanzierung	21
3.4.1.2 Bewertung mittels oTS-Abbaugrad	22
3.4.1.3 Bewertung mittels FoTS-Ausbeute	22
3.4.1.4 Bewertung mittels Methanausbeute und absolutem und relativem Restmethanpotential	23
3.4.1.5 Bewertung mittels anaerobem energetischen Umsatzgrad und anaerober energetischer Ausbeute	23
3.4.1.6 Vergleich der Kennzahlen zur Bewertung des Gärprozesses	24
3.4.2 Darstellung verfügbarer Methoden zur Bewertung des Gesamtprozesses	24
3.4.2.1 Brennstoffausnutzungsgrad	24
3.4.2.2 Benchmarksystem Biogas – Methode für den Anlagenvergleich im BMP III	25
3.4.3 Berechnung weiterer Kennzahlen	26
3.5 Ökonomie – Betriebszweigabrechnung	28
3.5.1 BZA Biogas-Grundlagen	28
3.5.2 Aufbau und Methodik der BZA Biogas	29
3.6 Methodische Herangehensweise zur Bestandsaufnahme der mikrobiellen Diversität in Biogasanlagen	29
4 Ergebnisse der bundesweiten Betreiberbefragung, Anlagenauswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten	33
4.1 Auswahlkriterien	33
4.2 Ergebnisse der bundesweiten Datenerhebung	33
4.2.1 Substrateinsatz	33
4.2.2 Installierte Technik	35
4.2.2.1 Fermentersystem	35
4.2.2.2 Rührtechnik	36
4.2.2.3 Gasspeichersysteme	37
4.2.2.4 Gasspeichervolumen gesamt	37
4.2.2.5 Anzahl installierter BHKW je Biogasanlage	38
4.2.2.6 Gärrestaufbereitung	38
4.2.2.7 Messtechnik	39
4.2.2.8 Repowering-Maßnahmen	42
4.2.3 Betriebsweise	42
4.2.3.1 Prozessführung	42

4.2.3.2	Betriebsstunden	43
4.2.4	Energieproduktion und -nutzung	43
4.2.4.1	Externe Wärmenutzung	43
4.2.4.2	Wärmenutzungsarten	44
4.3	Kenndaten	45
5	Beschreibung ausgewählter Anlagen	58
6	Ergebnisse des Biogas-Messprogramms	59
6.1	Anlagenkonfigurationen	59
6.1.1	Behälterkonfiguration	59
6.1.2	Prozesstemperatur	60
6.1.3	Anlagenleistung	61
6.1.4	Gasspeicherung	62
6.1.5	Wärmenutzung	63
6.1.6	Gasverwertung	64
6.1.6.1	Jahresbetriebsstunden, theoretische Volllaststunden und elektrische Auslastung der BHKW	64
6.1.6.2	Elektrischer Wirkungsgrad	65
6.1.6.3	Substratspezifische Energieproduktion	66
6.1.6.4	Wärmenutzung	67
6.1.6.5	Eigenstrombedarf	69
6.2	Betriebscharakteristika	71
6.2.1	Substrateinsatz	71
6.2.2	Substrat- und Ablaufcharakteristika	75
6.2.2.1	Gehalt an Trockensubstanz (TS) und organischer Trockensubstanz (oTS)	76
6.2.2.2	Gehalt an Gesamtstickstoff ($N_{\text{ges-N}}$) und Ammoniumstickstoff ($NH_4\text{-N}$)	80
6.2.3	Raumbelastung mit organischer Trockensubstanz	82
6.2.4	Hydraulische Verweilzeit	83
6.2.5	Gasqualität	85
6.2.6	Gasproduktion	87
6.2.6.1	Spezifische Biogas- und Methanausbeute	87
6.2.6.2	Biogas- und Methanproduktivität	89
6.2.7	Biogas-/Methanpotential	91
6.2.8	Fermentierbare organische Trockensubstanz	93
6.2.9	Brennwert und Ligninanteil	95
6.2.10	Absolutes Restmethanpotential	98
6.3	Effizienzanalyse	98
6.3.1	oTS-Abbaugrad	98
6.2.11	FoTS-Ausbeute	99
6.2.12	Relative Methanausbeuten und Restmethanpotentiale	100
6.2.13	Bewertung mittels anaerob energetischem Umsatzgrad und anaerob energetischer Ausbeute	102
6.2.14	Vergleichende Bewertung der Effizienzanalyse, Fehler- und Schwachstellenbetrachtung	105
6.4	Ökonomische Bewertung	108
6.4.1	Datenqualität der ökonomischen Daten	108
6.4.2	Investitionsbedarfe der Biogasanlagen	109
6.4.2.1	Gesamtinvestition	109
6.4.2.2	Kosten für die BHKW	112
6.4.3	Finanzierung der Anlagen	113
6.4.4	Jährliche Leistungen	113
6.4.5	Jährliche Kosten	116
6.4.5.1	Abschreibungen	117
6.4.5.2	Substratkosten	119
6.4.5.3	Personalkosten	120
6.4.5.4	Instandhaltungskosten	120
6.4.5.5	Sonstige Betriebskosten	122

6.4.5.6	Stromgestehungskosten	122
6.4.6	Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlagen	124
6.4.7	Sensitivitätsanalyse	127
6.5	Mikrobielle Diversität in Biogasanlagen	130
6.5.1	Überblick zu den verfahrensspezifischen Anlagendaten und chemischen Analysedaten	130
6.5.2	Taxonomische Diversität	131
6.5.3	Funktionelle Diversität	136
6.5.4	Ökologische Diversität	138
7	Vergleichende Bewertung der Biogasanlagen	142
7.1	Querschnittsauswertung und Ranking von 61 BGA	142
7.2	Beurteilung ausgewählter Repowering-Maßnahmen	149
7.2.1	BGA13/43	149
7.2.2	BGA26/58	150
8	Zusammenfassung	155
9	Schlussfolgerung und Ausblick	159
10	Abbildungsverzeichnis	161
11	Tabellenverzeichnis	166
12	Glossar	168
	Literaturverzeichnis	171

VORWORT

Zurzeit wird an etwa 9.000 Standorten in Deutschland Biogas zur Stromerzeugung produziert, weitere 219 Anlagen erzeugen Biomethan, das über die Erdgasnetze verteilt und ebenfalls für die Bereitstellung erneuerbare Energien zur Verfügung steht.

Die Vielzahl der Anlagen, ihre hohe technische Individualität sowie die unterschiedlichen Konstellationen hinsichtlich wirtschaftlicher und genehmigungsrechtlicher Rahmenbedingungen erschweren einen branchenweiten Vergleich bzw. die vergleichende Bewertung der verschiedenen Betriebs- und Wirtschaftskonzepte. Sieben Forschungseinrichtungen ist es jetzt gelungen, ca. 60 Biogasanlagen hinsichtlich ihrer technischen und biologischen Effizienz, ihrer Wirtschaftlichkeit und der mikrobiellen Diversität zu vergleichen sowie den Erfolg von Repowering-Maßnahmen und die Optionen für eine flexible Energiebereitstellung zu analysieren.

Die beiden zugrundeliegenden Teilvorhaben „Faktoren für einen effizienten Betrieb von Biogasanlagen“ und „Systemmikrobiologie“ wurden federführend durch das Deutsche Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ) bzw. durch das Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V. (ATB) bearbeitet. Die vorliegende Broschüre ist das Resultat aufwendiger Datenerhebungen, Betreiberbefragungen, messtechnischer Untersuchungen und mikrobiologischer Analysen. Sie stellt den Stand der Technik zur Biogaserzeugung und -verwertung in Deutschland dar und fasst die Ergebnisse des Biogas-Messprogramms auf ca. 180 Seiten zusammen.

Daneben ist eine umfangreichere Ergebnisversion des Biogas-Messprogramms unter www.fnr.de verfügbar, die zusätzlich detaillierte Methodenbeschreibungen und die ausführliche Darstellung aller im Messprogramm untersuchten Biogasanlagen umfasst.

An dieser Stelle bedanke ich mich bei den Anlagenbetreibern für die engagierte Unterstützung bei der Datenerhebung und Anlagenbeprobung sowie für die wichtigen Hinweise zu den Schwachstellen der Anlagentechnik. Weiterer Dank gilt den fachlichen Betreuern der Kooperationspartner, ohne deren Einsatz die bundesweite Evaluierung nicht möglich gewesen wäre.



A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Andreas Schütte'.

Dr.-Ing. Andreas Schütte
Geschäftsführer Fachagentur
Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AA	Andere Alkohole	ifk	Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart
AEA	Anaerob energetischer Umsatzgrad	KG	Körnergetreide
AEU	Anaerob energetische Ausbeute	KLR	Kosten- und Leistungsrechnung
AfA	Absetzung für Abnutzung	LfL	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
AKF	Aktivkohlefilter	MAS	Maissilage
Al	Alle Alkohole	MKS	Maiskornsilage
BD	Butandiol	MPR	Methanproduktivität
BG	Biogas	MUR	Methannutzungsgrad
BGA	Biogasanlage	MS	Milchsäure
BTB	Betriebstagebuch	NawaRo	Nachwachsende(r) Rohstoff(e)
BMP II	Biogas-Messprogramm II	NFS	Niedere Fettsäuren
BMP III	Biogas-Messprogramm III	oTS	Organische Trockensubstanz
BZA	Betriebszweigabrechnung	PD	1,2-Propandiol
CCM	Corn-Corb-Mix	PM	Putenmist
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf	PfM	Pferdemist
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH	QZ	Querstromzersetzer
DIN	Deutsches Institut für Normung	RBV	Relative Biogasausbeute
DLG	Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft e. V.	RG	Rindergülle
EE	Erneuerbare Energien	RM	Rindermist
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	RS	Reststoffe
EWB	Anteiliger Eigenwärmebedarf	SG	Schweinegülle
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.	TAC	Engl.: „Total Alkalinity of Carbonates“; Carbonatpufferkapazität
FM	Frischmasse	TF	Trockenfermentation
FOS	Flüchtige organische Säuren	TS	Trockensubstanz
FoTS	Fermentierbare organische Trockensubstanz	VDI	Verein Deutscher Ingenieure
FS	Bezug auf Fermentersystem	VDLUFA	Verband deutscher landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten
FU	Frequenzumrichter	VOV	Vor-Ort-Verwertung/Verstromung
GG	Grundgesamtheit	ZR	Zuckerrübe
GO	Gas-Otto-Motor	ZS	Zündstrahl-Motor
GPS	Ganzpflanzen-Silage		
GSY	Bezug auf Gesamtsystem		
HIT	Herkunftssicherungs- und Informationssystem für Tiere		
HRT	Hydraulische Verweilzeit		
HTK	Hühnertrockenkot		

FORMELZEICHEN UND EINHEITEN

a	Jahr	Masse-%	Masse Prozent
BR	organische Raumbelastung	MJ	Megajoule
C:N	Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis	NH₄-N	Ammoniumstickstoff
CH₄	Methan	N_{ges}-N	Gesamt Kjeldahlstickstoff
CO₂	Kohlendioxid	O₂	Sauerstoff
d	Tag	ppm	Parts per million (1 ppm = 1 Millionstel)
h	Stunden	R²	Bestimmtheitsmaß
H₂S	Schwefelwasserstoff	t	Tonne
kV	Kilovolt	Vol-%	Volumen Prozent
kW	Kilowatt		
kWh	Kilowattstunde		



1 EINLEITUNG

Die zentralen Herausforderungen der Bioenergiebranche liegen in Zukunft in den Bereichen der Wirtschaftlichkeit (Kostensenkung) und der Nachhaltigkeit, wobei insbesondere herauszuarbeiten ist, in welchen Sektoren (Wärme, Strom oder Kraftstoffe) welche Bioenergieträger möglichst effizient und zielführend genutzt werden können. Insbesondere für den gut ausgebauten Biogassektor ist festzustellen, dass mit ca. 9.000 Biogasproduktionsanlagen Ende 2018 (Lenz et al., 2019) und der damit verbundenen Nutzung landwirtschaftlicher Flächen in Deutschland ein weiterer Zubau von Anlagen auf Basis der bisherigen Strategien politisch nicht mehr unterstützt wird.

Die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungen unter der Fassung des EEG 2017 lassen erwarten, dass ein signifikanter Neubau von Biogasanlagen für die Nutzung von Energiepflanzen nicht mehr stattfinden wird. Mit dem vorhandenen Anlagenbestand und fehlendem Zubau liegt der Fokus auf der Bestandssicherung und Optimierung bestehender Anlagen. Hierbei werden insbesondere Ersatzbeschaffungen und Neuinvestitionen fällig.

Um unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland für bereits existierende Anlagen zukunftsfähige Lösungen zu finden, sind innovative technisch-ökologische Strategien mit neuen Betriebsmodellen und Effizienzsteigerungen notwendig, damit diese Anlagen weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können und somit ein großflächiger Rückbau des Anlagenbestandes ab Mitte der 2020er Jahre verhindert wird.

Bedingt durch den zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien unterliegt vor allem der Strommarkt, aber auch das gesamte Energieversorgungssystem einem grundlegenden Wandel. Der Biogassektor kann und sollte seinen Beitrag leisten, um die Transformation des Energiesystems mitzugestalten. Ein wesentlicher Anknüpfungspunkt ist hier die Flexibilisierung der Energiebereitstellung.

Kostenseitig kann festgestellt werden, dass die im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien ohnehin hohen Bereitstellungskosten für Strom aus Biogas in den letzten Jahren nicht wesentlich gesunken sind. Aufgrund der zu einem großen Anteil von Substratpreisen bestimmten Kostenstruktur muss insbesondere die Effizienz der Konversion und Verwertung der bereitgestellten Energie gesteigert werden, um einen profitablen Anlagenbetrieb gewährleisten zu können.

2 ZIELE DES PROJEKTES

Als übergeordnetes Ziel des 1. Teilvorhabens des Biogas-Messprogramms III, nachfolgend BMP III genannt, wurde formuliert, anhand ausgewählter, über die Bundesrepublik verteilter Anlagen die Effizienz der Biogaserzeugung und -verwertung messtechnisch zu erfassen und mit wissenschaftlich abgesicherten Methoden zu bewerten. Nach Möglichkeit sollten hierbei insbesondere der Erfolg von Repowering-Maßnahmen und Optionen für die Flexibilisierung der Energiebereitstellung untersucht werden. Wie schon die beiden vorausgegangenen „Bundes-Messprogramme Biogas“ sollte auch das BMP III auf diese Weise den Stand der Technik von Biogasanlagen im Lichte aktueller und zukünftiger Entwicklungen abbilden.

Die verwendeten Methoden und die gewonnenen Ergebnisse sollen prinzipiell auf den deutschen Anlagenbestand übertragbar sein und einer breiten Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden. Daher wurde im ersten Schritt eine umfangreiche bundesweite Betreiberbefragung durchgeführt, um für das Messprogramm eine möglichst aussagekräftige Vorauswahl von Biogasanlagen aus dem sehr großen Anlagenpark in Deutschland treffen zu können.

Um das oben genannte übergeordnete Ziel des BMP III zu erreichen, war zunächst festzulegen, wie der übergeordnete Begriff der Effizienz für das Vorhaben definiert werden sollte. Hierbei galt es zu entscheiden, unter welchen Aspekten (ökonomisch/ökologisch/technisch/biologisch) und auf welcher Basis die „Effizienz“ betrachtet werden sollte – denn die entsprechenden Definitionen von Effizienz unterscheiden sich hinsichtlich des Bezugssystems. Während bei der häufig verwendeten ökonomischen Effizienz kostenseitige Aspekte des gesamten Betriebszweiges Biogas betrachtet werden, konzentriert sich beispielsweise die biologische Effizienz auf den Gärprozess im Fermenter. In der öffentlichen Debatte wird die Forderung nach einer höheren Effizienz oft synonym mit einer Kostensenkung verwendet. Die Detailbetrachtung zeigt allerdings, dass die Optimierung z. B. der biologischen Effizienz nicht zwangsläufig mit einer Verbesserung der Profitabilität einhergeht. Im Gegenteil kann eine Verbesserung der energetischen Effizienz durch teurere Komponenten durchaus auch eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Effizienz mit sich bringen. Daher sollte stets eine ganzheitliche systemische Betrachtung mit klar definierter Terminologie vorgenommen werden, in

welche die verschiedenen Ansätze und die Resultate eingeordnet werden können. Mit dem Gesamtsystem im Blick sollten so möglichst alle relevanten Effizienzbegriffe in die Untersuchungen einbezogen und zueinander in Bezug gesetzt werden sowie durch einen einheitlichen Bezugsrahmen die Vergleichbarkeit der Ergebnisse gewährleistet werden.

Neben der Klärung und Herausarbeitung des Effizienzbegriffes waren auch die methodischen Grundlagen für die Messung und Berechnung der Effizienz von Biogasanlagen zu beschreiben. Hierbei sollten in Ergänzung zu bewährten Methoden insbesondere neuartige Ansätze zur Effizienz- und Prozessbewertung aufgegriffen und weiterentwickelt werden. So haben (Effenberger et al., 2014; Djatkov et al., 2012) einen Ansatz zur übergreifenden Effizienzbewertung und Schwachstellenanalyse an Biogasanlagen vorgestellt. Weißbach (2008) und Weinrich (2014) beschreiben eine Methode zur Beurteilung der biologisch möglichen anaeroben Abbaubarkeit. Born und Casaretto (2012) hingegen nehmen eine rohstoffbezogene Beurteilung auf Basis des Brennwertes vor, ohne Berücksichtigung von organischen, biologisch nicht abbaubaren Bestandteilen. Übergreifende Betrachtungen zur Bilanzierung von Stoff- und Energieflüssen wurden von Fischer et al. (2009) vorgenommen: diese können neben den bereits erwähnten Methoden auch mit Hilfe von Restmethanpotential- und Biogasertragsanalysen zur Effizienzbestimmung verwendet werden. Weiterhin hat das DBFZ im Rahmen des Projektes „Potentiale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen – Energetische Effizienz von Repowering-Maßnahmen“ eine Methode zur Darstellung des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades entwickelt. All diese Vorarbeiten wurden als Grundlagen für das BMP III herangezogen und für die Anwendung im Messprogramm angepasst.

Eine weitere Basis für die Bewertung der Effizienz von Biogasanlagen und damit auch für die Identifizierung von Schwachstellen sind objektive Gütekriterien. Hierzu existiert mit der VDI 4631 „Gütekriterien für Biogasanlagen“ bereits eine einschlägige Richtlinie (Verein Deutscher Ingenieure, 2008). Die Gütekriterien werden anhand von Kenngrößen (oder: Kennzahlen) festgelegt, die einheitlich und eindeutig definiert sein müssen. Unterschieden werden verfahrenstechnische, ökonomische und ökologische Kenngrößen, wobei in diesem Vorhaben der Schwerpunkt

auf den verfahrenstechnischen Kenngrößen liegt. Um solche Kenngrößen mit einer vertretbaren Genauigkeit und Richtigkeit zu ermitteln, sind eine Ausstattung der Anlagen mit Messtechnik und eine Regelmäßigkeit und Sorgfalt der Datenerhebung auf einem hohen Niveau erforderlich, wie sie in der Praxis in der Regel nicht erreicht werden.

In den vorhergehenden Biogas-Messprogrammen I und II wurden wesentliche verfahrenstechnische Kenngrößen-Vergleiche in Form von Häufigkeitsverteilungen dargestellt. Während diese Häufigkeitsverteilungen den Stand der Technik anhand der jeweiligen Anlagenstichprobe im Messprogramm widerspiegeln und man daraus Zielwertbereiche ableiten kann, ist die Aussagekraft solcher einfachen Kenngrößen-Vergleiche begrenzt. So ist anhand einzelner Kenngrößen zunächst nicht erkennbar, wo die individuellen Schwachstellen einer Anlage liegen, worin diese begründet sind und welche geeigneten Verbesserungsmaßnahmen abgeleitet werden können. Hierfür ist die Betrachtung mehrerer Kenngrößen im Zusammenhang erforderlich und es stellt sich die Frage, welche dies sein sollten, damit die Leistungsfähigkeit bzw. Effizienz von Anlagen ausreichend genau und zuverlässig beschrieben werden kann.

Über den reinen Kenngrößen-Vergleich hinaus geht das Werkzeug des Benchmarkings. Benchmarking im klassischen ökonomischen Sinne bezeichnet „die Suche nach den besten Industriepraktiken, die zu Bestleistungen führen“ (Siebert und Kempf, 2012). Die Kernidee des Benchmarkings ist es, existierende erfolgreiche Problemlösungen („Best Practices“) zu nutzen, um die eigenen unternehmerischen Aufgaben besser zu lösen. Betrachtet man die Entwicklung der politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Energiebereitstellung aus Biogas, so ist offensichtlich, dass die unternehmerischen Herausforderungen für den profitablen Betrieb von Biogasanlagen größer werden. In diesem zunehmend kompetitiven Markt könnte das Benchmarking ein effektives Mittel sein, um die Effizienz der Biogasproduktion und -verwertung im Anlagenbestand zu steigern. Beim Benchmarking werden nicht nur Kenngrößen verglichen („Wer ist besser?“), sondern es werden weitergehende Fragen gestellt, wie: „Warum ist das Ergebnis besser?“ oder „Welche Lösungsansätze wurden verfolgt?“. Tatsächlich existieren in der Praxis in Form von Stammtischen und Arbeitskreisen von Anlagenbetreibenden bereits vielfältige Aktivitäten, die im weitesten Sinne ein Benchmarking darstellen. Als ein mögliches Werkzeug für das systematische verfahrenstechnische Benchmarking von Biogasanlagen kam im BMP III das an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) entwickelte „Benchmarksystem für Biogasanlagen“ zur Anwendung.

Abgesehen von der Effizienzbewertung bzw. vom Benchmarking besteht auch in der Biogas-Analytik Verbesserungsbedarf. Zum einen ist die Reproduzierbarkeit und Richtigkeit einzelner Bestimmungsmethoden im Einzellabor sowie im Laborvergleich nicht zufriedenstellend, zum anderen können mit den vorhandenen Analyseparametern nicht alle Fragen zur Bewertung des Biogasprozesses beantwortet werden. Die Ursachen hierfür liegen in einer fehlerhaften und nicht standardisierten Probenahme, Analysendurchführung und Auswertung sowie in der begrenzten Aussagefähigkeit vorhandener Analyseparameter. Zudem fehlt auf den Anlagen oftmals ein geeignetes, ganzheitliches Messkonzept, welches mit Blick auf die zu treffenden Aussagen On-

line- und Offline-Messgrößen sinnvoll und dauerhaft zuverlässig kombiniert.

Fehler aufgrund von Probennahmen wurden im Rahmen des BMP III durch die Verwendung von standardisierten Methodenvorschriften zur Probennahme und zur Untersuchung von verschiedenen Parametern von Anfang an minimiert. Des Weiteren wurde der Erfolg dieser Standardisierung mit Hilfe von zwei Ringversuchen (vor jeder Messphase) untersucht und verifiziert. Die Ringversuche dienten zudem dazu, Fehlinterpretationen aufgrund von Messungenauigkeiten zwischen den beteiligten Laboren zu verhindern.

Zusätzlich zu einer Verbesserung der Datenlage für die Weiterentwicklung und Validierung innovativer methodischer Ansätze zielt das BMP III auf die Dokumentation der Fortentwicklung des deutschen Anlagenbestandes ab. In der Vergangenheit wurden bereits zahlreiche Messkampagnen durchgeführt, wenn auch zum Teil geographisch enger gefasst (Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, 2005; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009; Beck, 2012; Base Technologies, 2006; Besgen, 2005; Lindorfer, 2007; Effenberger et al., 2014; Ruile et al., 2015), jedoch fehlte häufig die explizite Anwendung der gewonnenen Erkenntnisse. In Ermangelung eindeutig ermittelter Ausnutzungsgrade kann die Ausschöpfung des vorhandenen (Energie-)Potentials in Biogasanlagen nur selten bewertet werden. Mit der zudem unzureichenden Erfassung von Umbaumaßnahmen und Erweiterungen an Biogasanlagen lassen sich kaum Aussagen darüber treffen, wie sich die Effizienz einer Anlage durch technische und organisatorische Maßnahmen steigern ließe. Auch an diesem Punkt setzte das vorliegende Vorhaben an, um eine Effizienzbewertung unter besonderer Berücksichtigung von Repowering- und Flexibilisierungs-Maßnahmen vorzunehmen – soweit sich hierfür auf den ausgewählten Anlagen während des Beobachtungszeitraums die Möglichkeit bot.

Im Rahmen des 2. Teilvorhabens des BMP III wurden u.a. die oben genannten Bewertungsaspekte um eine systematische Erfassung der in Biogasanlagen vorkommenden mikrobiellen Gemeinschaften sowie ihrer realisierten Prozesse erweitert.

Im Rahmen des 1. Teilvorhabens des BMP III wurden insgesamt 61 landwirtschaftliche Biogasanlagen untersucht, von denen im 2. Teilvorhaben insgesamt 46 einer mikrobiologischen Untersuchung unterzogen wurden. Die Beprobung der jeweiligen Hauptfermenter der untersuchten Biogasanlagen erfolgte nach einer dreimonatigen stabilen Vorlaufzeit durch die Projektpartner des 1. Teilvorhabens.

3 METHODISCHE VORGEHENSWEISE

Die ausführlichen Beschreibungen der Vorgehensweisen sollen es einerseits ermöglichen, die Aussagekraft der im Rahmen des Messprogrammes erhobenen und ermittelten Ergebnisse beurteilen zu können. Andererseits sollen sie den Betreibern von Biogasanlagen ermöglichen, eigene Untersuchungen vergleichend einzuordnen oder ihre Anlagen in gleicher Weise zu bewerten und so einen direkten Vergleich mit den hier beschriebenen Biogasanlagen zu ziehen. Detaillierte Methodenbeschreibungen sind in Kapitel 14 der digitalen Version der Broschüre zu finden.

3.1 Methodik der bundesweiten Datenerhebung

Zu Beginn des Projektes wurde eine bundesweite Datenerhebung vorgenommen, um somit eine möglichst große Stichprobe der Biogasanlagen mit den repräsentativen Daten u. a. zum Anlagenbetrieb, Vergütung und Direktvermarktung, Anlagentechnik und -erweiterungen sowie zum Substrateinsatz zu bestimmen, welche anschließend eine Grundlage für die Wahl der für die Messkampagnen geeigneten Biogasanlagen darstellen sollte. Dazu wurde eine deutschlandweite schriftliche Betreiberbefragung mittels teilstandardisierter Fragebögen durchgeführt.

Im Rahmen der jährlichen Anlagenbetreiberbefragungen des DBFZ wurde im Jahr 2016 (Bezugsjahr 2015) für ausgewählte Biogasanlagen ein zusätzlicher Fragebogen angefügt, der weitere Aspekte an Anlagenbetreiber adressiert, die im Vorhaben BMP III von Bedeutung sind und separat ausgewertet wurden.

Mit dem Standardfragebogen wurden folgende Aspekte bei den Biogasanlagenbetreibern abgefragt:

- BHKW (einzeln erfasst) bzgl. installierter elektrischer Leistung, Betriebsstunden, nach EEG vergüteter Strommenge, Art des BHKW
- Ausfallzeiten der Gesamtanlage
- Vergütung nach EEG
- Direktvermarktung und Inanspruchnahme von Markt- und Flexibilitätsprämie
- Eigenstrombedarf und Deckung des Eigenstrombedarfs
- Eigenwärmeverbrauch
- Externe Wärmenutzung und Art der externen Wärmenutzung
- Gasspeicher
- Durchgeführte und geplante Maßnahmen zur Anlagenerweiterung
- Substrateinsatz (Art, Ertrag, Menge, Kosten, durchschnittliche Transportentfernung)

Mit dem separaten Fragebogen wurden ergänzend für das BMP III folgende Aspekte abgefragt:

- Jahr der Inbetriebnahme der Anlage
- Datenerfassung in einem elektronischen Betriebstagebuch
- Gärrestlagerkapazitäten
- Umwallung der Anlage
- Technische Ausstattung (Fermentersystem, Rührtechnik, Temperatur im Fermenter und Nachgärer, Häufigkeit der Substratzugabe)
- Messtechnik (bezogen auf das erzeugte Biogas, Strom und Wärme sowie Inputstoffe und Gärreste)
- regelmäßig durchgeführte Analysen (Trockensubstanz (TS), organische Trockensubstanz (oTS), FOS/TAC, organische Säuren)
- mögliche Probenahmestellen an der Anlage.

Die Fragebögen wurden an die Betreibenden im Februar 2016 versandt. Dabei wurden insgesamt 6.662 Betreibende der Vor-Ort-Verstromungsanlagen angeschrieben. Die Rückmeldungen wurden per Post, Fax und über einen Online-Fragebogen entgegengenommen. An der Befragung haben sich 618 Betreibende beteiligt, was einer Rücklaufquote von 9,3% entspricht.

Die regionale Verteilung der Rückmeldungen von den Anlagenstandorten, welche im Zuge der Befragung zur Auswertung vorliegen, ist Abbildung 3-1 zu entnehmen.

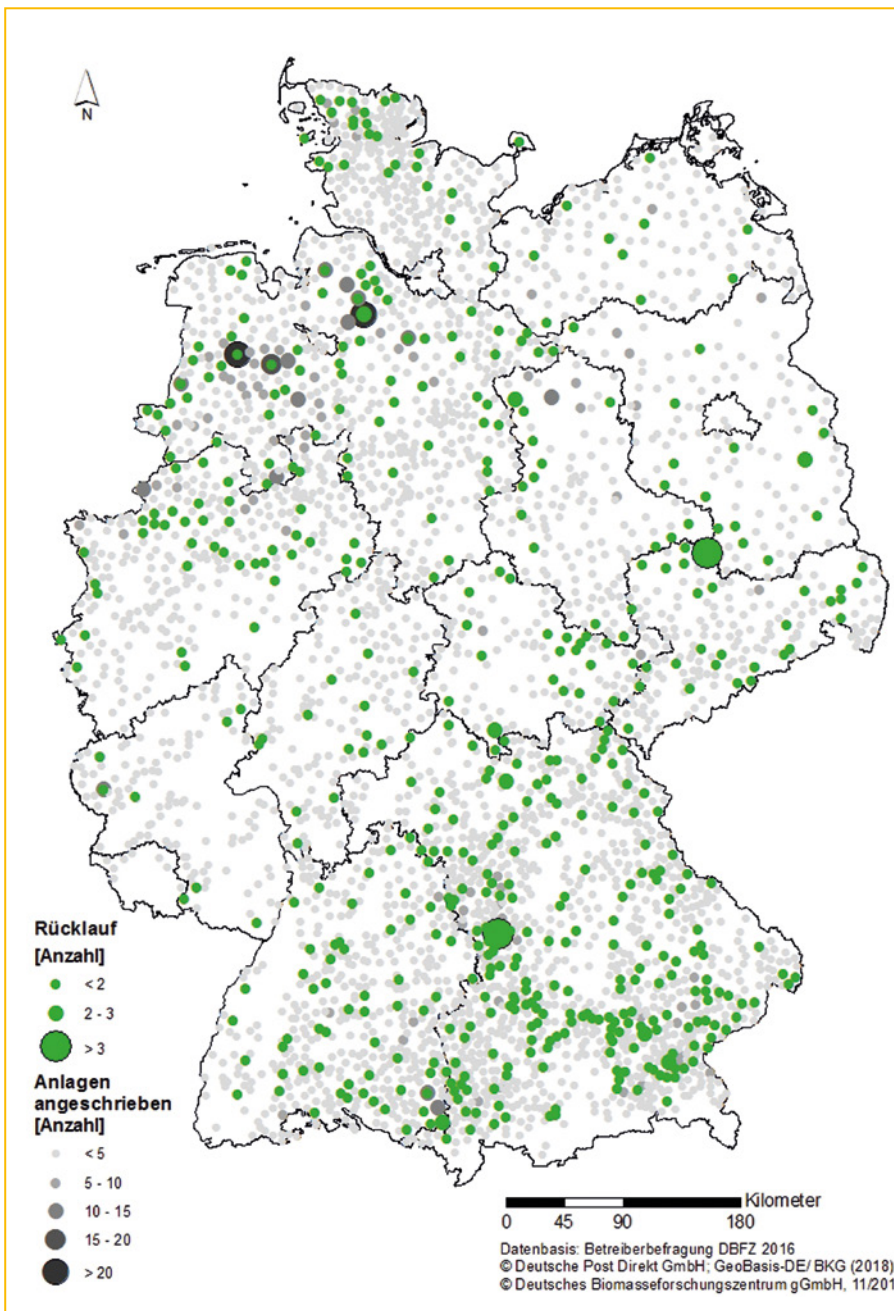


Abbildung 3-1: Regionale Verteilung der Standorte von Biogas-VOV-Anlagen im Betriebsjahr 2015

Insgesamt haben sich 345 Betreibende zur Teilnahme am BMP III bereit erklärt. Basierend auf den erhobenen Daten der Betreiberbefragung wurden für die detaillierte Untersuchung im Messprogramm 61 Biogasanlagen ausgewählt. Die Kriterien für diese Auswahl sind in Kapitel 4 dargelegt.

Die Verteilung der Rückläufe bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung zeigt, dass sich überwiegend Anlagen mittlerer Größenklassen (150–500 sowie 501–1.000 kW_e) an der Befragung beteiligt haben (vgl. Tabelle 3-1).

Hinsichtlich der Verteilung der Inbetriebnahmen der Biogasanlagen geht aus Tabelle 3-2 hervor, dass rund 81% und folglich die überwiegende Mehrheit der zur Auswertung stehenden Anlagenrückmeldungen zwischen 2004 und 2011 in Betrieb genommen wurden. Somit spiegelt die Verteilung der Rückläufe die Anlagen wider, die in den Jahren mit den höchsten Zubauraten in Betrieb genommen wurden.

Tabelle 3-1: Rücklauf der Betreiberbefragung – Größenklassenverteilung und Verteilung Gesamtanlagenbestand, Bezug: Anlagenzahl (Biogasanlagen Deutschland, GG = Grundgesamtheit), Bezugsjahr 2015

Installierte elektrische Anlagenleistung [kW]	Rücklauf		Anlagenbestand (GG)
	Rückmeldungen [Anzahl]	Anteil am Rücklauf [%]	Verteilung Anlagenbestand Deutschland [%]
≤ 70	36	5,8	0,4
71–150	43	7,0	2,4
151–500	277	44,8	40,8
501–1.000	192	31,1	41,3
> 1.000	57	9,2	15,1
keine Angabe	13	2,1	–

Tabelle 3-2: Rücklauf der Betreiberbefragung bezogen auf den Zeitraum der Inbetriebnahme der Biogasanlagen

Inbetriebnahmejahr der Anlage	Rücklauf [Anzahl]	Anteil am Rücklauf [%]
vor 2000	27	4,4
2000–2003	59	9,5
2004–2008	275	44,5
2009–2011	207	33,5
2012–2015	37	6,0
keine Angabe	13	2,1

3.2 Datenerfassung

Für die Bewertung der Biogasanlagen hinsichtlich Effizienz, Stabilität und Produktivität war es notwendig, Daten über die Anlagentechnik, den Prozessablauf und die zu- und abgeführten Massen- und Energieströme zu sammeln.

Jede Biogasanlage wurde dafür über einen Zeitraum von 12 Monaten (Bilanzzeitraum) untersucht, um über das Jahr zeitliche Variationen im Prozessablauf erfassen zu können. Die Datenaufnahme der 61 Biogasanlagen erfolgte in zwei einjährigen Messphasen. Zwei Biogasanlagen führten während der Messphase Repowering-Maßnahmen durch und wurden zu deren Bewertung zwei Jahre in Folge untersucht. Jeder Biogasanlage wurde ein Pseudonym (Anlagennummer) zugeordnet, um Rückschlüsse auf eine konkrete Anlage zu verhindern.

3.2.1 Technische Ausrüstung und Konfiguration der Anlagen

Die technische Ausrüstung und Konfiguration der untersuchten Biogasanlagen wurde einmalig zu Beginn der Messphase durch vor-Ort-Besichtigungen, Befragung der Betreibenden und Anlagenführenden und durch Einsicht in Datenblätter aufgenommen. Die Kenntnisse über den Aufbau der Anlagen waren Voraussetzung für die Planung der Messphase auf der jeweiligen Anlage.

3.2.2 Prozessdaten

Bei den Prozessdaten handelt es sich um zeitlich variable Messdaten, welche Stoffströme, Energieströme oder Rahmenbedingungen des Umwandlungsprozesses in der Biogasanlage beschreiben und für die Bewertung von Gärprozess und Biogasverwertung benötigt werden. In Abgrenzung zu den Daten aus Kapitel 3.2.3 handelt es sich dabei um Messdaten, welche direkt an der Anlage gemessen werden können, ohne dass eine Probenahme notwendig ist. Durch die zeitliche Variabilität ergab sich die Notwendigkeit für jede Messgröße ein Zeitintervall für die Datenaufnahme festzulegen. In Tabelle 3-3 sind die für eine vollständige Bewertung einer Biogasanlage erforderlichen Daten mit den festgelegten Messintervallen aufgelistet. In der Praxis war festzustellen, dass keine der untersuchten Anlagen alle der im Vorfeld der Messphasen aufgelisteten Prozessdaten aufnahm. Einschränkungen hinsichtlich der Messtechnik und nicht messbarer Prozessgrößen der untersuchten Biogasanlagen finden sich in den Beschreibungen der einzelnen Anlagen in der Online-Version dieser Broschüre in Kapitel 5 bzw. Kapitel 15.

Die Qualität der aufgenommenen Prozessdaten hängt von den eingesetzten Messgeräten und deren regelmäßiger Kalibrierung ab. Die Bewertung der Datenqualität konnte im Messprogramm nur über die Befragung der Betreiber hinsichtlich der Häufigkeit der Kalibrierung und der Plausibilität der Messdaten erfolgen. Ein weiterer Aspekt ist die Art der Erfassung der Messdaten. Sofern die Messgeräte in ein Prozessleitsystem eingebunden sind, werden die Daten häufig manipulationssicher direkt digital abgespeichert. Erfolgt hingegen eine manuelle Ablesung der Messwerte vom Messgerät, kann es zu Übertragungsfehlern kommen. Im Rahmen der Plausibilitätsprüfung (siehe Kapitel 3.2.4.1) konnten einige Übertragungsfehler aufgedeckt werden. Die Art der Erfassung der Messdaten wird daher ebenfalls in den jeweiligen Anlagenbeschreibungen aufgelistet.

Tabelle 3-3: Notwendige Prozessdaten für eine vollständige Anlagenbewertung

Messgröße	Intervall	Messstelle	Kommentar
Eintragsmasse an Substrat/ Prozesswasser/Rezirkulat	täglich	Feststoffeintrag, Pumpen	für jedes Substrat einzeln
Eintragsmasse an Zusatzstoffen	täglich	Dosierstellen	betrifft Spurenelemente, Entschwefelungs- chemikalien, biologische Hilfsstoffe
Gärrestentnahme Masse oder Volumen	täglich	Gärbehälter/ Gärrestlager	möglicherweise fest und flüssig getrennt
Gärrest-Rückführung (Rezirkulation)	täglich	Gärbehälter/ Gärrestlager	
Füllstand Behälter	täglich	Gärbehälter/ Gärrestlager	je Behälter
Konzentration Einzelkomponenten im Biogas	täglich	Gasleitung	betrifft Methan, Kohlendioxid, Sauerstoff, Wasserstoff, Schwefelwasserstoff
produzierte Biogasmenge	täglich	Gaszähler	für Gesamtanlage, Angabe unter Norm-Bedingungen, ggf. zusätzlich Messung Gasdruck und -temperatur
verbrauchte Gasmenge Notfackel	täglich	Notfackel	Angabe unter Norm-Bedingungen, ggf. zusätzlich Messung Gasdruck und -temperatur
verbrauchte Gasmenge BHKW	täglich	BHKW/Biogas	je BHKW, Angabe unter Norm-Bedingungen, ggf. zusätzlich Messung Gasdruck und Gastemperatur
Zündölverbrauch BHKW	täglich	BHKW	je BHKW, nur bei Zündstrahlmotoren
produzierte Strommenge BHKW	täglich	BHKW/Generator	je BHKW
produzierte Wärmemenge BHKW	täglich	BHKW	je BHKW
eingespeiste Strommenge Gesamtanlage	monatlich	Einspeisezähler Netzbetreiber/ Abrechnung	einschließlich Satellitenstandorten
extern abgesetzte Wärmemengen	täglich	Wärmemengenzähler Verbraucher	je Verbraucher
Eigenwärmebedarf der Biogasanlage	täglich	Wärmemengenzähler für Gesamtanlage	
Eigenstrombedarf der Biogasanlage	täglich	Stromzähler für Gesamtanlage, Prozessleitsystem	
Strombezug aus Stromnetz	monatlich	Stromzähler Netzbetreiber/ Abrechnung	Zum Teil Deckungsgleich mit Eigenstrombedarf
Strombezug sonstige Quellen	monatlich	Stromzähler sonstige Quelle	z. B. von eigener Photovoltaikanlage
Strombedarf einzelner Anlagenteile	täglich	Prozessleitsystem	betrifft Eintragungssystem, Rührwerke, Pumpen, Gärrestaufbereitung, sonstige Aggregate
Betriebsstunden BHKW	täglich	BHKW	je BHKW
Betriebsstunden einzelner Anlagenteile	täglich	Prozessleitsystem	betrifft Eintragungssystem, Rührwerke, Pumpen, Gärrestaufbereitung, sonstige Aggregate
Einsatz-Intervalle einzelner Anlagenteile	täglich	Prozessleitsystem	betrifft Eintragungssystem, Rührwerke, Pumpen, Gärrestaufbereitung, sonstige Aggregate
Prozesstemperatur in Gärbehältern	täglich	Gärbehälter	je Gärbehälter

3.2.3 Physikalisch-chemische Analyse der Biomasse

Nicht alle zur Prozessbewertung notwendigen Daten lassen sich direkt an der Biogasanlage erheben. Zur Charakterisierung der Zusammensetzung der Biomasse in Form von Einsatzstoffen/Substraten, Gärgemischen und Gärresten war es notwendig, Proben dieser Stoffe zu nehmen und im Labor zu untersuchen. So ermöglichen Laboranalysen beispielsweise erst die Bestimmung von Umsätzen und Abbaugraden bei gegebenen Massenströmen oder auch den Grad der Mineralisierung von Stickstoff während der Passage der Gärstrecke. Die Qualität der zeitlich variablen Stoffcharakteristika hängt maßgeblich von der Häufigkeit und Repräsentativität der Probenahme sowie der Genauigkeit der Laboranalysen ab. Die Probenahme erfolgte monatlich durch das betreuende Institut nach vorab festgelegten gemeinsamen Vorschriften (siehe Kapitel 14.1.1 und 14.1.2 der Onlinebroschüre).

Jeder beteiligte Projektpartner nahm die Analysen der von ihm untersuchten Biogasanlagen selbst vor oder vergab diese an ein Auftragslabor. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse

zu erreichen, wurde nach gemeinsamen Methodenvorschriften gearbeitet (siehe Kapitel 14.1 der Onlinebroschüre) und es wurden Ringversuche zur Bewertung der Vergleichbarkeit durchgeführt (siehe Kapitel 3.3). Die Häufigkeit der Analysen der verschiedenen stofflichen und energetischen Parameter wurde bereits in der Antragstellung des Projekts nach Abwägung von Aufwand und Nutzen festgelegt (siehe Tabelle 3-4). Die zu beprobenden Stoffströme wurden folgendermaßen definiert (vgl. Abbildung 3-2):

- Substrate: alle festen und flüssigen Stoffe, die den Gärbehältern zugeführt werden und an der Biogasbildung beteiligt sind.
- Gärrest: feste und flüssige Stoffe, die das gasdichte Behältersystem einer Biogasanlage verlassen; zwischen den Gärbehältern umgewälzte flüssige Stoffströme (z. B. rezirkuliertes Gärgemisch) zählen nicht als Gärrest. Sofern Rezirkulat stofflich getrennt wird (z. B. fest/flüssig-Separation), muss der abgetrennte Stoffanteil als Gärrest untersucht werden.
- Fermenter: beheizter und abgedeckter Behälter, der direkt oder mittels Hydrolysestufe beschickt wird.

Tabelle 3-4: Analytierte Parameter zur Charakterisierung von Stoffströmen mit Angabe von Ort und Häufigkeit der Probenahme sowie der Methodenvorschrift

Parameter	Probenart	Häufigkeit der Analyse	Methodenvorschrift
Trockensubstanz	Substrat, Fermenter, Gärrest	monatlich	siehe Kapitel 14.1.3
Organische Trockensubstanz	Substrat, Fermenter, Gärrest	monatlich	siehe Kapitel 14.1.3
pH-Wert	Fermenter, Gärrest	monatlich	siehe Kapitel 14
Ammonium-Stickstoff	Fermenter	monatlich	siehe Kapitel 14.1.6
Gesamt-Stickstoff	Fermenter	monatlich	Methode nach Kjeldahl
FOS und TAC	Fermenter	monatlich	siehe Kapitel 14.1.7
Org. Säuren und Alkohole in Silagen	Substrat (nur Silagen)	quartalsweis	siehe Kapitel 14.1.3
Rohfasergehalt	Substrat	quartalsweise	siehe Kapitel 14.1.5
Brennwert	Substrat, Gärrest	quartalsweise	siehe Kapitel 14.1.4
Biogaspotential	Substrat	jährlich	VDI 4630
Restmethanpotential	Gärrest	jährlich	VDI 3475
Spurenelemente	Fermenter	jährlich	siehe Kapitel 14

3.2.4 Datenaufbereitung

Vor der Verwendung der aufgenommenen Daten ist es zunächst erforderlich diese entsprechend aufzubereiten, um einen verlässlichen Datensatz für die anschließenden Berechnungen zu erhalten. Die Datenaufbereitung umfasste die Plausibilitätsprüfung, das Füllen von Datenlücken, die Vereinheitlichung der zeitlichen Auflösung der Daten sowie die strukturierte Speicherung der Daten in einer Datenbank.

3.2.4.1 Plausibilitätsprüfung

Der erste Schritt der Datenaufbereitung war die Prüfung auf Plausibilität. Prozessdaten wurden darauf geprüft, ob sie zwischen

sinnvollen Grenzen liegen und der zeitliche Verlauf sinnvoll ist (z. B. nur aufsteigende Zahlenwerte bei Zählerständen). Bei unplausiblen Werten wurde nachgeforscht, ob z. B. Messgeräte richtig funktionieren oder Übertragungsfehler aufgetreten sind. Offensichtlich falsche Werte wurden entfernt.

Die Laboranalysewerte wurden auf Grundlage von Mehrfachbestimmungen und ebenfalls dem zeitlichen Verlauf auf Plausibilität geprüft und ggf. unplausible Analysen wurden wiederholt.

3.2.4.2 Umgang mit Datenlücken

Durch vielerlei Gründe konnten nicht alle erforderlichen Daten bei allen untersuchten Biogasanlagen erhoben werden. Gründe

für fehlende Prozessdaten waren fehlende Messtechnik, fehlerhafte Messgeräte oder fehlerhafte Dokumentation der Messwerte. Abhängig vom Verwendungszweck der Prozessdaten wurde mit Datenlücken unterschiedlich umgegangen. Dienen Prozessdaten zur Beschreibung der Rahmenbedingungen des Prozesses und nicht zur Bilanzierung, beispielsweise Temperaturen in Gärbehältern, wurden die Datenlücken nicht gefüllt und blieben erhalten. Für Prozessdaten, die zur Bilanzierung des Prozesses oder für die Berechnung von Kennzahlen notwendig waren, wurden Ersatzwerte wie folgt generiert:

Methangehalt im Biogas: Die Berechnung von Ersatzwerten erfolgte mit Hilfe tabellierter Methangehalte aus Biogasertrags-tests nach KTBL (Amon et al., 2015) oder LfL (Strobl und Keymer, 2016) für die eingesetzten Substrate unter Beachtung der Massenverhältnisse in der Einsatzstoffmischung der Biogasanlage.

Produzierte Biogasmenge: Da nur etwa die Hälfte der Anlagen über einen Gasmengenzähler verfügte und diese Werte oft sehr ungenau sind, wurde die produzierte Biogasmenge für alle Anlagen einheitlich aus der eingespeisten Strommenge berechnet. Durch diese Rückrechnung werden nicht genutzte Methanmengen, z. B. durch Leckage, Abblasen oder Abfackeln, nicht als produzierte Mengen erkennbar. Nur für Biomethananlagen ohne BHKW wurden Messwerte von Gaszählern für Berechnungen verwendet. Die genaue Berechnungsvorschrift für die produzierte Biogasmenge ist in Kapitel 14.2.1 der Onlinebroschüre dargestellt.

Auch bei der Charakterisierung der Stoffströme konnten teilweise die benötigten Analyseparameter nicht von allen Stoffen erhoben werden. Dieser Fall trat einerseits dann auf, wenn Stoffe nicht beprobt werden konnten, weil z. B. diese zwischen zwei monatlichen Probenahmen nur kurz eingesetzt und nicht beprobt wurden oder Rohrleitungen zur Probenahme verstopft waren. Andererseits kam es vor, dass quartalsweise oder jährliche Analysen für einen Beprobungsmonat geplant wurden, die betreffende Probe dann aber nicht gewonnen werden konnte. Eine rückwirkende Analyse von Proben aus dem Vormonat war nicht immer möglich.

Wie bei den Prozessdaten wurden Datenlücken bei den Analysedaten nur dann geschlossen, wenn die Daten für die Bilanzierung oder die Berechnung von Kennzahlen notwendig waren. Dies betraf nur Analysen von Substrat- und Gärrestproben. Wenn nur einzelne Analysedaten der monats-/quartalsweisen Probenahmen fehlten, die betroffenen Stoffe aber in angrenzenden Monaten/Quartalen untersucht worden waren, wurden die Analysewerte als konstanter Wert in die Vergangenheit bzw. Zukunft fortgeschrieben. Wenn zu einem betreffenden Substrat einer Biogasanlage gar keine Analysen vorlagen, wurden tabellierte Werte aus der Literatur verwendet (Amon et al., 2015; Strobl und Keymer, 2016). Lagen auch keine Literaturwerte vor, wurde von allen gleichartigen Stoffen, welche im Rahmen des BMP III untersucht wurden, der Mittelwert herangezogen.

3.2.4.3 Vereinheitlichung der Datendichte

Für die Berechnung der Kennzahlen werden jeweils unterschiedliche Prozessdaten und Analyseparameter als Eingangsgrößen benötigt. Für die Berechnung ist es notwendig alle Eingangsgrößen auf ein einheitliches Zeitintervall zu beziehen. Als kleinstes, für die Berechnungen verwendetes, Zeitintervall wur-

de ein Monat festgelegt. Folglich müssen für jeden Monat in der Messphase für alle verwendeten Eingangsgrößen Werte vorliegen. Das bedingt, dass bei einigen Prozessdaten eine Mittelung im Zeitintervall erfolgen musste, wohingegen für einige Analysedaten eine Zwischenwertberechnung notwendig war.

Die Mittelung des Zeitintervalls erfolgte über die Bildung von arithmetischen Mittelwerten der zugrundeliegenden tagesgenauen Daten. Die Berechnung von Zwischenwerten, für beispielsweise quartalsweise gemessene Analyseparameter, erfolgte für die jeweiligen Messgrößen und Analyseparameter individuell und ist in Kapitel 14.2.2 der Onlinebroschüre näher beschrieben.

3.2.4.4 Datenspeicherung

Die erhobenen Daten wurden in zwei Datenbanken abgespeichert. Eine Datenbank enthält nur die tatsächlich gemessenen Daten nach Plausibilitätsprüfung. Diese dient z. B. zur Ermittlung von Analysemittelwerten für zu füllende Datenlücken bei Einsatzstoffen. Die zweite Datenbank enthält sowohl die Messdaten als auch berechnete Zwischenwerte und aufgefüllte Datenlücken. Die zweite Datenbank dient der Bilanzierung der Biogasanlagen und der Berechnung von Kennzahlen.

3.3 Ringversuche

Die Bearbeitung des Projektes mit vier Projektpartnern des 1. Teilvorhabens im BMP III (DBFZ, LfL, LAB, EEK.SH) führte dazu, dass die Proben des Projektes in vier verschiedenen Laboren untersucht wurden. Der daraus resultierende systematische Fehler kann zu einer Fehlinterpretation der Werte führen. Um dies zu verhindern, wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens BMP III vor der ersten und zweiten Messphase jeweils ein Ringversuch durchgeführt. Auf Basis der Ringversuche kann festgestellt werden, ob die Messwerte in verschiedenen Laboren reproduzierbar gemessen werden können. Die Ringversuche dienten zur Überprüfung einer hohen Qualität der Messungen und zur Sicherstellung der Verwendung von gleichen Bezugsgrößen, zur Abstimmung der verwendeten Methoden. Dies ist dringend notwendig, um die Fehler zu minimieren und eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen. Es zeigte sich z. B. beim 1. Ringversuch, dass die Methodik zur Bestimmung der Ammoniumkonzentration zunächst nicht eindeutig formuliert war und unterschiedliche Bezüge zur Konzentrationsbestimmung verwendet wurden.

Der erste Ringversuch wurde zwischen Mai und Juli 2016 durchgeführt. Ein zweiter Ringversuch folgte genau ein Jahr später. Dementsprechend wurden die Ringversuche jeweils vor Start der Messphasen durchgeführt. Dies stellte eine hohe Qualität der Laborwerte in beiden Messphasen sicher.

Bei beiden Ringversuchen wurden alle Parameter, die auch im BMP III betrachtet wurden, untersucht. Einzige Ausnahme stellen die Spurenelemente dar, die nur im ersten Ringversuch untersucht wurden, da diese jeweils von externen Laboren durchgeführt wurden und dementsprechend eine Einflussnahme auf die Analysedurchführung gering war. Es wurde im Ringversuch darauf geachtet, die sehr verschiedenen Substrate bei der Auswahl der Testsubstanzen repräsentativ abzubilden. Hierbei wurden im 1. und 2. Ringversuch die gleichen Substrate unter-

sucht. Die getrockneten Proben waren dabei identisch, während die frischen Proben vor dem 2. Ringversuch neu gezogen wurden. Die frischen Proben stammten zudem im 1. und 2. Ringversuch von unterschiedlichen Biogasanlagen.

Einige Untersuchungsparameter wurden im 2. Ringversuch nur von drei Partnern untersucht. Grund war die Erkenntnis aus dem 1. Ringversuch, dass einige Analysen nicht innerhalb der von allen Laboren geforderten Grenzen hinsichtlich der Reproduzierbarkeit lagen. Die Analysen der anfallenden Proben (Ringversuch und Anlagenproben) wurden dann von den Laboren realisiert, die die vorgegebenen Grenzwerte einhielten.

Die Probenahme und der Versand zu den Projektpartnern wurden zentral von der Universität Hohenheim durchgeführt. Es

wurden Proben von unterschiedlichen Substraten und Gärsubstraten aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg gezogen. Des Weiteren wurden die Proben „Maissilage, getrocknet und gemahlen“, „Heu, getrocknet und gemahlen“, „Kälberkraftfutter, getrocknet und gemahlen“, „Mikrokristalline Zellulose, trocken“ und „Krafftutter“ hinzugekauft und anschließend bei 60°C getrocknet und gemahlen. Im Labor der UHH folgte eine Homogenisierung aller Proben. Dazu wurden die Proben erst gemischt und anschließend gleichmäßig auf die Teilproben aufgeteilt. Die Teilproben wurden anschließend zu den Laboren verschickt.

Die untersuchten Parameter und Proben sind in Tabelle 3-5 aufgelistet.

Tabelle 3-5: Auflistung der Untersuchungsparameter und der untersuchten Proben

Untersuchungsparameter	Probe (Probennummer)
TS-Korrektur	Maissilage, frisch (Nr. 1.1)
	Grassilage, frisch (Nr. 1.2)
oTS-Korrektur	Maissilage, frisch (Nr. 2.1)
	Grassilage, frisch (Nr. 2.2)
Methanpotential	Maissilage frisch (Nr. 3.1)
	Maissilage, getrocknet und gemahlen (Nr. 3.2)
	(Kälber-)Krafftutter, getrocknet und gemahlen (Nr. 3.3)
	Rindergülle, frisch und flüssig (R1 Nr. 3.4)
	Triglyceridhaltiges Futtermittel (R2 Nr. 3.4)
	Mikrokristalline Zellulose, trocken (Nr. 3.5)
Heu, getrocknet und gemahlen (Nr. 3.6)	
Restmethanpotential	Gärsubstrat aus einem Nachgärer (Nr. 4.1)
FOS/TAC	Fermenterinhalt BGA 1 (Nr. 5.1)
	Fermenterinhalt BGA 2 (Nr. 5.2)
FoTS	Maissilage, getrocknet und gemahlen (Nr. 6.1)
	Grassilage, frisch (Nr. 6.2)
Rohfaser	Maissilage, getrocknet und gemahlen (Nr. 7.1)
	Grassilage, frisch (Nr. 7.2)
Kjeldahl-Stickstoff	Fermenterinhalt BGA 1 (Nr. 8.1)
Ammonium	Fermenterinhalt BGA 1 (Nr. 9.1)
Spurenelemente	Fermenterinhalt BGA 1 (Nr. 10.1)
Brennwert	Maissilage, getrocknet und gemahlen (Nr. 11.1)
	Gärsubstrat aus Nachgärer (Nr. 11.2)
Säurespektrum	Fermenterinhalt BGA 1 (Nr. 12.1)
	Künstliche Probe (Nr. 12.2)
	1:1 Mischung aus Fermenterinhalt BGA 1 und künstliche Probe (Nr. 12.3)

Die Auswertung ist in Tabelle 3-5 aufgezeigt. Die Bezeichnung erfolgt analog zu Tabelle 3-6 und mit Angabe des 1. oder 2. Ringversuchs (R1/R2). Zur Auswertung wurden jeweils die Mittelwerte aller Projektpartner und die Standardabweichung der Mittelwerte der Labore ermittelt. Des Weiteren ist die maximale Abweichung vom Mittelwert in absoluten und relativen Werten und Bemerkungen, falls Besonderheiten festgestellt wurden, angegeben.

Die Übersicht dient nur zur Bewertung von Ergebnissen innerhalb der Methode und des Ringversuchs. Eine allgemeine Bewertung der Messgenauigkeit einer Methode für andere Labore

kann an dieser Stelle nicht getroffen werden. Ein Vergleich der Methoden nur aufgrund des Mittelwerts und der absoluten maximalen Abweichung ist ebenfalls nicht möglich, da die Fehlerfortpflanzung und die mögliche Streuung der Werte in der Methode an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden. Eine nähere Erläuterung und ausführliche Darstellung der Ergebnisse, sowie eine detaillierte Bewertung der Daten wird in wissenschaftlichen Artikeln, die im Rahmen des Projektes angefertigt wurden, dargestellt¹. In Kapitel 14 der Onlinebroschüre werden die Ergebnisse detaillierter dargestellt.

Tabelle 3-6: Mittelwerte und absolute maximale Abweichung aller Untersuchungen unter Verwendung der Bezeichnungen von Tabelle 3-5

	Untersuchungsparameter	Mittelwert (Standardabw.)	Absolute maximale Abweichung (relative maximale Abweichung)	Kommentar
TS-Korrektur	R1 1.1 [%]	30,0 ± 0,6	0,7 (2,2 %)	Maximale Abweichung TS und oTS: ohne Korrektur ± 2,3 % mit Korrektur ± 3,5 % ± 3,5 % ist als maximaler Fehler für alle oTS basierten Werte anzunehmen
	R2 1.1 [%]	35,8 ± 0,4	0,6 (1,6 %)	
	R1 1.2 [%]	28,0 ± 0,5	0,8 (2,9 %)	
	R2. 1.2 [%]	19,9 ± 0,2	0,3 (1,6 %)	
oTS-Korrektur	R1 2.1 [% _{oTS}]	95,8 ± 0,5	0,7 (0,7 %)	
	R2 2.1 [% _{oTS}]	88,7 ± 0,9	0,6 (0,6 %)	
	R1 2.2 [% _{oTS}]	96,1 ± 0,3	0,5 (0,5 %)	
	R2. 2.2 [% _{oTS}]	92,8 ± 0,4	0,7 (0,8 %)	
Methan-potential	R1 3.1 [L kg _{oTS} ⁻¹]	411,6 ± 19,0	24,6 (6,0 %)	Ungewöhnlich hohe Werte für Mais
	R2 3.1 [L kg _{oTS} ⁻¹]	371,9 ± 16,5	29,4 (7,9 %)	
	R1 3.2 [L kg _{oTS} ⁻¹]	377,6 ± 23,1	30,4 (8,0 %)	Ausreißer im 1. Ringversuch Lab 1 und 3 mit Eudiometer. Diese Systeme wurden daher nicht im BMP III verwendet und bei der Betrachtung des Fehlers nicht berücksichtigt
	R2 3.2 [L kg _{oTS} ⁻¹]	369,4 ± 21,2	30,1 (8,1 %)	
	R1 3.3 [L kg _{oTS} ⁻¹]	362,7 ± 36,9	52,0 (14,3 %)	
	R2 3.3 [L kg _{oTS} ⁻¹]	362,4 ± 23,7	33,5 (9,2 %)	
	R1 3.4 [L kg _{oTS} ⁻¹]	269,8 ± 5,9	7,9 (2,9 %)	
	R2 3.4 [L kg _{oTS} ⁻¹]	495,1 ± 28,6	36,6 (7,4 %)	
	R1 3.5 [L kg _{oTS} ⁻¹]	378,2 ± 24,0	33,8 (8,9 %)	
	R2. 3.5 [L kg _{oTS} ⁻¹]	371,2 ± 18,5	22,8 (6,1 %)	
Restmethan-potential	R1 4.1 [L kg _{oTS} ⁻¹]	38,1 ± 0,4	0,6 (1,6 %)	Ohne Berücksichtigung der Eudiometer
	R2. 4.1 [L kg _{oTS} ⁻¹]	53,7 ± 2,7	3,7 (6,9 %)	
FOS/TAC	R1 5.1 [-]	0,20 ± 0,02	0,04 (18,0 %)	Jahresverlauf einer Anlage zur Bewertung ausschlaggebend, daher Abweichungen Labore akzeptabel
	R2 5.1 [-]	0,23 ± 0,06	0,08 (36,1 %)	
	R1 5.2 [-]	0,25 ± 0,03	0,06 (22,9 %)	
	R2 5.2 [-]	0,28 ± 0,05	0,04 (15,1 %)	
FoTS	R1 6.1 [g/kg]	801,2 ± 19,7	33,4 (4,2 %)	Lab 4 im 2. Ringversuch nicht berücksichtigt, Lab 1: 3 Proben geringeren FoTS-Wert als andere. Grund: hoher Rohfasergehalt
	R2 6.1 [g/kg]	807,8 ± 33,9	47,0 (5,8 %)	
	R1 6.2 [g/kg]	571,2 ± 9,1	17,8 (3,1 %)	
	R2 6.2 [g/kg]	293,0 ± 38,6	53,7 (18,3 %)	

¹ Hülsemann, Benedikt; Zhou Lijun; Merkle, Wolfgang; Hassa, Juli; Müller, Joachim; Oechsner, Hans: Biomethane Potential Test: Influence of Inoculum and the Digestion System. Applied Science 2020 <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/7/2589>

	Untersuchungsparameter	Mittelwert (Standardabw.)	Absolute maximale Abweichung (relative maximale Abweichung)	Kommentar
Rohfaser	R1 7.1 [g/kg]	203,7 ± 19,9	34,1 (16,7 %)	Grund Abweichung: Lab 1 ermittelt höhere Konzentrationen, Ursache bisher nicht bekannt
	R2 7.1 [g/kg]	192,1 ± 35,2	49,4 (25,7 %)	
	R1 7.2 [g/kg]	300,9 ± 31,7	52,3 (17,4 %)	
	R2 7.2 [g/kg]	437,8 ± 54,7	75,9 (17,3 %)	
Kjeldahl-Stickstoff	R1 8.1 [g/kg]	5,78 ± 0,1	0,1 (2,3 %)	Klare Tendenzen zu erkennen, Abweichung daher vermutlich ein systematischer Fehler, nicht näher untersucht
	R2. 8.1 [g/kg]	6,21 ± 0,1	0,2 (3,1 %)	
Ammonium	R1 9.1 [g/kg]	3,69 ± 0,1	0,1 (3,8 %)	
	R2 9.1 [g/kg]	3,14 ± 0,1	0,2 (5,9 %)	
Spurenelemente	R1 10.1	Spurenelemente alle extern bestimmt; Spannweite in Literatur für empfohlene Konzentrationen deutlich größer als Messungengenauigkeit		
Brennwert	R1 11.1 [MJ/kg _{TS}]	18,5 ± 0,3	0,4 (2,2 %)	Lab 4 im 2. Ringversuch nicht berücksichtigt
	R2 11.1 [MJ/kg _{TS}]	19,1 ± 0,4	0,5 (2,7 %)	
	R1 11.2 [MJ/kg _{TS}]	16,0 ± 0,5	1,2 (7,5 %)	
	R2 11.2 [MJ/kg _{TS}]	16,2 ± 0,3	0,5 (2,9 %)	
Säurespektrum	R1 12.1 [g _{VFA} /kg]	0,18 ± 0,10	0,15 (87,3 %)	Teilweise starke Unterschiede, Jahresverlauf einer Anlage zur Bewertung wichtig, daher Abweichungen Labore akzeptabel
	R2 12.1 [g _{VFA} /kg]	0,35 ± 0,09	0,26 (7,7 %)	
	R1 12.2 [g _{VFA} /kg]	3,68 ± 0,1	0,11 (3,0 %)	
	R2 12.2 [g _{VFA} /kg]	3,62 ± 0,02	0,27 (77,7 %)	
	R1 12.3 [g _{VFA} /kg]	1,91 ± 0,07	0,10 (5,3 %)	
	R2 12.3 [g _{VFA} /kg]	1,92 ± 0,03	0,28 (14,4 %)	

3.4 Massen- und Energiebilanzierung

Die Massen- und Energiebilanzierung ist die Grundlage für die Bewertung der Effizienz der Umwandlung von Massen und Energie in Biogasanlagen. Der Gesamtprozess setzt sich zusammen aus Biogasproduktion und Biogasverwertung. Die Substratproduktion ist der Biogasanlage vorgelagert und wird in diesem Rahmen nicht untersucht. Entsprechend gibt es Methoden zur Bewertung der Teilprozesse und des Gesamtprozesses.

3.4.1 Darstellung verfügbarer Methoden zur Bewertung des Gärprozesses

Nachfolgend werden verschiedene Methoden dargestellt, welche im BMP III zum Teil parallel verwendet wurden. Dabei soll verdeutlicht werden, wie sich die Methoden hinsichtlich Aufwand, Fokus, Fehlerquellen und Interpretation der Ergebnisse unterscheiden. Die Methoden und die Terminologie sind nicht standardisiert, wurden aber so im BMP III verwendet.

3.4.1.1 Massenbilanzierung

Basis jeder Bilanzierung ist eine Bilanzgrenze. Alle Stoffe, welche die Bilanzgrenze passieren, sind bei der Bilanzierung zu berücksichtigen; Stoffströme innerhalb der Bilanzgrenze werden nicht explizit bilanziert. Für die Bilanzierung des Gärprozesses im Rahmen des BMP III wurde die Bilanzgrenze so festgelegt, dass sie alle Behälter umfasst, die an das gasdichte System der Gasverwertung angeschlossen sind. Gasdichte Gärrestlager liegen innerhalb der Bilanzgrenze, sofern sie an die Gasverwertung angeschlossen sind, offene oder nicht an die Gasverwertung angeschlossene Gärrestlager liegen hingegen außerhalb der Bilanzgrenze. Rezirkulatströme liegen innerhalb der Bilanzgrenze, sofern keine Veränderung der Stoffströme außerhalb der Behälter auftritt, z. B. durch Feststoffabtrennung mittels Separatoren. Die Bilanzgrenze ist in Abbildung 3-2 schematisch dargestellt.

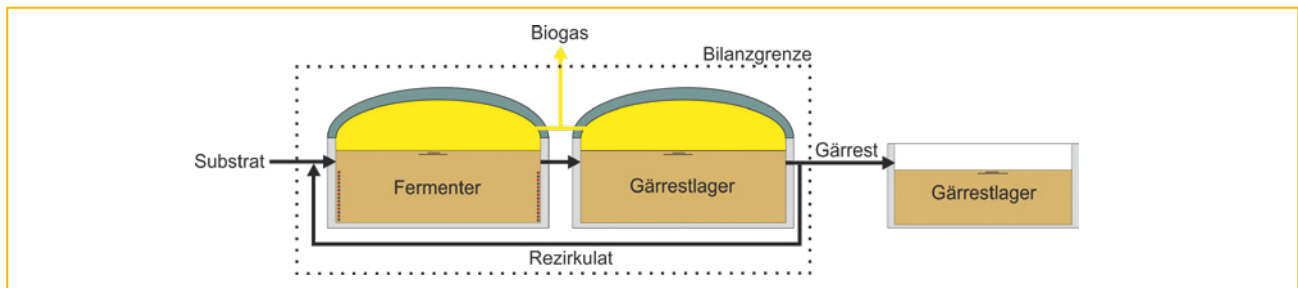


Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der Bilanzgrenze für die Bewertung des Gärprozesses

$$\frac{dm}{dt} = 0 \quad (1)$$

Änderung der Masse nach Zeit

$$= \frac{\text{zugeführter Massenstrom} - \text{abgeführter Massenstrom}}{\text{Transport über die Bilanzgrenze}} \pm \frac{\text{stoffliche Umwandlung}}{\text{biochemische Reaktion}}$$

Die Massenbilanzierung erfolgte nach Gleichung (1). Es wird vereinfacht von einem kontinuierlichen Prozess im stationären Zustand ausgegangen. Ein stationärer Zustand bedeutet, dass sich Füllstände in Behältern und zugeführte Mengen und Arten von Substraten im Untersuchungszeitraum nicht (wesentlich) ändern. Beide Faktoren variieren bei den meisten Biogasanlagen im Jahresverlauf, kehren jedoch in der Regel jährlich periodisch wieder. Durch die Bilanzierung über einen Zeitraum von zwölf Monaten wird diese Variabilität teilweise nivelliert. Für alle nachfolgend aufgezeigten Methoden ist der stationäre Zustand Grundvoraussetzung für die Berechnung von Kennzahlen. Für den kontinuierlichen Gärprozess im stationären Zustand ergibt sich für die Bilanzierung der Gesamtmassen die Gleichung (2).

(2)

$$\text{Massenstrom Substrat} = \text{Massenstrom Biogas} + \text{Massenstrom Gärrest}$$

Die Gärrestmasse wird nur bei wenigen Biogasanlagen messtechnisch erfasst. Daher wird die Gärrestmasse für alle Biogasanlagen einheitlich über die Massenbilanz errechnet (gemäß Gleichung (2)). Zu deren Bestimmung ist die Biogasmasse notwendig, welche über die produzierte Strommenge der BHKW errechnet wird (vgl. Kapitel 14.2.1 der Onlinebroschüre).

Werden nicht die Gesamtmassen zu- und abgeführter Stoffströme bilanziert, sondern nur einzelne Stoffe oder Stoffgruppen (z. B. oTS), spricht man von einer Stoffbilanz. In der Stoffbilanz ist der Umsatz durch die biochemische Reaktion im Gärprozess als zusätzliche Quelle oder Senke zu berücksichtigen – vgl. Gleichung (1) – da für diese kein Erhaltungssatz gilt. Für die Bewertung der Stoffumwandlung werden zwei Kennzahlen verwendet:

- **Umsatzgrad:** gibt an, wieviel von einem Stoff A im Prozess prozentual umgesetzt wurde. Es wird hierbei keine Aussage darüber getroffen, welche Stoffe durch den Umsatz von Stoff A gebildet wurden. Im Folgenden wird der Umsatzgrad immer auf die oTS oder auf das Methanpotential der gesamten Substratmasse bezogen. Der Umsatz wird über die Differenz aus dem im Ausgangsstoff enthaltenen Potential und dem im Gärrest verbleibenden nicht umgesetzten Potential (z. B. Restmethanpotential oder Brennwert) berechnet.
- **Ausbeute:** gibt an, wieviel von einem Zielprodukt B in Bezug zum eingesetzten Stoff A gebildet wurde. Das Zielprodukt im Gärprozess ist der Energieträger Methan. Hier wurde das im BHKW verwertete Methan zu dem Methanpotential der Substrate ins Verhältnis gesetzt.

Umsatzgrad und Ausbeute können auch für Energiebilanzen verwendet werden. Die Ausbeute und der Umsatzgrad können auf Basis verschiedener Stoffströme und entsprechender Analysen berechnet werden. Im Vorhaben wurden dazu die fermentierbare organische Trockensubstanz (FoTS), das experimentell bestimmte Biogaspotential und der Brennwert (zur Energiebilanzierung) verwendet.

3.4.1.2 Bewertung mittels oTS-Abbaugrad

Der oTS-Abbaugrad oder auch oTS-Umsatzgrad gibt an, wie viel der zugeführten organischen Trockensubstanz im Verlauf des Gärprozesses abgebaut wurde. Für die Berechnung wird jeweils für den Bilanzzeitraum die abgebaute Masse oTS über die Differenz von zugeführter oTS im Substrat und abgeführter oTS im Gärrest berechnet. Diese abgebaute oTS wird dann auf das eingangs vorhandene Potential, die mittels Substrat zugeführte Masse oTS bezogen, um einen prozentualen Wert zu erhalten. Die Berechnung wird nach Gleichung (3) für den Bilanzzeitraum von zwölf Monaten auf Basis von Monatswerten durchgeführt.

$$\text{Abbaugrad}_{\text{oTS}} = \frac{\text{Masse oTS}_{\text{Substrat}} - \text{Masse oTS}_{\text{Gärrest}}}{\text{Masse oTS}_{\text{Substrat}}} \quad (3)$$

Wie bei allen Umsatzgrößen kann keine Aussage zum Zielprodukt Biogas getroffen werden, insbesondere da die Masse an abgebauten oTS nicht direkt in Biogas umgerechnet werden kann. Dazu fehlt die Abschätzung der Menge an Wasser, die in der Hydrolyse in das Substrat integriert wird.

Die Betrachtung des oTS-Abbaugrades ist eine schnelle und kostengünstige Methode zur Beschreibung der Stoffumwandlung im Gärprozess. Die Messgrößen sind meist einfach bestimmbar. Nachteilig ist, dass die anaerobe Abbaubarkeit verschiedener organischer Stoffe nicht berücksichtigt wird. Anlagen mit hohen Anteilen nicht abbaubarer oTS (z. B. Lignin) zeigen dadurch geringere oTS-Abbaugrade. Somit ist die Vergleichbarkeit von Biogasanlagen mit unterschiedlichen Einsatzstoffmischungen eingeschränkt.

3.4.1.3 Bewertung mittels FoTS-Ausbeute

Die FoTS-Ausbeute beschreibt, welcher Anteil des Methanbildungspotentials der im Substrat enthaltenen fermentierbaren organischen Trockensubstanz im Gärprozess ausgebeutet wurde. Dazu wird der Anteil der oTS abgeschätzt, welcher unter anaeroben Bedingungen abgebaut werden kann.

Eine Methode für diese Abschätzung für Energiepflanzen wurde von Weißbach basierend auf Futterwertanalysen entwickelt (Weißbach und Strubelt, 2008a, 2008b, 2008c). Dafür wird im ersten Schritt der fermentierbare Anteil der oTS über Substrat-individuelle Korrelationsgleichungen bestimmt. Für den damit bestimmten abbaubaren Anteil des oTS, der fermentierbaren organischen Trockensubstanz (FoTS), wurde von Weißbach ein Methanpotential für die hier untersuchten Substrate von $420 \text{ L}_{\text{CH}_4} / \text{kg}_{\text{FoTS}}$ hergeleitet. Die FoTS-Ausbeute errechnet sich dann als Quotient aus der tatsächlich in der Biogasanlage gebildeten Methanmenge (Methanausbeute) und dem Methanpotential der mit dem Substrat zugeführten FoTS im untersuchten Zeitraum. Die Methanausbeute kann aus der produzierten Strom-

menge errechnet werden. Methanverluste im Prozess erscheinen somit als erniedrigte FoTS-Ausbeute. Die praktische Berechnung ist in Kapitel 14.2.3 der Onlinebroschüre beschrieben.

Die Methode ist kostengünstig und liefert schnell Ergebnisse. Durch die Berücksichtigung der Fermentierbarkeit unterschiedlicher Substrate wird ein Vergleich von Biogasanlagen mit unterschiedlichen Arten von Einsatzstoffen möglich. Allerdings sind nicht für alle Substrate Korrelationsgleichungen zur Berechnung der FoTS verfügbar. In diesen Fällen wurden im BMP III die Methanpotentiale aus Biogasertragstest zur Berechnung des fermentierbaren Anteils herangezogen.

3.4.1.4 Bewertung mittels Methanausbeute und absolutem und relativem Restmethanpotential

Die Gemeinsamkeit der Kenngrößen „relative Methanausbeute“ und „relatives Restmethanpotential“ besteht darin, dass sich beide Kennzahlen auf Potentiale beziehen, die mit Biogasertragstest bestimmt wurden. Damit liefern sie Ergebnisse, die am nächsten an die Realität heranreichen. Der Test ist zwar relativ zeitaufwändig, aber auf Basis der VDI-Richtlinie 4630 (Verein Deutscher Ingenieure, 2006) und der VDLUFA-Methodenbeschreibung (VDLUFA, 2011) weitgehend standardisiert. Die Ergebnisse von Gärtests zeigen eine Abhängigkeit von einigen Parametern wie z. B. den Eigenschaften des Inokulums. Die erwähnten Abhängigkeiten und die Übertragbarkeit von Ergebnissen aus Biogasertragstests im Batch-Maßstab auf kontinuierliche Prozesse sind Gegenstand aktueller Forschung (Weinrich und Murphy, 2018).

Vorteilhaft am durch den Biogasertragstest bestimmten Methanpotential ist, dass auf dessen Basis eine direkte Aussage zur Fermentierbarkeit der Biomasse unter anaeroben Bedingungen getroffen werden kann. Durch die Berücksichtigung der Fermentierbarkeit der einzelnen Substrate über deren individuelles Methanpotential ist ein substratunabhängiger Vergleich von Biogasanlagen möglich. Die Ergebnisse lassen sich für die Auslegung von Biogasanlagen nutzen.

Das absolute Restmethanpotential im Gärrest gibt an, wieviel m^3 Methan pro kg_{OTS} im Biogasertragstest bei 37°C innerhalb von 60 Tagen gebildet werden. Das relative Restmethanpotential errechnet sich aus dem Verhältnis von absolutem Restmethanpotential und Methanausbeute in der Anlage (vgl. VDI-Richtlinie 4630, Verein Deutscher Ingenieure, 2006).

(4)

$$\text{rel. Restmethanpotential} = \frac{\text{abs. Restmethanpotential im Gärrest} [\text{m}^3]}{\text{Methanertrag der Anlage} [\text{m}^3]} \cdot 100\%$$

Die relative Methanausbeute wird berechnet über die im Gärprozess gebildete Methanmenge in Bezug zum zugeführten Methanpotential via Substrat, jeweils im Bilanzzeitraum. Diese Kennzahl erlaubt eine direkte Aussage zur Effizienz hinsichtlich der Bildung von Methan im Gärprozess. Da die im kontinuierlichen Gärprozess erzeugte Methanmenge ins Verhältnis zu dem im Biogasertragstest ermittelten Methanpotential gesetzt wird, können die berechneten Werte für die relative Methanausbeute allerdings Werte über 100% annehmen.

$$\text{rel. Methanausbeute} [\%] = \frac{\text{produzierte Menge Methan} [\text{m}^3]}{\text{Methanpotential im Substrat} [\text{m}^3]} \cdot 100\% \quad (5)$$

Während das relative Restmethanpotential eine Aussage darüber trifft, wie viel Methanpotential mit dem Gärrest verloren geht, erfasst die Ausbeute zusätzlich Verluste aufgrund von z. B. Gasleckagen. Um eine hohe Aussagekraft der Ergebnisse sicherzustellen, sollten mit der Bestimmung nur erfahrene Labore beauftragt werden, welche die Methode nach VDLUFA oder VDI 4630 verwenden und regelmäßig erfolgreich an Ringversuchen teilnehmen.

3.4.1.5 Bewertung mittels anaerobem energetischen Umsatzgrad und anaerobem energetischer Ausbeute

Die Berechnung dieser Kennzahlen erfolgt auf Grundlage der in den einzelnen Stoffströmen enthaltenen (chemischen) Energie. Die genaue Berechnungsvorschrift ist in Kapitel 14.2.4 der Onlinebroschüre zu finden. Bei der anaeroben energetischen Ausbeute wird die Energie im gebildeten Biogas der anaerob umwandelbaren Energie der Substrate gegenübergestellt. Der anaerobe energetische Umsatz hingegen zeigt, wie viel der zugeführten und unter anaeroben Bedingungen umwandelbaren Energie im Gärprozess tatsächlich umgewandelt wurde. Hierfür wird die Differenz zwischen der mit den Substraten zugeführten Energie und der mit dem Gärrest abgeführten Energie berechnet, jeweils integriert über den betrachteten Bilanzzeitraum.

Der Anteil anaerob umwandelbarer Energie im Substrat errechnet sich aus der Gesamtenergie des Substrates, welche mittels Analyse des Brennwertes ermittelt werden kann, abzüglich der nicht anaerob umwandelbaren Energie im Substrat. Letzterer wird über eine Korrelationsgleichung aus dem Ligninanteil im Gärrest geschätzt. Da Lignin im Gärprozess nicht abgebaut wird, muss die Ligninmenge im Gärrest bereits in den Substraten enthalten gewesen sein. Entsprechend wird der Ligninmenge im Gärrest eine Energiemenge zugeordnet, welche im Prozess nicht umgesetzt werden kann. Diese Bestimmungsmethode für den anaerob nicht umwandelbaren Energieanteil kann nur dann angewandt werden, wenn der Prozess sich im stationären Zustand befindet und Lignin der einzige organische Stoff im Gärrest ist, der anaerob nicht abgebaut wird.

Sowohl die anaerobe energetische Ausbeute als auch der anaerobe energetische Umsatz sind relativ schnell und kostengünstig bestimmbare Kennzahlen. Durch Berücksichtigung des anaerob umwandelbaren Energieanteils werden Biogasanlagen mit unterschiedlicher Fermentierbarkeit der Substrate vergleichbar. Die Schätzung des Ligninanteils ist jedoch relativ ungenau: der mittlere quadratische Schätzfehler für den Ligninanteil an der oTS beträgt ca. 9% (absolut). Der anaerobe energetische Umsatz ist einfacher zu bestimmen als die Ausbeute, erlaubt aber keine Aussage darüber, wie viel der umgewandelten Energie tatsächlich im Zielprodukt Methan gebunden wurde. Die anaerobe energetische Ausbeute hingegen erlaubt eine direkte Aussage zur Effizienz der Energieumwandlung im Gärprozess. Nicht genutzte Methanmengen (z. B. Verlust durch Leckage oder Überdrucksicherungen) erscheinen als erniedrigte Ausbeute, während der Umsatz gleichbleibt. Aus der Differenz von Umsatz und Ausbeute kann derjenige Energieanteil im

Substrat berechnet werden, der im Gärprozess in Wärme und/oder Entropie umgewandelt wurde.

3.4.1.6 Vergleich der Kennzahlen zur Bewertung des Gärprozesses

Eine vergleichende Übersicht über die vorgestellten Methoden für die Bewertung des Gärprozesses zeigt Tabelle 3-7. Für den Vergleich verschiedener Biogasanlagen muss die individuelle anaerobe Abbaubarkeit der Substrate berücksichtigt werden. Alle Methoden außer dem oTS-Abbaugrad sind dafür geeignet.

Die Methoden unterscheiden sich hinsichtlich des zeitlichen und finanziellen Aufwands. Der zeitliche Aufwand für die Bestimmung ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn sich der zu untersuchende Gärprozess im stationären Zustand befindet. Davon ist nach Ablauf von etwa drei hydraulischen Verweilzeiten im Fermentersystem ohne (signifikante) Änderung von Substratmenge und -zusammensetzung und ohne nennenswerte Betriebsstörungen auszugehen. Wird die betreffende Anlage hingegen nach einer größeren Betriebsstörung wieder angefahren oder wurden erhebliche Änderungen in der Substratauswahl vorgenommen, muss der Prozess ohnehin über einen längeren Zeitraum betrachtet werden, sodass der Zeitaufwand für die Bestimmungsmethode selbst in den Hintergrund tritt.

3.4.2 Darstellung verfügbarer Methoden zur Bewertung des Gesamtprozesses

Im Folgenden werden mit dem Brennstoffausnutzungsgrad und dem Benchmarksystem Biogas zwei Methoden vorgestellt, welche eine Bewertung des Gesamtprozesses aus Biogasproduktion und Biogasverwertung ermöglichen. Die Ergebnisse des Benchmarksystem Biogas werden in der späteren Auswertung für den Vergleich der untersuchten Biogasanlagen verwendet.

3.4.2.1 Brennstoffausnutzungsgrad

Der Brennstoffausnutzungsgrad ist eine Kenngröße zur Bewertung des Gesamtprozesses von Biogasproduktion und -verwertung. Er berechnet sich als Quotient aus allen im Bilanzzeitraum nutzbar abgegebenen Energien (Methan oder Strom und Wärme) und der gesamten zugeführten Energie (Substrat). Die nutzbar abgegebene Energie berücksichtigt die zur Biogasproduktion benötigte Energie (Eigenstrombedarf, Eigenwärmebedarf). Der Bezug auf die zugeführte Energie (messbar als Brennwert der Substrate) stellt eine leicht zugängliche und objektive Bewertungsgrundlage dar. Unabhängig vom tatsächlichen Konversionspfad (thermochemisch, biochemisch) kann so ein technologieübergreifender Vergleich stattfinden.

Tabelle 3-7: Vergleich von Kennwerten zur Beurteilung der Effizienz des Gärprozesses

Kennwert	oTS-Abbaugrad	FoTS-Ausbeute	Restmethanpotential	Methan-ausbeute	Anaerober energetischer Umsatzgrad	Anaerobe energetische Ausbeute
Zu bestimmende Stoffströme	Substrat, Gärrest	Substrat, Biogas	Substrat, Gärrest	Substrat, Biogas	Substrat, Gärrest	Substrat, Biogas, Gärrest
Analyseparameter Substrat	Masse, TS, oTS	Masse, TS, oTS, ggf. Rohfasergehalt	Masse, TS, oTS, Methanpotential	Masse, TS, oTS, Methanpotential	Masse, TS, Brennwert	Masse, TS, Brennwert
Analyseparameter Biogas	-	Masse/Volumen, Methangehalt	-	Masse/Volumen, Methangehalt	-	Masse/Volumen, Methangehalt
Analyseparameter Gärrest	Masse, TS, oTS	-	Masse, TS, oTS, Methanpotential	-	Masse, TS, oTS, Brennwert	Masse, TS, oTS, Brennwert
Berücksichtigung anaerober Abbaubarkeit	keine	Fermentationsquotient	Methanpotential im Gärtest	Methanpotential im Gärtest	Schätzung des Ligninanteils	Schätzung des Ligninanteils
Zeitlicher Aufwand für Analysen	ca. 2 Tage	ca. 2 Tage	ca. 60 Tage	ca. 35 Tage	ca. 2 Tage	ca. 2 Tage
Vorteile	etablierte Methode, Vergleich zu Literaturangaben möglich	einfache Bestimmung des fermentierbaren Anteils der Substrate	etablierte Methode, Vergleich zu Literaturangaben möglich	etablierte Methode, Vergleich zu Literaturangaben möglich	durch Bezug auf Energie unabhängig von stofflicher Struktur	durch Bezug auf Energie unabhängig von stofflicher Struktur
Nachteile	keine Berücksichtigung der anaeroben Abbaubarkeit	nicht für alle Substrate anwendbar	zeitaufwändig	zeitaufwändig	Ligninschätzung relativ ungenau	Ligninschätzung relativ ungenau

Der Brennstoffausnutzungsgrad bewertet die gesamte Prozesskette von Biogasproduktion und Biogaskonversion. Entsprechend kann keine eindeutige Aussage getroffen werden, ob der Brennstoffausnutzungsgrad beispielsweise aufgrund geringer Betriebsstunden eines technisch unzureichenden Konversionsaggregates, nicht identifizierter Gasleckagen oder eines mangelhaften Abbaus der zugeführten verfügbaren Organik limitiert ist.

Zur eingehenden Interpretation des ermittelten Brennstoffausnutzungsgrades können die Arbeitsausnutzung und die Kapazitätzahl berechnet werden. Die Kapazitätzahl beschreibt das Verhältnis der installierten Verstromungs- und Wärmeleistungen aller Konversionsaggregate zur zugeführten stündlichen Substratenergiemenge. Dadurch können Rückschlüsse über die Ausgewogenheit zwischen Gasproduktion und Gasverwertung gezogen werden. Die Arbeitsausnutzung setzt die tatsächlichen nutzbar abgegebenen Strommengen (Einspeisezähler) und Wärmemengen (Zähler für Wärmeabsatz) zu den theoretisch produzierbaren Energiemengen im Betrachtungszeitraum ins Verhältnis. Die Zerlegung des Brennstoffausnutzungsgrades in eine leistungs- und eine arbeitsbezogene Kennzahl ermöglicht die grafische Darstellung der erzielten energetischen Effizienz (Fischer et al., 2016).

3.4.2.2 Benchmarksystem Biogas – Methode für den Anlagenvergleich im BMP III

Als Basismethode im BMP III zur Bewertung des Anlagenzustands und des Betriebserfolgs kam das an der LfL entwickelte „Benchmarksystem für Biogasanlagen“ zur Anwendung (Buschmann et al., 2013). Unter „Anlagenzustand und Betriebserfolg“ wird in diesem Zusammenhang die Effizienz der Prozesskette für die Erzeugung und die Verwertung von Biogas verstanden, wobei der Begriff der Effizienz in einem weiter gefassten, übergreifenden Sinne verwendet wird – wie in der Ökonomie üblich (vgl. z. B. Feess et al., 2014). Der Nutzen einer solchen Bewertung des Anlagenzustandes besteht darin, gegebenenfalls Schwachstellen erkennbar zu machen und daraus möglichst effektive Verbesserungsmaßnahmen abzuleiten. Was erfahrene Anlagenbetreiber zum Teil „intuitiv“ durchführen, wird auf diese Weise systematisiert, so dass beispielsweise ein Beratungsge-

spräch gezielter erfolgen kann (Effenberger et al., 2014). Voraussetzung für die Nutzbarkeit einer solchen Methode ist, dass ausreichend valide Daten von der Biogasanlage zur Verfügung stehen.

In der Methode werden Elemente aus der Fuzzy-Mathematik mit Expertensystemen kombiniert (Djatkov et al., 2012; Djatkov et al., 2014). Das Ergebnis des Anlagenvergleichs ist prinzipiell unabhängig von der gewählten Stichprobe und in einen qualitativen und quantitativen Aspekt unterteilt. Die qualitative Bewertung mittels der vier Effizienzklassen „sehr gut“/„gut“/„ausreichend“/„ungenügend“ macht Schwachstellen sofort erkennbar und ist wie folgt zu interpretieren:

- „Sehr gut“: Hervorragende Bewertung → praktisch keine Verbesserung möglich;
- „Gut“: Gute Bewertung → keine Schwachstelle, aber Verbesserung möglich;
- „Ausreichend“: Ausreichende/durchschnittliche Bewertung → Schwachstelle vorhanden, Verbesserung empfohlen;
- „Ungenügend“: Ungenügende Bewertung → schwerwiegender Mangel vorhanden, Verbesserung dringend erforderlich.

Für die quantitative Bewertung wird ein Effizienzwert zwischen 0 und 100 berechnet. Anhand dieses Effizienzwertes können unterschiedliche Anlagen aufgereiht werden oder es kann eine einzelne Anlage in verschiedenen Stadien evaluiert werden. Die Methode verwendet ein System eindeutig definierter Kennzahlen, wie in Abbildung 3-3 (oberer Teil) schematisch dargestellt. Aus den vier Kennzahlen/Kriterien „Relative Biogasausbeute“, „Methanproduktivität“, „Leistungsausnutzung“ und „Methan-Nutzungsgrad“ errechnen sich insgesamt sieben Bewertungen: für jeweils zwei Kriterien in den beiden Kategorien „Biogasproduktion“ und „Biogasverwertung“, plus die zusammenfassende Bewertung in diesen beiden Kategorien, plus die Gesamtbewertung (4 + 2 + 1 = 7). Um bei der Zusammenfassung der Kriterien eine Kompensation auszuschließen, wurde ein Regelwerk verfasst. Für die Zusammenfassung zweier Kriterien in vier Effizienzklassen sind jeweils 16 Regeln erforderlich (siehe unten).

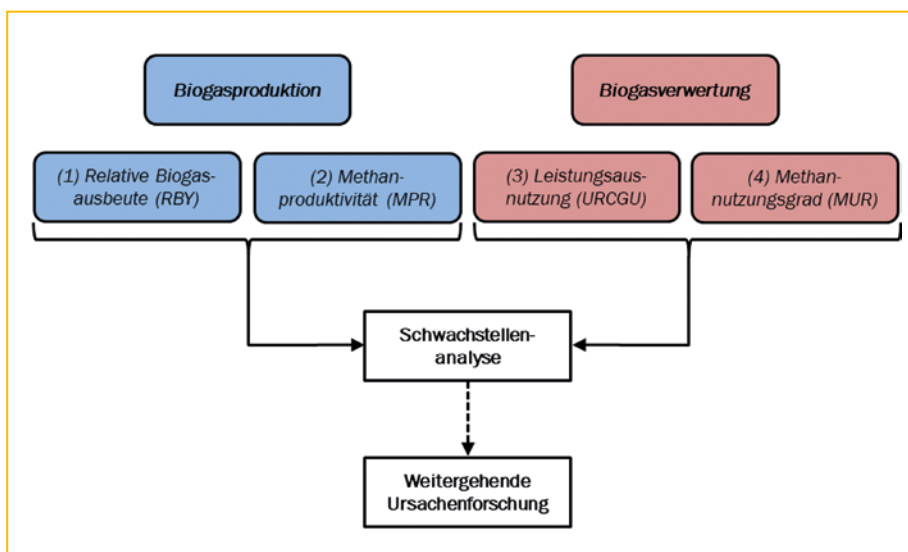


Abbildung 3-3: Schema der Bewertungskriterien/Kennzahlen, welche für die individuelle Schwachstellenanalyse und Ursachenforschung sowie vergleichende Bewertung der Biogasanlagen im Messprogramm verwendet wurden

Basis der Bewertung sind die sogenannten Zugehörigkeitsfunktionen zu den vier Effizienzklassen für die einzelnen Kennwerte. Verwendet werden jeweils trapezoidale Funktionen. Die „fuzzyfizierten“, d. h. in Fuzzy-Zahlen umgewandelten Kennwerte werden hierfür normiert. Eine wichtige Eigenschaft der Methode besteht darin, dass mit den Fuzzy-Kennzahlen die Messgenauigkeit der Bewertungskriterien abgebildet werden kann. Für deren Abschätzung wurde eine Fehlerrechnung durchgeführt.

Die Zugehörigkeitsfunktionen und ein Beispielset von Kennwerten, die Regeln für die Zusammenfassung der Bewertung in den Kategorien Biogasproduktion bzw. Biogasverwertung sowie die Regeln für die Ableitung der Gesamtbewertung werden ergänzend in der Online-Version dieser Broschüre in Kapitel 3.4.2.2 dargestellt.

Logischerweise können nur solche Bewertungsergebnisse miteinander verglichen werden, die mit identischen Sätzen von Zugehörigkeitsfunktionen und Regeln ermittelt wurden. Für die Anwendung als Basismethode für das BMP III gelten Besonderheiten bzw. Anpassungen des Benchmarksystems, die im Folgenden erläutert werden.

1. Die Effizienzklassen können bei Bedarf an den Stand der Technik/Wissenschaft angepasst werden. Für das BMP III wurde die Relative Biogasausbeute (RBY) erstmals auf Basis der FoTS evaluiert, um den Einfluss der Substratauswahl auf das Bewertungsergebnis zu minimieren.
2. Das Bewertungsergebnis kann unabhängig von der Stichprobe gehalten oder an eine Stichprobe von Biogasanlagen angebunden werden. Letzteres wurde für das BMP III getan, indem die Relative Biogasausbeute auf den Wertebereich skaliert wurde, der von den 60 untersuchten Anlagen abgedeckt wird: d. h. die Anlage mit der geringsten RBY markiert den unteren Rand und diejenige mit der höchsten RBY den oberen Rand der Skala der Zugehörigkeitsfunktionen.
3. Die Verwendung der Methanproduktivität (MPR) als Kriterium birgt das Problem, dass diese stark von der Raumbelastung und damit von der Auswahl der Einsatzstoffe abhängt. Insbesondere Anlagen mit hohem Gülleanteil würden hierdurch systematisch benachteiligt. Für die Bewertung wurde deshalb gegebenenfalls der nominale Wert für die Methanproduktivität in Abhängigkeit vom Gülleanteil angepasst.
4. Mit der zunehmenden Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas wird es methodisch schwieriger, einen vergleichbaren Ausnutzungsgrad für das BHKW zu berechnen. Für die vorliegende Auswertung wurde deshalb die „Leistungsausnutzung“ herangezogen, definiert als das Verhältnis von mittlerer erzielter elektrischer BHKW-Leistung und elektrischer Höchstbemessungsleistung. Damit bleibt allerdings das Problem bestehen, dass Anlagen, die „nach Fahrplan“ Strom erzeugen, systematisch benachteiligt werden (z. B. BGA 31).
5. Die Zugehörigkeitsfunktionen für den Methan-Nutzungsgrad (MUR) sind im Gegensatz zu denen der anderen Bewertungskriterien nicht fix, sondern werden in Abhängigkeit des elektrischen BHKW-Wirkungsgrades, $\%(\eta_e)$ und

des anteiligen Wärmeeigenbedarfs, $\%(EWB)$ der jeweiligen Biogasanlage festgelegt. Die MUR-Werte zwischen zwei Effizienzklassen, die jeweils eine Zugehörigkeit von 0,5 zu den nebeneinander liegenden Klassen haben, werden auf Basis des elektrischen Wirkungsgrades, des anteiligen Eigenwärmebedarfs und eines unvermeidbaren Verlustanteils berechnet.

6. Messwerte für EWB waren nur für 30 von 61 Biogasanlagen verfügbar (vgl. Kapitel 6.5). Um die Zahl der mit der Basismethode zu bewertenden Anlagen zu maximieren, wurde für 21 Anlagen der Wärmeeigenbedarf für die Beheizung der Gärbehälter in Abhängigkeit von den drei Kriterien Gülleanteil im Substratmix, Temperaturbereich und Fermenterform geschätzt, wie in den folgenden Tabellen 3-8 bis 3-10 dargestellt.
7. Durch die Regeln für die Zusammenfassung der Bewertungen können Präferenzen für einzelne Bewertungskriterien gesetzt werden. Die im BMP III verwendeten Regeln gewichten in der Kategorie Biogasproduktion den Ausnutzungsgrad des Biogaspotentials der Einsatzstoffe (= Relative Biogasausbeute) stärker als die Methanproduktivität; in der Kategorie Biogasverwertung wird der Verwertungsgrad des erzeugten Methans stärker gewichtet als die Leistungsausnutzung des BHKW. Für die Beurteilung von Repowering-Maßnahmen an solchen Anlagen, die im Messprogramm über zwei Jahre gemessen werden konnten, wurde die Basismethode nach dem in Abbildung 3-4 gezeigten Schema eingesetzt, um den Anlagenstatus im Ausgangszustand und nach erfolgtem Repowering zu bewerten. Man kann hierbei gegebenenfalls eine prognostische Bewertung vornehmen. Bestünde beispielsweise eine Schwachstelle bei der Biogasausbeute und soll diese durch eine Substrataufbereitung beseitigt werden, könnte man betrachten, wie stark RBY steigen muss, damit eine gute Bewertung für die Biogasproduktion erzielt wird.

Das Benchmarksystem Biogas wurde in die Webanwendung „Biogas Doc“ umgesetzt, die als Alpha-Version vorliegt (Effenberger et al., 2014). Personen, die Interesse an einem Zugang zum Biogas Doc oder zum Bewertungsalgorithmus haben, können sich diesbezüglich an das Institut für Landtechnik der LfL wenden.

Da die Alpha-Version des „Biogas Doc“ lediglich die Auswertung jeweils einer einzelnen Anlage erlaubt, wurde diese für die Anwendung im BMP III um ein Skript erweitert, mittels dessen der gesamte Datensatz der zu bewertenden Anlagen eingeleiten und verrechnet werden konnte. Die Eingangsdaten wurden hierfür mittels Abfragen aus der Projekt-Datenbank in die passende tabellarische Form gebracht.

3.4.3 Berechnung weiterer Kennzahlen

Für den Anlagenvergleich und die anlagenspezifischen Datenblätter wurden noch weitere Kennzahlen berechnet. Die Berechnungen erfolgten nach gängigen Methoden und sind in Kapitel 14.2.5 der Onlinebroschüre ausführlich beschrieben.

Tabelle 3-8: Fallklassifizierung für die Kriterien „Gülleanteil“, „Temperaturbereich“ und „Fermenterform“ zur Abschätzung des Eigenwärmebedarfs

Klassifizierung	Gülleanteil im Substratmix [%]	Klassifizierung	Prozesstemperatur im Fermenter [°C]	Fermenterform
NawaRo	≤ 30	Mesophil	< 48	Liegend
Gemischt	30 < GA ≤ 80	Thermophil	≥ 48	Stehend
Gülle	> 80			

Tabelle 3-9: Fallklassifizierung des Eigenwärmebedarfs in Abhängigkeit der Kriterien „Gülleanteil“, „Temperaturbereich“ und „Fermenterform“

Fall	Gülleanteil	Temperaturbereich	Fermenterform	EWB-Klasse
1	NawaRo	Thermophil	Liegend	Hoch
2	NawaRo	Mesophil	Liegend	Mittel
3	Gemischt	Thermophil	Liegend	Hoch
4	Gemischt	Mesophil	Liegend	Mittel
5	Gülle	Thermophil	Liegend	Hoch
6	Gülle	Mesophil	Liegend	Hoch
Fall	Gülleanteil	Temperaturbereich	Fermenterform	EWB-Klasse
7	NawaRo	Thermophil	Stehend	Mittel
8	NawaRo	Mesophil	Stehend	Gering
9	Gemischt	Thermophil	Stehend	Hoch
10	Gemischt	Mesophil	Stehend	Mittel
11	Gülle	Thermophil	Stehend	Hoch
12	Gülle	Mesophil	Stehend	Hoch

Tabelle 3-10: Abschätzung des anteiligen Eigenwärmebedarfs nach drei Fällen

Eigenwärmebedarf-Klasse	EWB [%]
Gering	10
Mittel	20
Hoch	30

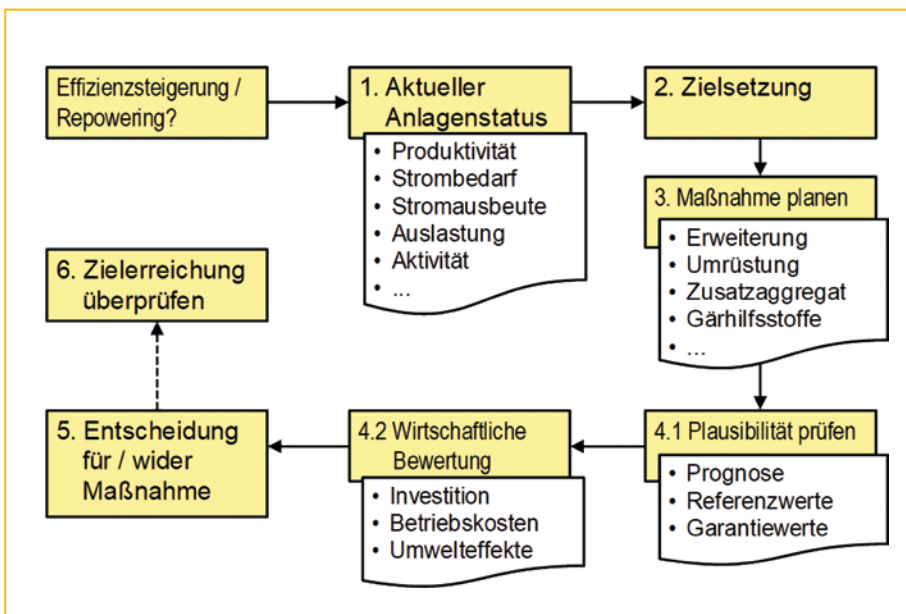


Abbildung 3-4: Schema für ein systematisches Vorgehen bei der Auswahl und Evaluierung von Repowering-Maßnahmen an Biogasanlagen

3.5 Ökonomie – Betriebszweigabrechnung

Wie bereits erwähnt, ist eine Steigerung der energetischen Effizienz nicht zwangsläufig mit einer verbesserten ökonomischen Situation der jeweiligen Anlage verbunden. Für eine ganzheitliche Bewertung ist daher die Analyse der Wirtschaftlichkeit ein sehr wesentlicher Aspekt.

In landwirtschaftlich geprägten Unternehmen wird zur Bilanzierung des ökonomischen Erfolges eines Betriebszweiges bzw. des gesamten Betriebes eine Kosten- und Leistungsrechnung (KLR) erstellt. Ein landwirtschaftlich geprägtes Unternehmen ist „[...] eine organisatorische Gesamteinheit von Produktionsfaktoren zur Erzeugung von einem oder mehreren Produkten und zur Erbringung von Leistungen in einem technisch und räumlich zusammenhängenden Bereich.“ (DLG, 2004) Ein Betriebszweig ist dabei „[...] ein auf die Produktion eines oder mehrerer Produkte oder die Erbringung von Leistungen ausgerichteter Teilbereich eines landwirtschaftlich geprägten Unternehmens beliebiger Rechtsform.“ (DLG, 2004) Betriebszweige in landwirtschaftlich geprägten Unternehmen sind hiernach in der Außenwirtschaft z. B. der Marktfrucht- oder Futterbau oder der Anbau von Dauerkulturen, in der Tierhaltung z. B. die Haltung von Rindern zur Milchproduktion oder zur Mast. Daneben gibt es eine Reihe sonstiger Betriebszweige, zu welchen neben Hofläden, landwirtschaftlichen Fuhrunternehmen oder Vermietung und Verpachtung auch die Energierzeugung und damit der Betriebszweig Biogas zählt.

Für Biogasanlagen wird die KLR als Betriebszweigabrechnung (BZA) Biogas bezeichnet. Definiert wird dabei die Betriebszweigabrechnung als „[...] Darstellung der Leistungen (zuzüglich öffentlicher Direktzahlungen) und Kosten eines Betriebszweiges und dazugehöriger monetärer und natürlicher Ergänzungsdaten.“ (DLG, 2004) Mithilfe der BZA Biogas soll dem Biogas-Unternehmer ein unverfälschter Blick auf die Rentabilität seiner Biogasanlage ermöglicht werden. Ziel ist es, dass der Biogas-Unternehmer seinen Erfolg nach betriebswirtschaftlichen Kriterien einschätzen kann und in der Lage ist, mögliche Rentabilitätsrisiken frühzeitig zu erkennen, um diesen entgegensteuern zu können (Strobl, 2011). Da die BZA Biogas eine KLR ist, wird sie dem internen Rechnungswesen zugeordnet.

Aufgabe der KLR ist es, alle Kosten- und Leistungsströme innerhalb eines Unternehmens zu planen, zu dokumentieren und zu kontrollieren (Strobl, 2011). Das Ziel ist dabei die Ermittlung des (Perioden-) Erfolges, Adressat ist die Unternehmensführung. Der Unterschied zum steuerlichen Jahresabschluss ist, dass die KLR nicht in Erträge und Aufwände kategorisiert, sondern Kosten und Erlöse als Rechnungsgrößen verwendet. In der Kostenrechnung wird der bewertete Güterverbrauch dargestellt und die Erlösrechnung befasst sich mit den bewerteten erbrachten Leistungen, welche beide ihren Ursprung in der betrieblichen Leistungserstellung haben. Demnach ist der Unterschied zwischen der KLR und dem externen Rechnungswesen, dass sich die KLR nur auf die eigentliche Geschäftstätigkeit des Unternehmens bezieht. Aus der Gegenüberstellung der Kosten und Leistungen wird in der KLR das Betriebsergebnis ermittelt. Das Betriebsergebnis ist dabei nicht mit dem Gesamterfolg des Unternehmens zu verwechseln, welcher auf Grundlage von handels- und steuerrechtlichen Vorschriften ermittelt wird (Strobl, 2011).

Ein weiterer wichtiger Punkt ist, dass in der KLR zwischen kalkulatorischen und pagatorischen Kosten unterschieden wird. Dabei werden unter kalkulatorischen Kosten Positionen verstanden, die nicht mit realen Geldströmen übereinstimmen und folglich nicht in der Gewinn- und Verlustrechnung (externes Rechnungswesen) auftreten. Pagatorische Kosten sind die Kosten, welche durch reale Auszahlungsströme verursacht werden. Der kalkulatorische Gewinn bezeichnet die Differenz zwischen Leistungen und Kosten und der pagatorische Gewinn nur die mit realen Geldströmen verbundenen Kosten und Leistungen (Strobl, 2011). Da die kalkulatorischen Kosten und Erlöse für eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit der eigentlichen Leistungserbringung eines Unternehmens unabdingbar sind, werden diese in der KLR in den Berechnungen mit einbezogen. Die für die BZA Biogas zu erfassenden kalkulatorischen Erlöse und Kosten werden in der Online-Version dieser Broschüre näher erläutert, ebenso alle für die BZA Biogas zu erfassenden, pagatorischen Erlösen und Kosten. Die beiden Begrifflichkeiten zahlungswirksam und pagatorisch werden dabei synonym verwendet.

3.5.1 BZA Biogas-Grundlagen

Mittels der BZA Biogas werden folgende Ziele verfolgt (Strobl, 2011):

- Erfolgsermittlung der Biogaserzeugung nach betriebswirtschaftlichen Kriterien
- Aufdecken von möglichen Kostenrisiken
- Aufzeigen von Veränderungen, welche den Erfolg beeinflussen können
- Analysieren der Stärken und Schwächen der Biogaserzeugung

Die BZA-Biogas verfolgt also das rein betriebswirtschaftlich orientierte Ziel, die technische und ökonomische Effizienz der Biogaserzeugung zu bewerten und einzuordnen, um sie dadurch zu steigern. Die BZA-Biogas ist eine „ex post“ Betrachtung, d. h. es erfolgt eine Analyse des abgelaufenen Kalender- oder Wirtschaftsjahres. Die BZA Biogas wird in der Regel jährlich erstellt. Die Wahl des Stichtags sollte sich dabei an der Finanzbuchführung orientieren. Zur Erstellung der BZA Biogas wird das Kontenplanverfahren verwendet, welches zur Systematisierung der Geschäftsvorfälle Kontenpläne bei der Verbuchung verwendet. Da es für die Bewertung von kalkulatorischen Kosten verschiedenste Bewertungsverfahren gibt, hat der DLG-Ausschuss Biogas grundsätzliche Empfehlungen zur Bestimmung der wichtigsten kalkulatorischen Kosten getroffen, welche bei der Berechnung der BZA Biogas verwendet werden (Strobl, 2011). Hierbei werden sowohl Perioden- als auch die Stückkosten des Betriebszweiges Biogas ermittelt. Dazu wird neben einer Kostenträgerzeitrechnung auch eine Kostenträgerstückrechnung durchgeführt.

Die Kostenträgerzeitrechnung bezeichnet eine Periodenrechnung, in welcher – nach Leistungsart gegliedert – die in Gesamtheit angefallenen Kosten einer Abrechnungsperiode bzw. eines Bewertungszeitraums (üblicherweise zwölf Monate) und deren Verteilung auf die einzelnen Kostenträger bestimmt wird (Macha, 2011). Die BZA Biogas weist hierbei die Kosten und Erlöse in zwei verschiedenen Ebenen aus. Zum einen auf Ebene der Gesamtanlage und zum anderen eine Ebene darunter, jeweils für die Kosten vor und nach der Schnittstel-

le ‚frei Eintrag‘. Zur Berechnung der Stückkosten verwendet die BZA Biogas die eingespeiste Kilowattstunde elektrisch als Kostenträger, welche die Menge an elektrischem Strom bezeichnet, die in der zu Grunde gelegten Abrechnungsperiode entgeltlich an das jeweilige Energieversorgungsunternehmen, in der Regel Verteilnetzbetreiber oder Stadtwerke, abgegeben wird (Strobl, 2011).

3.5.2 Aufbau und Methodik der BZA Biogas

Die Auswertung der BZA-Biogas erfolgt im BMP III mit dem LfL-Programm BZA Biogas, welches vom Institut für Agrarökonomie der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft entwickelt wurde mit dem Ziel, anlagenübergreifende vertikale und horizontale Vergleiche bundesweiter BGA zu ermöglichen. Zum genauen Aufbau des LfL-Programms BZA Biogas und der Methodik der BZA sei im Detail an dieser Stelle auf das Handbuch Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen (Strobl, 2011) verwiesen. Nachfolgend werden ausgewählte Parameter für die Betriebszweigabrechnung kurz näher erläutert:

Bewertungszeitraum

Grundsätzlich kann beim Bewertungszeitraum, je nach Wahl des Stichtags, zwischen Kalenderjahren und Wirtschaftsjahren unterschieden werden. Beispielsweise kann ein Unternehmer eines landwirtschaftlich geprägten Unternehmens ein Wirtschaftsjahr mit Stichtag 30. Juni wählen, woraufhin der 1. Juli zum nächsten Wirtschaftsjahr hinzugerechnet wird. Der in dieser Broschüre für die Ökonomie relevante Bewertungszeitraum ist das Kalenderjahr 2017. Um dennoch Anlagen berücksichtigen zu können, die Wirtschaftsjahre ausweisen, werden diese einem Kalenderjahr zugeordnet. Dabei werden Wirtschaftsjahre 2016/2017, die ab dem 01. Juli 2016 beginnen, dem Kalenderjahr 2017 zugeordnet.

Abschreibungen

In der BZA Biogas werden zu allen BGA jeweils ein eigenes Inventarverzeichnis erstellt, das auch den Zeitbezug der Abschreibungen enthält. Bei den Abschreibungsdauern wird sich grundsätzlich an den Tabellen der DLG (DLG-Standard) orientiert (DLG, 2006). Im Inventarverzeichnis der Anlagen in der BZA Biogas wird für verschiedene Inventargruppen dabei eine Einteilung in Abschreibungskategorien vorgenommen, deren generell verwendeten Abschreibungsdauern bzgl. der Absetzung für Abnutzung (AfA) der nachfolgenden Tabelle 3-11 entnommen werden können. Dieses Vorgehen trägt zum Ziel der besseren Vergleichbarkeit der Anlagen bei.

Tabelle 3-11: Abschreibungskategorie und Abschreibungsdauer

Abschreibungskategorie	Abschreibungsdauer [Jahre]
BHKW	7
Maschinen	8
Technik	10
Sonstiges	15
Bau	20

Speziell zu den Abschreibungsdauern der einzelnen Abschreibungskategorien ist anzufügen, dass diese im BMP III, falls vorhanden, betriebsindividuell erfasst werden, weshalb Abweichungen der Abschreibungsdauern und damit in der Höhe der jährlichen Abschreibungen gegenüber dem DLG-Standard entstehen können. Dies zeigt sich z. B. bei der Abschreibungsdauer des BHKW, welches einem hohen mechanischen Verschleiß unterliegt und eine zentrale technische Komponente einer BGA darstellt. Eine Verkürzung der Abschreibungsdauer auf fünf oder sechs Jahre ist dabei in der Praxis durchaus üblich, sofern eine Generalüberholung durchgeführt wird, aber auch eine Verlängerung der Abschreibungsdauer. Trotz dieser Abweichungen gelten die Abschreibungsdauern gemäß Tabelle 3-11 weiterhin als Maßstab, falls keine betriebsindividuellen Abschreibungen für einzelne oder alle Anlagenkomponenten vorgenommen werden.

Zinsen

Bei dem Parameter Zins handelt es sich um ein „[...] Entgelt, das Wirtschaftssubjekte für die Aufnahme von Fremdkapital bezahlen müssen“ (Simon, 2019) innerhalb eines vorher definierten Bewertungszeitraumes. Bei Nichtvorliegen der genauen Zinszahlungen werden diese Werte für die betreffenden Jahre aus den vorhandenen Parametern Kreditsumme, Zinssatz und Laufzeit errechnet. Dazu wird nachfolgende Gleichung zur Berechnung der Annuitäten [R] in Abhängigkeit von der Kreditsumme [S₀], dem Zinssatz [i] und der Laufzeit [n] (Zinsfaktor [q] = 1 + i) verwendet (Perridon et al., 2012):

$$R = S_0 \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} = S_0 \cdot \frac{q^n \cdot i}{q^n - 1} \quad (6)$$

Verkauf von Rohbiogas und Biomethan

Von dem im BMP III insgesamt 50 ökonomisch untersuchten BGA weisen insgesamt sechs Anlagen das Merkmal auf, als Hauptprodukt überwiegend bzw. ausschließlich Rohbiogas bzw. aufbereitetes Biomethan zu verkaufen. Da hier für die Berechnung der Stückkosten im BZA Biogas nicht die eingespeiste Kilowattstunde Strom herangezogen werden kann, erfolgt als Zwischenschritt für die bessere Vergleichbarkeit mit den 44 weiteren BGA vorab eine Umrechnung auf Basis des Energiegehaltes des Gases (heizwertbezogen), des Methangehaltes sowie eines standardmäßigen elektrischen Wirkungsgrades des BHKW von 40%. Dies ist bei den betreffenden Biogasanlagen in den ökonomischen Datenblättern entsprechend gekennzeichnet.

3.6 Methodische Herangehensweise zur Bestandsaufnahme der mikrobiellen Diversität in Biogasanlagen

Eine repräsentative Anzahl der in Deutschland betriebenen landwirtschaftlichen Biogasanlagen wurde bereits im Rahmen der ersten beiden Biogas-Messprogramme systematisch untersucht, um Faktoren für einen effizienten Anlagenbetrieb zu

erfassen. Schwerpunkte lagen dabei auf der Ermittlung der Energieeffizienz, des Leistungsvermögens sowie der Wirtschaftlichkeit der untersuchten Biogasanlagen. Im Rahmen des dritten Biogas-Messprogramms (BMP III) wurden u.a. diese Bewertungsaspekte um eine systematische Erfassung der in Biogasanlagen vorkommenden mikrobiellen Gemeinschaften sowie ihrer realisierten Prozesse erweitert.

Im Rahmen von BMP III wurden insgesamt 61 landwirtschaftliche Biogasanlagen untersucht, von denen 46 einer mikrobiologischen Untersuchung unterzogen wurden. Die Beprobung der jeweiligen Hauptfermenter der untersuchten Biogasanlagen erfolgte nach einer dreimonatigen stabilen Vorlaufzeit durch die Projektpartner von BMP III, Teil 1.

Biogasfermenter/-anlagen sind technische Systeme, in denen eine Vielzahl von Mikroorganismen organische Biomasse zu methanhaltigem Biogas umsetzt (Weiland, 2010; Angelidaki et al., 2011; Schnürer, 2016; Theuerl et al., 2019b). Die mikrobielle Diversität (Vielfalt) wird durch die Managementmaßnahmen der Anlagenbetreiber wesentlich beeinflusst, da diese die Lebensbedingungen für die Mikroorganismen bestimmen (Theuerl et al., 2019b). Die Nährstoffbasis für die Mikroorganismen bilden die Einsatzstoffe, deren chemische Zusammensetzung und physikalischen Eigenschaften (je nach Art, Menge und ggf. Vor-

behandlung) die verfügbare Menge an Makro- und Mikronährstoffen festlegen. Die in der Biomasse gespeicherten Polymere (z.B. Zellulose, Eiweiße und Fette) werden während der Hydrolyse zunächst in Oligo-, Di- und Monomere (z.B. Zucker, Amino- und Fettsäuren) gespalten, die während der Acido-/Acetogenese vor allem in organische Säuren (z.B. Essigsäure) sowie Kohlendioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) umgewandelt werden. Im letzten Schritt, der sog. Methanogenese, wird das energiereiche Methan entweder über den acetoklastischen oder den hydrogentrophen Stoffwechselweg gebildet (Abbildung 3-5). Die abiotische (unbelebte) Umgebung der Mikroorganismen wird durch die Fermentertechnologie (z.B. Rührkessel-, Pfropfenstrom- oder Garagenfermenter, ein- oder mehrphasige Systeme) und den Fermenterbetrieb (z.B. Raumbelastung, Verweilzeit, Temperatur) gebildet. Bei der Gestaltung der abiotischen Umgebung für die mikrobielle Gemeinschaft ist zu berücksichtigen, dass jede Population (also alle Individuen einer Art in einem spezifischen Lebensraum) nicht nur unterschiedliche Optima hinsichtlich ihrer Lebensanforderungen, sondern auch unterschiedliche Toleranzbereiche gegenüber wirkenden Umweltfaktoren aufweisen. Wenn diese Umweltfaktoren bestimmte Schwellenwerte über- oder unterschreiten, können Prozessstörungen auftreten (Theuerl et al., 2019b).

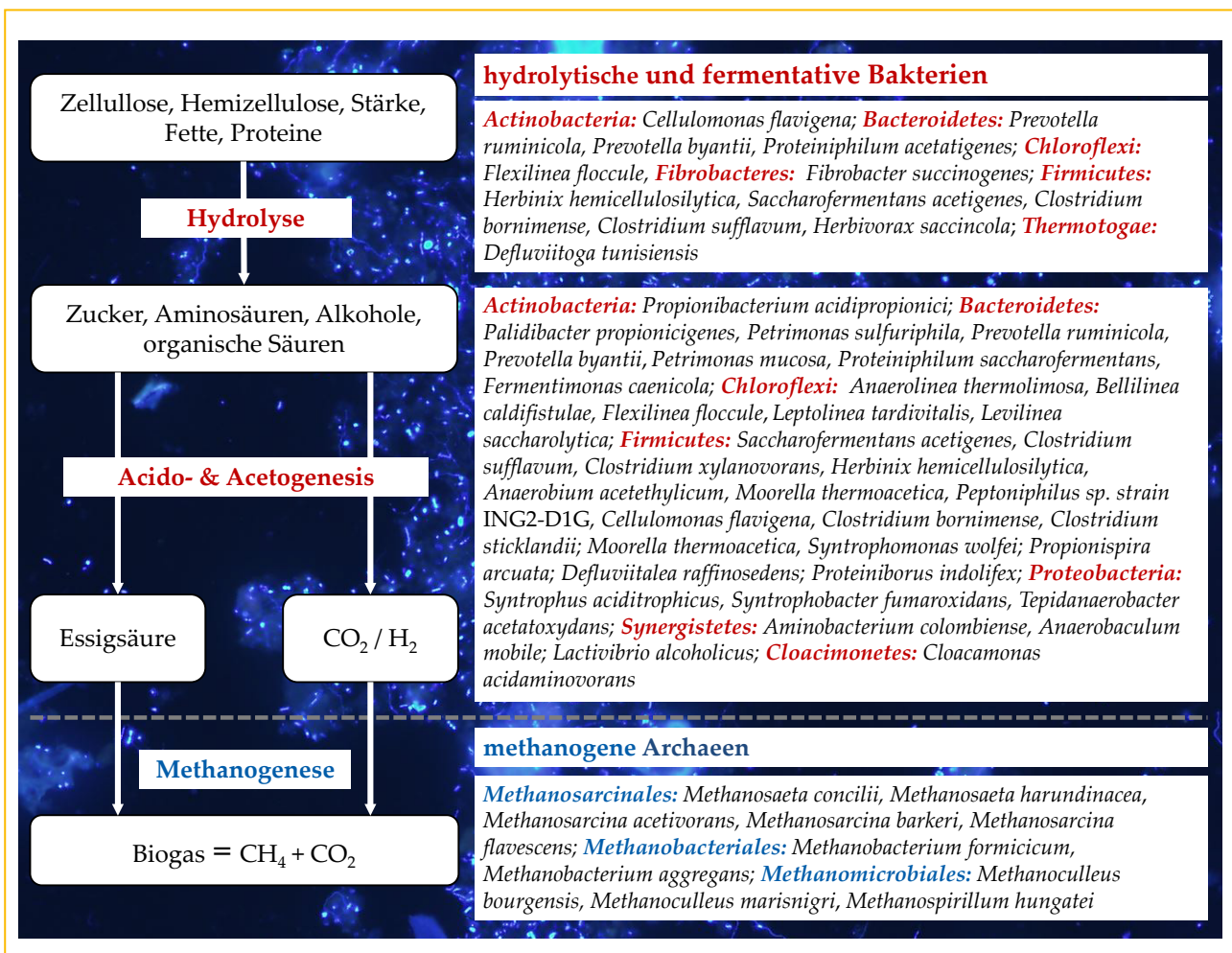


Abbildung 3-5: Zusammenstellung der derzeit beschriebenen Mikroorganismen, die an den verschiedenen Schritten des Biogasprozesses beteiligt sind. Das mikroskopische Bild im Hintergrund zeigt ein spezifisch angefärbtes Biogasmikrobiom (Foto von J. Klang). CO₂ = Kohlendioxid, H₂ = Wasserstoff, CH₄ = Methan. (übersetzt nach Theuerl et al., 2019b)

Die mikrobielle Gemeinschaft (auch Mikrobiom genannt) in Biogasanlagen besteht aus hydrolytischen und fermentativen Bakterien, methanogenen Archaeen, Viren, Pilzen und Protisten (z.B. Kröber et al., 2009; Schnürer, 2016; Theufl et al., 2019b; Heyer et al., 2019a; Dollhofer et al., 2017), wobei die beiden erstgenannten Gruppen in den vergangenen Jahren im Fokus der Forschung standen (vgl. Abbildung 3-5). Nach aktuellem Kenntnisstand sind mehr als 2.000 verschiedene Bakterien- und Archaeenarten an der Produktion von Biogas beteiligt. Jeder Biogasfermenter bildet sein eigenes Mikrobiom aus, das durch seine taxonomische, funktionelle und ökologische Diversität charakterisiert ist (Theufl et al., 2019b). Die taxonomische Diversität umfasst die Artenanzahl und -verteilung. Die funktionelle Di-

versität definiert die potenziellen (d.h. genetisch festgelegten) und realisierten Funktionen und Prozesse der vorkommenden Arten. Die ökologische Diversität beschreibt die Wechselwirkungen der Mikroorganismen untereinander und mit ihrer Umwelt.

Da jede mikrobielle Gemeinschaft, also jede Biogasanlage, unterschiedlich auf beispielsweise Veränderungen in der Einsatzstoffzufuhr oder der Prozessführung reagiert, ist es von großer Bedeutung zu verstehen, wie sich die Reaktionen der mikrobiellen Gemeinschaften auf die Stabilität und Effizienz des Prozesses auswirken. Ziel war es daher den Einfluss von Anlagen- und Prozessparametern auf die Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften aufzuklären und den Einfluss der mikrobiellen Gemeinschaften auf die Prozesseffizienz zu ermitteln.

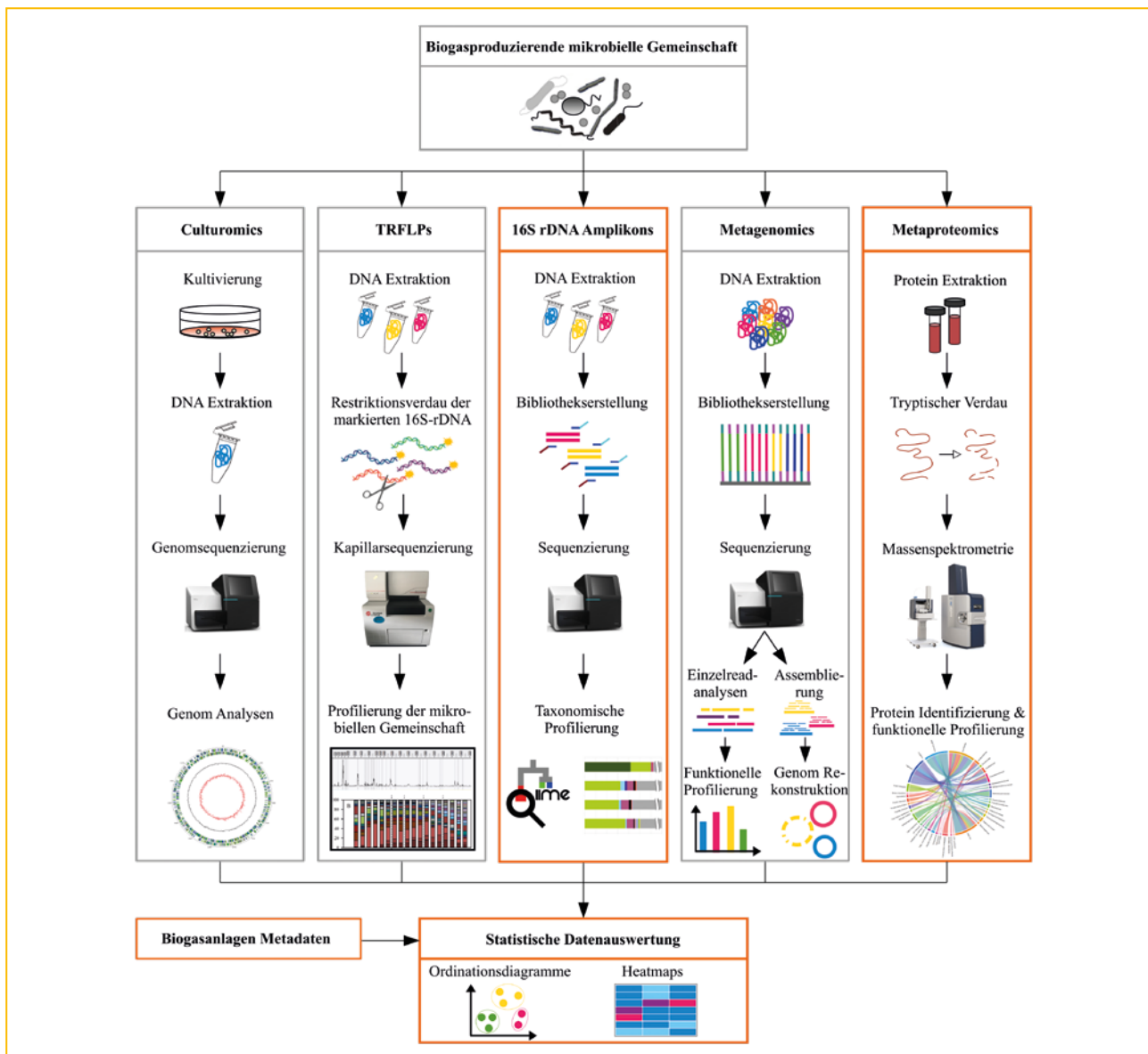


Abbildung 3-6: Überblick über die im BMP III, Teil 2 verwendeten Methoden zur Untersuchung der mikrobiellen Diversität in Biogasfermentern. Das Methodenspektrum umfasst die Isolierung, Kultivierung und Charakterisierung insbesondere bisher unbekannter Mikroorganismen (Culturomics), die Analyse komplexer mikrobieller Gemeinschaften mittels TRFLP (terminaler Restriktionsfragmentlängenpolymorphismus), 16S-rRNA-Genamplikon-Sequenzierung und Metagenom-/Metaproteom-Analysen sowie die Anwendung multivariater Statistik und mikrobieller Netzwerkanalysen. Unter Einbeziehung der verfahrenstechnischen Anlagen- und chemischen Prozessdaten wird so Wissen über die systemökologischen Funktionen einzelner Mikroorganismen, Gruppen von Mikroorganismen oder ganzer Mikrobiome generiert. Detaillierte Beschreibungen können im Schlussbericht BMP III, Teil 2 nachgelesen werden.

Zur Erfassung der mikrobiellen Diversität steht eine Vielzahl von Methoden zur Verfügung (vgl. Abbildung 3-6). Für die Bestandsaufnahme (Inventarisierung) wurden in einem ersten Schritt die in den Biogasanlagen vorkommenden Arten² (Taxa) und die relative Häufigkeit ihres Vorkommens mit der sog. 16S rRNA Gen-Amplikonsequenzierung erfasst (Hassa et al., 2018). Diese Methode ermöglicht eine taxonomische Inventarisierung von mikrobiellen Gemeinschaften, kann jedoch nicht die Frage beantworten, welche Prozesse, d.h. welche Stoffwechselwege tatsächlich realisiert werden. Diese Informationen können mit Hilfe von sog. Metaproteomanalysen gewonnen werden, die auf der massenspektrometrischen Erfassung von Proteinen (z.B. Enzymen) basieren (Heyer et al., 2019b). Darüber hinaus wurden statistische Methoden verwendet (Paliy und Shankar, 2016), um die Wechselwirkungen zwischen biologischen Einheiten (z.B. Taxa oder Enzymen) und verschiedenen Umweltparametern (z.B. Temperatur, pH-Wert, Ammonium-Stickstoff) zu ermitteln, wodurch sich die mikrobielle Diversität mit spezifischen Prozesszuständen in Verbindung bringen lässt. Diese methodische Herangehensweise ermöglicht (1) die Ermittlung von Gemeinsamkeiten und Unterschieden innerhalb der mikrobiellen Gemeinschaften, (2) die Ermittlung des Einflusses von Anlagen- und Prozessdaten auf die strukturelle und funktionelle Zusammensetzung mikrobieller Gemeinschaften, sowie (3) die Ermittlung des Einflusses mikrobieller Gemeinschaften auf den Prozesszustand.

Die in Kapitel 6.5 aufgezeigten Ergebnisse sind Teil einer wissenschaftlichen Studie, die insgesamt 92 Fermenter von 66 Biogasanlagen analysiert und sich mit der Erfassung indikativer taxonomischer und funktioneller Mikrobiom-Strukturen für spezifische Prozesszustände befasst (Hassa et al., in Bearbeitung).

² Zum besseren Verständnis wird in der vorliegenden Broschüre der Begriff „Arten“ bzw. „Taxa“ verwendet. Mit den angewandten Methoden ist eine Identifizierung der Mikroorganismen bis auf Artebene nicht möglich, da nur ein Teilabschnitt des phylogenetischen Markergens erfasst wird. Wissenschaftlich korrekt handelt es sich um sog. vorläufige taxonomischen Einheiten (engl. operational taxonomic units, OTUs). Eine sichere taxonomische Zuordnung ist bis auf Gattungsebene möglich.

4 ERGEBNISSE DER BUNDESWEITEN BETREIBERBEFRAGUNG, ANLAGENAUSWAHL DER EVALUIERTEN BIOGASANLAGEN UND DEREN KENNDATEN

Neben der detaillierten und methodisch fundierten Beschreibung des Standes der Technik und der Entwicklungen gegenüber den vorausgegangenen Messprogrammen sollten im BMP III auch Optionen für die Weiterentwicklung der Technologie und Perspektiven für die Branche aufgezeigt werden. Deshalb wurden vor dem Hintergrund der jüngsten gesetzgeberischen, ökonomischen und technologischen Entwicklungen im Biogassektor Anlagenkategorien definiert, welche von der zu treffenden Auswahl an Anlagen für das BMP III möglichst gleichmäßig ausgefüllt werden sollten. Da der Anlagenpark in Deutschland sehr groß ist, wurde eine Vorauswahl aus den bei der bundesweiten Betreiberbefragung des DBFZ erfassten Anlagen vorgenommen. Die Ergebnisse dieser Betreiberbefragung werden im Folgenden kurz dargestellt und erlauben so eine Einordnung der für das BMP III ausgewählten Biogasanlagen.

4.1 Auswahlkriterien

Auf Grundlage von 345 Antworten aus der Betreiberbefragung, ergänzt um persönliche Kontakte und Empfehlungen von Anlagenbetreibern wurde eine Vorauswahl von Anlagen getroffen, welche folgende Kategorien möglichst gleichmäßig abdecken sollte:

- Anlagen mit innovativen Wärmenutzungskonzepten
- Anlagen mit bedarfsorientierter Stromerzeugung
- Anlagen mit Substrataufbereitung
- Anlagen mit Gärrestaufbereitung
- Kleine Anlagen mit hohem Gülleanteil, sogenannte Güllekleinanlagen
- Anlagen mit Reststoffeinsatz

- Anlagen mit durchgeführten Repowering-Maßnahmen
- Biomethananlagen

Neben der Zuordnung zu einer oder mehrerer dieser Kategorien waren für die individuelle Eignung einer Biogasanlage für das BMP III vornehmlich die Ausstattung mit Messtechnik und die Kooperationsbereitschaft der Betreiber ausschlaggebend. Dies wurde nach der Vorauswahl in persönlichen Gesprächen mit den Betreibern abgeklärt. Ein weiterer Aspekt war die geografische Lage der Biogasanlagen. Um den Aufwand der monatlichen Messfahrten zu begrenzen, wurde eine maximale Entfernung von einem der vier beteiligten Projektpartner von 200 km festgelegt. Insgesamt wurden 61 Biogasanlagen für das Messprogramm ausgewählt.

4.2 Ergebnisse der bundesweiten Datenerhebung

Basierend auf den Rückmeldungen der Biogasanlagenbetreibenden werden im Folgenden die Biogasanlagen im bundesweiten Durchschnitt hinsichtlich Art der zur Biogasproduktion eingesetzten Substrate, installierter Technik, Betriebsweise sowie Energieerzeugung und -nutzung, vor allem bezogen auf die Wärmeproduktion, dargestellt.

4.2.1 Substrateinsatz

Der Großteil der Biogasanlagen in Deutschland wird vornehmlich auf der Basis tierischer Nebenprodukte wie Gülle oder Festmist und nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) betrieben. Ausschlaggebend hierfür waren die bisherigen Fassungen des EEG,

wie etwa EEG 2004 mit dem NawaRo-Bonus, EEG 2009 mit dem Gülle-Bonus und EEG 2012 mit den festgelegten Einsatzstoffvergütungsklassen I und II, welche jeweils einen starken Anreiz für den Einsatz bestimmter Inputstoffe zur Biogaserzeugung setzten. Im Zuge der politisch intendierten Konzentration auf (landwirtschaftliche) Reststoffe (u.a. Gülle) und Bioabfälle wurde durch die Einführung weiterer substratbezogener Vergütungskategorien der Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Güllekleinanlagen (§27b EEG 2012, §46 EEG 2014, §44 EEG 2017) gefördert. Hinzu kommen sogenannte Kofermentationsanlagen, deren Substratbasis NawaRo und Wirtschaftsdünger in Kombination mit geringeren Mengen an Bioabfall bzw. Reststoffen bilden – im Gegensatz zu den rein bioabfallbasierten Biogasanlagen mit mindestens 90% massebezogenem Bioabfallinput pro Jahr (§27a EEG 2012, §45 EEG 2014, §43 EEG 2017).

Basierend auf den Betreiberrückmeldungen ist in Abbildung 4-1 der masse- und der energiebezogene Substrateinsatz in 484 Biogasanlagen dargestellt. Die prozentualen Angaben beziehen

sich dabei auf die im Zuge der Befragung erhobenen jährlichen Mengen (Frischmasse) eingesetzter Substrate. Massebezogen dominieren NawaRo sowie Wirtschaftsdünger mit rund 93% den Substrateinsatz in den Biogasanlagen, wobei NawaRo aufgrund der wesentlich höheren Methanausbeute aus der Frischmasse energiebezogen rund 78% am Substrateinsatz ausmachen.

Abbildung 4-2 liefert einen Überblick über den Einsatz nachwachsender Rohstoffe in den 471 Vor-Ort-Verstromungsanlagen. Sowohl masse- als auch energiebezogen (71% bzw. 69%) hat Mais-Ganzpflanzensilage eine entscheidende Bedeutung beim Substrateinsatz in Biogasanlagen. Grassilage und Getreide-Ganzpflanzensilage (Getreide-GPS) tragen mit jeweils 13% bzw. 8% zu einem Fünftel des Inputs nachwachsender Rohstoffe bei. Der Einsatz sonstiger NawaRo wie etwa Getreidekorn, Zwischenfrüchte und Zuckerrüben unterliegt alljährlichen ertrags- und qualitätsbedingten Schwankungen und machte im Jahr 2015 lediglich einen geringen Anteil von insgesamt 6% aus.

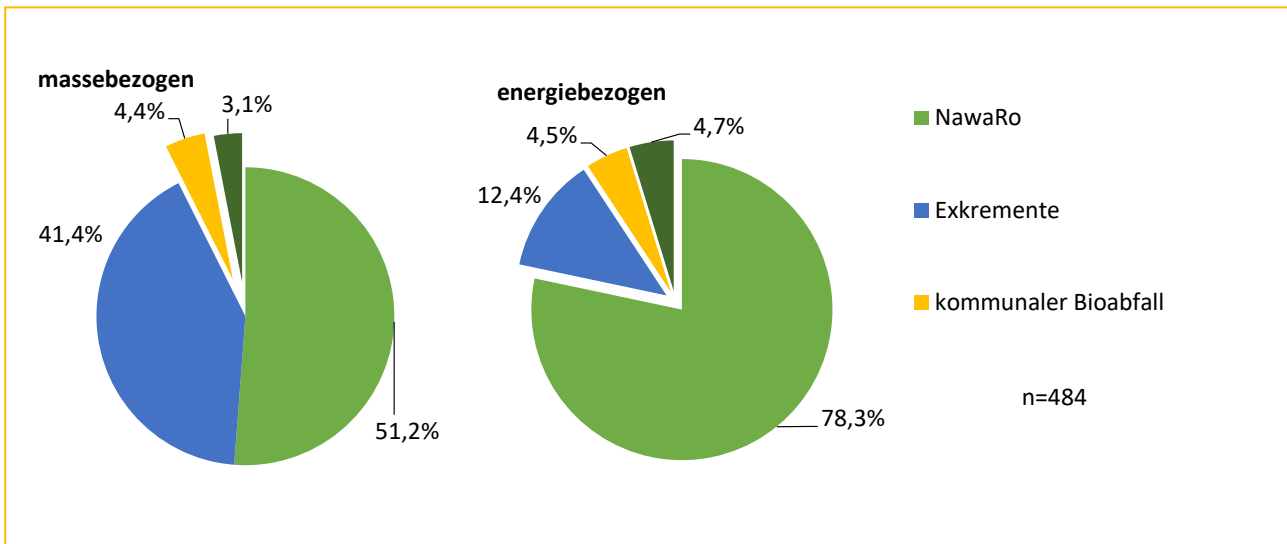


Abbildung 4-1: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

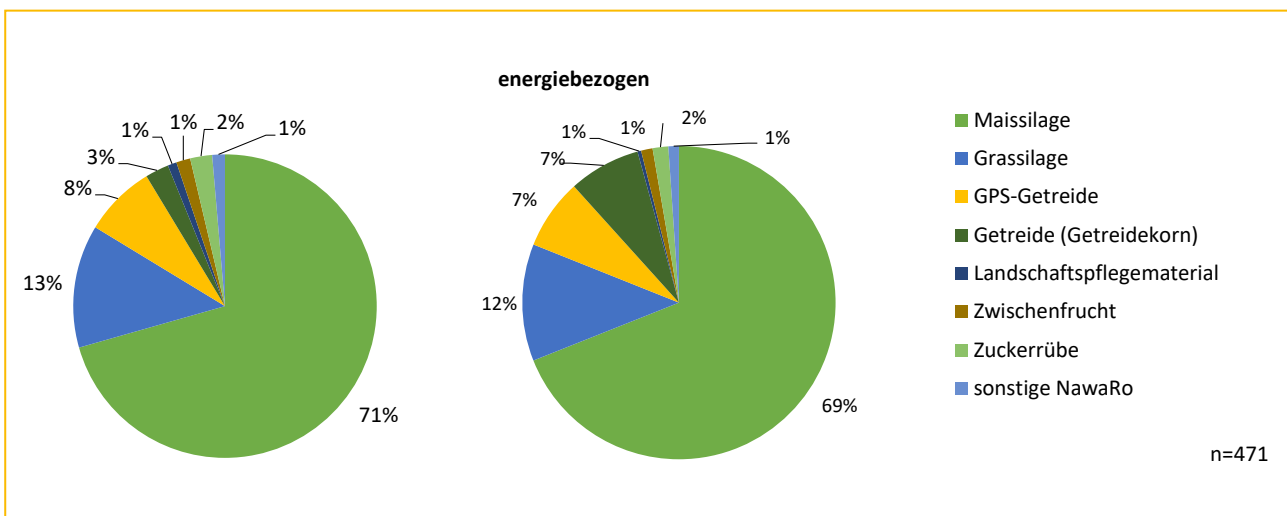


Abbildung 4-2: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

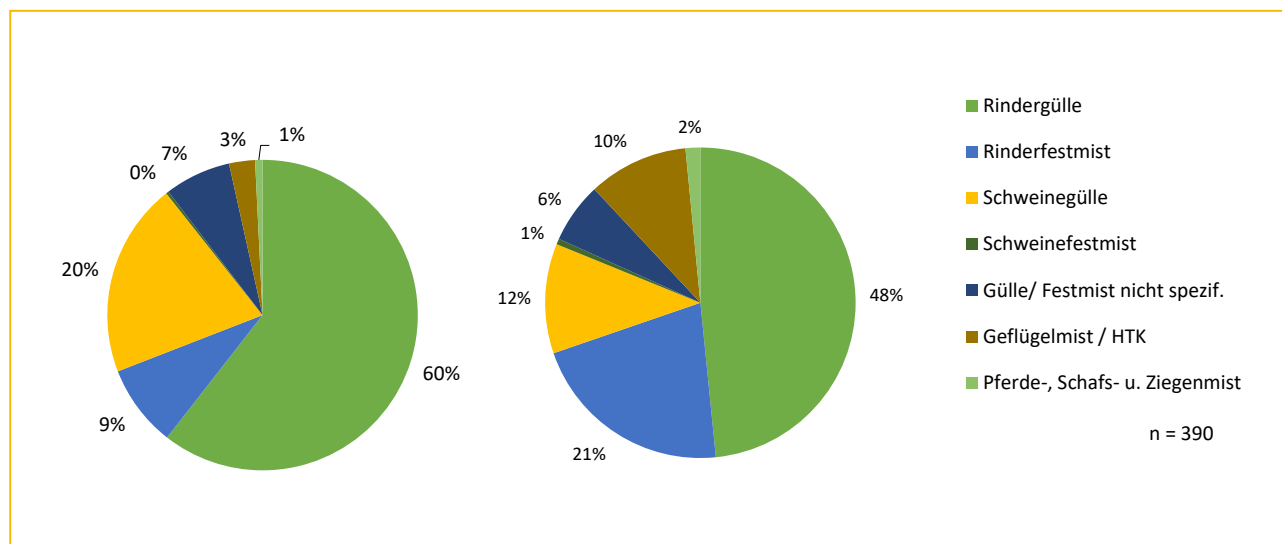


Abbildung 4-3: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

In Abbildung 4-3 ist der masse- und energiebezogene Einsatz von Wirtschaftsdüngern dargestellt. Dabei bezieht sich der Begriff „Wirtschaftsdünger“ auf Gülle, Festmist und Einstreu. Massebezogen haben Rindergülle mit 60% und Schweinegülle mit 20% den größten Anteil am Wirtschaftsdüngereinsatz in den 390 ausgewerteten Biogasanlagen, während energiebezogen aufgrund der höheren Gasausbeute aus der Frischmasse der Festmistfraktion (Rinderfestmist mit 21% sowie Geflügelmist bzw. Hühnertrockenkot (HTK) mit 10%) eine höhere Bedeutung zukommt.

4.2.2 Installierte Technik

Im Folgenden werden auf Basis der Rückmeldungen der Betreibenden die ausgewählten technischen sowie messtechnischen Parameter dargestellt, wie

- Reaktorsysteme,
- Gasspeichersysteme und -volumina,
- Anzahl installierte BHKW je Biogasanlage,
- Art der Gärrestaufbereitung,
- installierte Messtechnik,
- (erfolgte) Repowering-Maßnahmen.

4.2.2.1 Fermentersystem

Die Verteilung der im Rahmen der Betreiberbefragung ermittelten Reaktorsysteme für die Erzeugung von Biogas ist in Abbildung 4-4 dargestellt. Anlagen, die ausschließlich Rührkesselfermenter betreiben, sind mit einem Anteil von 90% in der Stichprobe mit Abstand am weitesten verbreitet. Hinzu kommen mehrstufige Systeme („Rührkessel-Kombination“), in welchen ein Rührkesselfermenter in der Regel als Nachgärer einem Behälter der anderen genannten Formen nachgeschaltet ist. Im Vergleich jüngere Entwicklungen wie Ring-in-Ring-Lösungen oder Reaktoren nach dem „Pfefferkorn“-Prinzip (zylindrischer Hauptgärbehälter mit umschließendem Nachgärbehälter und hydraulischer Durchmischung) sind nur sehr selten vertreten, was sicherlich auch den geringen Zubauraten von Biogasanlagen nach deren Marktreife zuzuschreiben ist. Zudem ist der Erfahrungsschatz bei Planern und Anlagenbauern in Bezug auf Rührkesselreaktoren ungemein groß, was sich auf die Entwicklung und das Angebot von Komponenten und Peripherie ausgewirkt hat.

Mit 3% Anteil an der Verteilung der Fermentersysteme ist der Pflöpfenstromreaktor der am zweithäufigsten vertretene. Kommt dieses System klassischerweise bei Substratkombinationen mit hohen Trockensubstanzgehalten zum Einsatz, wird der Pflöpfenstromfermenter in jüngerer Zeit auch häufig für Güllekleinanlagen eingesetzt. In letzterem Falle handelt es sich strenggenommen allerdings um Tank-Durchflussanlagen, da bei den geringen Trockensubstanzgehalten eines güllebetonten Substratgemisches kein Pflöpfen zur Ausprägung kommt. Die Bevorzugung bei kleinen Anlagengrößen rührt vor allem daher, dass der Reaktorbehälter selbst einfach herzustellen ist und auf die vergleichsweise aufwendige Rührtechnik der Rührkesselreaktoren verzichtet werden kann. In der Regel kommen hier lediglich Paddelwellen zum Einsatz, welche das produzierte Biogas aus dem Gärgemisch austreiben.

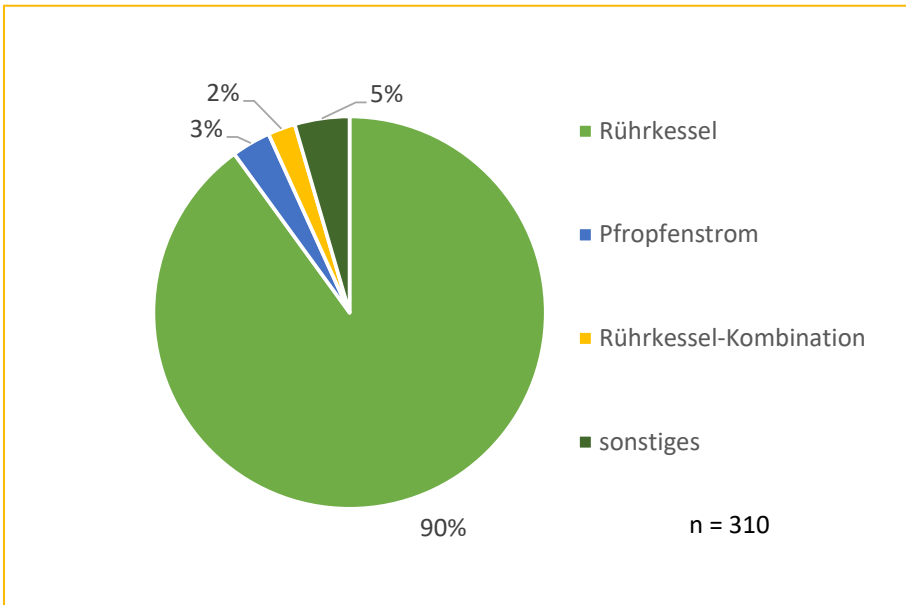


Abbildung 4-4: Prozentuale Verteilung der genutzten Fermentersysteme (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.2.2 Rührtechnik

Basierend auf den Betreiberrückmeldungen werden zur Substratdurchmischung im Fermenter mit einem Anteil von 59% am häufigsten schnell laufende Tauchmotorrührwerke eingesetzt. In der Häufigkeitsverteilung folgen langsam laufende Langachs- (37%), Haspel- (15%) und Zentralrührwerke (5%) (vgl. Abbildung 4-5).

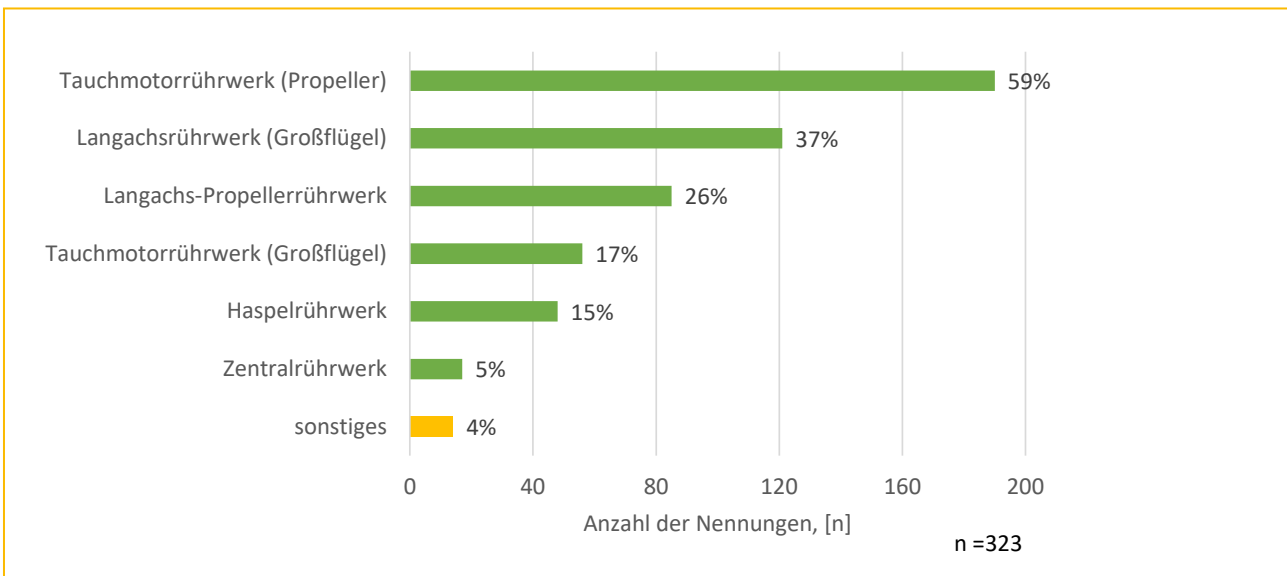


Abbildung 4-5: Verteilung eingesetzter Rührsysteme, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit in % (Mehrfachnennungen möglich), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.2.3 Gasspeichersysteme

Insbesondere nach der Installation zusätzlicher BHKW zwecks Flexibilisierung der Stromerzeugung ist eine Vergrößerung des Gasspeichers erforderlich. Ausgehend von den Betreiberrückmeldungen sind an 63% und somit den meisten Biogasanla-

gen zweischalige Membrangasspeicher auf den Gärbehältern installiert, während bei den verbleibenden 36% der Anlagen mit Gashauben einschalige Speichersysteme im Einsatz sind. Lediglich rund 7% der befragten Anlagen verfügen über externe Gasspeicher (vgl. Abbildung 4-6).

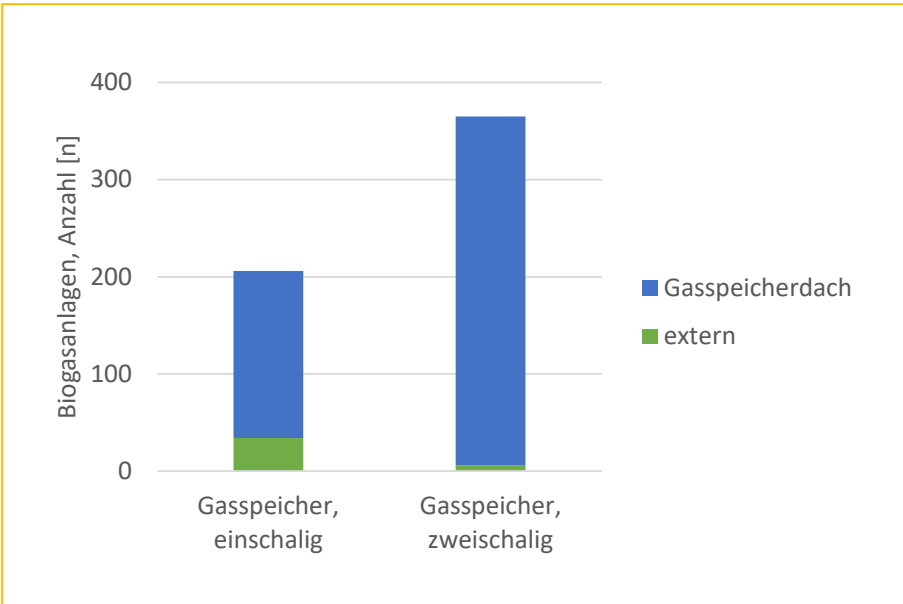


Abbildung 4-6: Art der installierten Gasspeicher an Biogasanlagen (Befragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.2.4 Gasspeichervolumen gesamt

Sofern die Flexibilität einer bestehenden Biogasanlage durch den Zubau von zusätzlichen BHKW-Kapazitäten erhöht wurde, ist es erforderlich, das erzeugte Gas zu speichern, um es bei Bedarf verstromen zu können. Der Bedarf an Gasspeicherkapazitäten steigt demnach mit dem Grad der Flexibilisierung bei konstanter Gasleistung. Die Steuerung des biologischen Prozesses in der Biogasanlage kann jedoch dazu beitragen, den notwendigen Mehrbedarf an Gasspeicherkapazitäten zu reduzieren.

In Abbildung 4-7 sind die Gasspeichervolumina in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Leistung der BHKW sowie differenziert nach der Art der Gasspeicher dargestellt. Grundsätzlich steigt das Gesamtvolumen der an Biogasanlagen installierten Gasspeicher mit zunehmender Anlagenleistung. Insbesondere größere Biogasanlagen mit installierter elektrischer Leistung über 1 MW_{el} verfügen über Gasspeicher mit 4.600 bis 6.800 m³ Gasspeichervolumen.

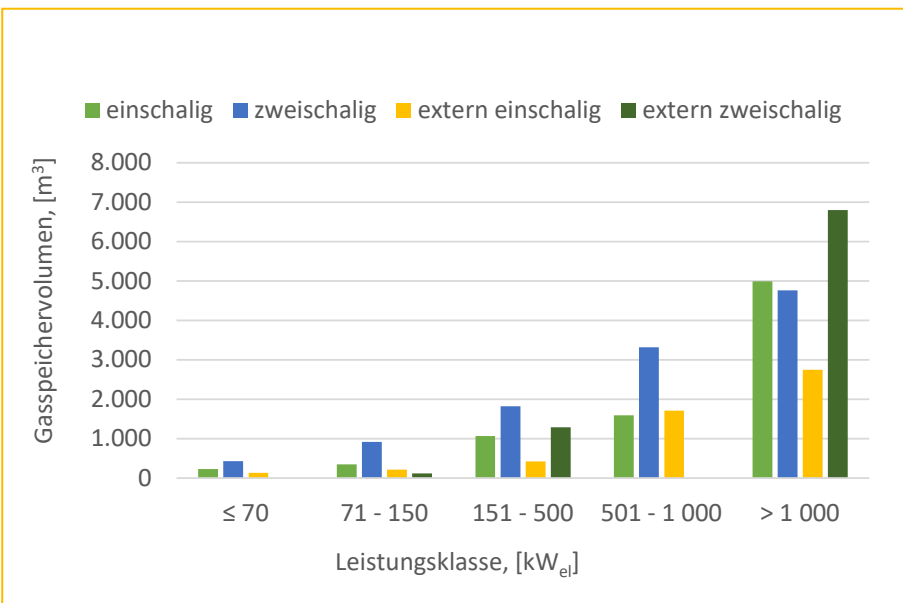


Abbildung 4-7: Gasspeichervolumina, differenziert nach Leistungsklassen (Mehrfachnennungen möglich), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.2.5 Anzahl installierter BHKW je Biogasanlage

Im Zuge der Befragung wurden die einzelnen Biogasbetriebsstätten erfasst. Die Anzahl der an einem Anlagenstandort betriebenen BHKW zur Biogasverwertung kann jedoch in der Praxis variieren. Ausgehend von den Rückmeldungen der Betreiber sind an 605 Biogasanlagenstandorten 1.087 BHKW installiert. Rund 83 % der befragten Biogasanlagen verfügen über ein oder zwei BHKW am Anlagenstandort, während lediglich etwa 5 % der Befragten angaben, vier oder mehr BHKW an ei-

ner Betriebsstätte zu betreiben (vgl. Abbildung 4-8). Überdies erfolgt des Öfteren eine räumliche Trennung eines oder mehrerer BHKW vom Produktionsstandort als Satelliten zwecks Versorgung der Wärmesenken. Die Belieferung der Satelliten-BHKW mit Rohbiogas wird durch Mikrogasleitungen gewährleistet. Im Zuge der Betreiberbefragung gaben 15 % der Befragten an, ein oder mehrere Satelliten-BHKW zu betreiben und somit eine effizientere Energienutzung zu erreichen.

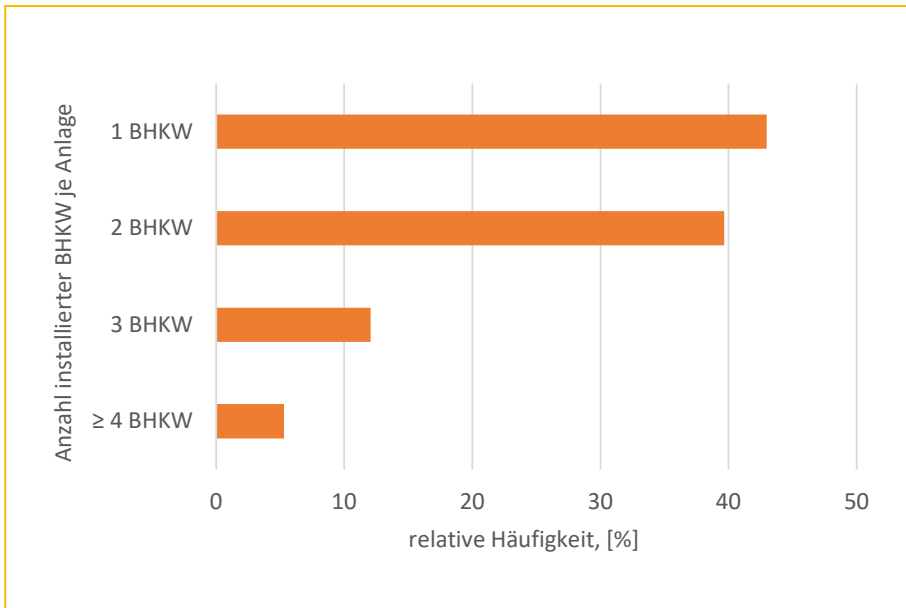


Abbildung 4-8: Anzahl installierter BHKW je Biogaserzeugungsanlage, relative Häufigkeit in % (Befragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.2.6 Gärrestaufbereitung

Zur prinzipiellen Durchführung sowie der spezifischen Art der Gärrestbehandlung wurden Rückmeldungen von 356 befragten Biogasanlagenbetreibern entgegengenommen. Dabei gaben rund 76 % der Befragten an, keine Aufbereitung der anfallenden Gärreste durchzuführen und diese somit direkt auf den Anbauflächen zu applizieren. Die verbleibenden 24 % der Be-

treiber machten detaillierte Angaben zur Art der Gärrestaufbereitung, welche die Basis für Abbildung 4-9 liefern. Demnach wird am häufigsten (bei 68% der Anlagen mit Gärrestaufbereitung) eine Fest-Flüssig-Trennung vorgenommen. Getrocknet werden die Gärreste bei weniger als einem Fünftel der befragten Anlagen. Eine Separation mit anschließender Trocknung wird an rund 12 % der Standorte vorgenommen.

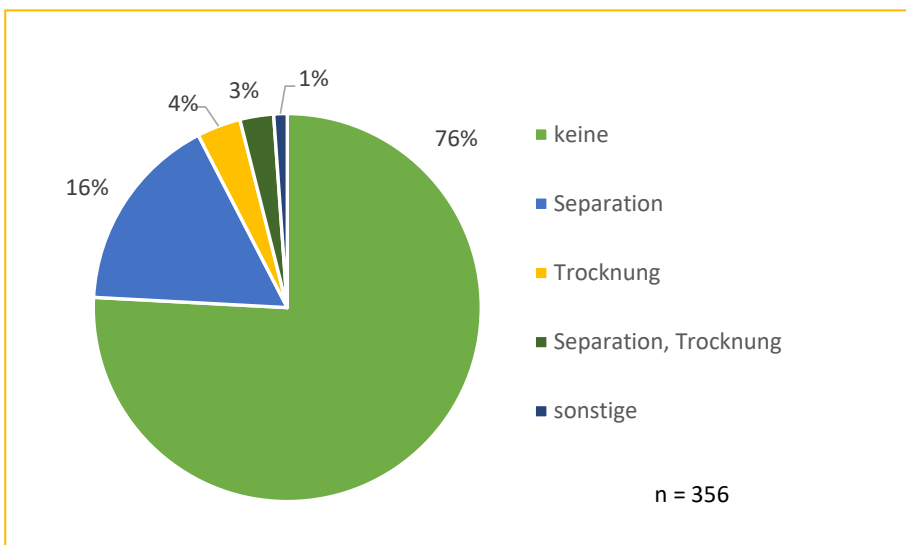


Abbildung 4-9: Art der Gärrestaufbereitung (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.2.7 Messtechnik

Eine entsprechende messtechnische Ausstattung der Anlage soll einen bestmöglichen Betrieb in technischer, biologischer und wirtschaftlicher Hinsicht ermöglichen. Neben einer Datenerfassung erlaubt die Messtechnik zudem die Kontrolle über die Erfüllung gesetzlicher Anforderungen an den Betrieb der Biogasanlage, Minimierung der Energieverluste entlang der gesamten Gärstrecke sowie eine allgemeine Effizienzsteigerung des Betriebes. Wie bereits eingangs erwähnt, war die prinzipielle Verfügbarkeit entsprechender Messtechnik an der Biogasanlage ein wesentliches Kriterium bei der gezielten Anlagenauswahl für das BMP III. Aus diesem Grund wurden die Anlagenbetreiber – komplementär zur bundesweiten Datenerhebung – auch zu ausgewählten messtechnischen Parametern befragt.

Bei 51% an der Befragung teilgenommenen Anlagen wurden die Betriebsdaten für das Betriebsjahr 2015 in einem elektronischen Betriebstagebuch erfasst, während 44% der Betreiber die Aufzeichnung auf einem nicht elektronischen Wege führten. 5% der Befragten machten hierzu keine Angaben (n = 324). Die elektronische Erfassung der Betriebsdaten erfolgte vornehmlich bei den größeren Anlagen in den Leistungsklassen 151–500kW und 500–1.000W mit Inbetriebnahme ab

2004 und später. Rund 77% der erfassten Anlagen verfügen über einen Wärmemengenzähler, dabei wird jedoch zu 66% nur die extern genutzte Wärme („Wärmeabsatz“) erfasst, ohne quantitativ zwischen den Wärmesenken zu differenzieren.

Abbildung 4-10 liefert einen Überblick über die relative Häufigkeit der vorhandenen messtechnischen Vorrichtungen zur Wägung resp. Erfassung zugeführter und abgeführter Input- und Outputstoffströme. Lediglich 5% der befragten Betreibenden verfügen über keine entsprechenden Vorrichtungen, während die restlichen 95% die zugeführten Einsatzstoffe und die abgeführten Gärreste mit mindestens einem messtechnischen Gerät erfassen. So ist der Großteil der befragten Anlagen (78%) mit einer Waage zur Dosierung von Feststoffen ausgestattet. Bei 52% und somit nur der Hälfte der Anlagen ist eine Überfahrwaage zur Registrierung von Substratlieferungen vorhanden. Die Mengenerfassung flüssiger Inputstoffe (wie Gülle oder Rezirkulat) erfolgt bei 44% und somit weniger als der Hälfte der befragten Anlagen, obwohl Gülle an rund 80% der befragten Standorte zu unterschiedlichen Anteilen eingesetzt wird. Dagegen werden die abgeführten Outputstoffe wie etwa Gärreste nur an 16% der Standorte mit Hilfe eines Durchflusszählers registriert.

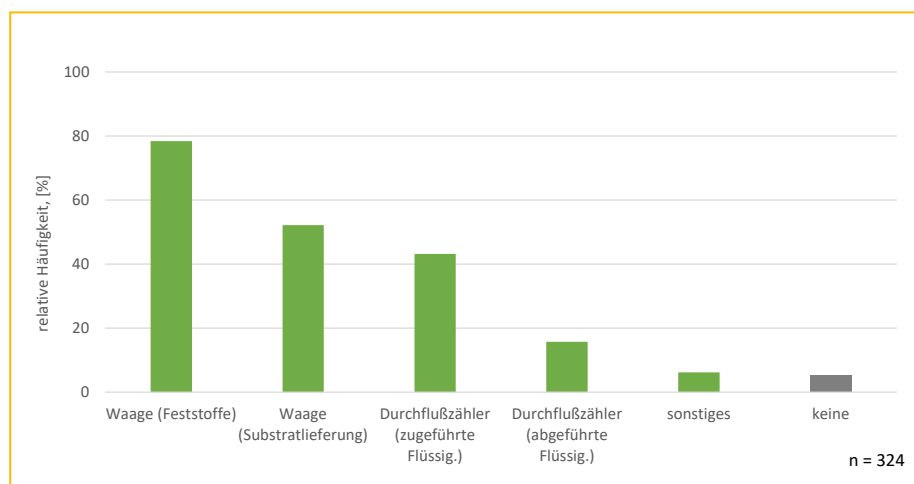


Abbildung 4-10: Installierte Messtechnik zur Erfassung zu- und abgeführter Stoffströme an den Biogasanlagen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

In Abbildung 4-11 ist die messtechnische Ausstattung in Abhängigkeit von der jeweiligen Leistungsklasse der Anlage dargestellt. Es wird ersichtlich, dass mit zunehmender Anlagengröße der Einsatz der Messtechnik zunimmt. So sind bspw. Waagen zur Wägung der Substratliefereien erst an den Anlagen $\geq 150 \text{ kW}_{el}$ vorhanden, was auf die notwendige Registrierung größerer Inputmengen zurückzuführen ist, während an kleineren Anlagen im Leistungsbereich $\geq 70 \text{ kW}$ und $71\text{--}150 \text{ kW}$ die messtechni-

schen Vorrichtungen häufiger fehlen. Dies hat vor allem den Hintergrund, dass die Sonderklasse der Kleingülleanlagen rechtlich nicht verpflichtet sind die Substrate aufzuzeichnen. Generell lässt sich festhalten, dass 31 % der Anlagen über eine messtechnische Vorrichtung, weitere 33 % über zwei messtechnische Vorrichtungen, 20 % über drei und lediglich 10 % über alle hier abgefragten Geräte verfügt.

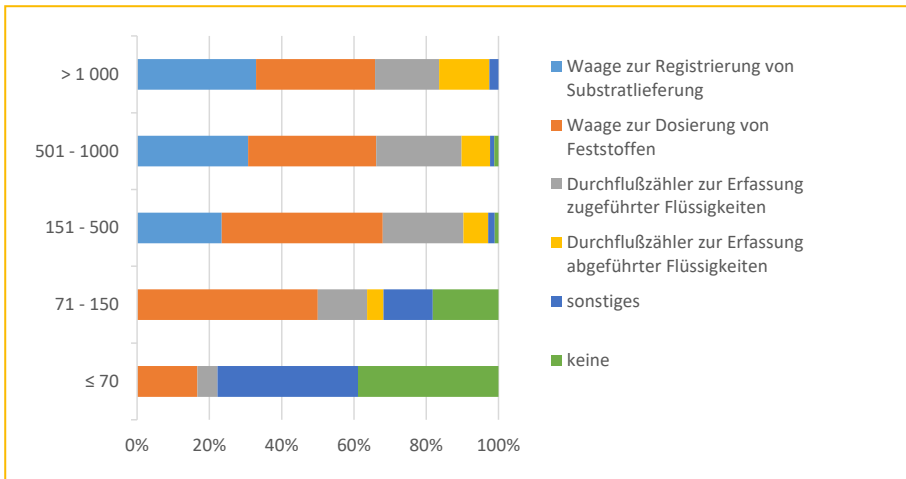


Abbildung 4-11: Messtechnische Ausstattung der Biogasanlagen, differenziert nach Leistungsklassen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

Abbildung 4-12 liefert einen Überblick über die Kombinationsmöglichkeiten der Messgeräte zur Erfassung zu- und abgeführter Stoffströme. Im Zuge der Befragung konnten insgesamt 15 Kombinationen ermittelt werden. Demnach sind am häufigsten Waagen für die angelieferten Substrate sowie zur Dosierung von Feststoffen in die Biogasanlage (19 %) bzw. in Kombination mit einem Durchflusszähler zur Erfassung von Gülle (15 %) vorhanden.

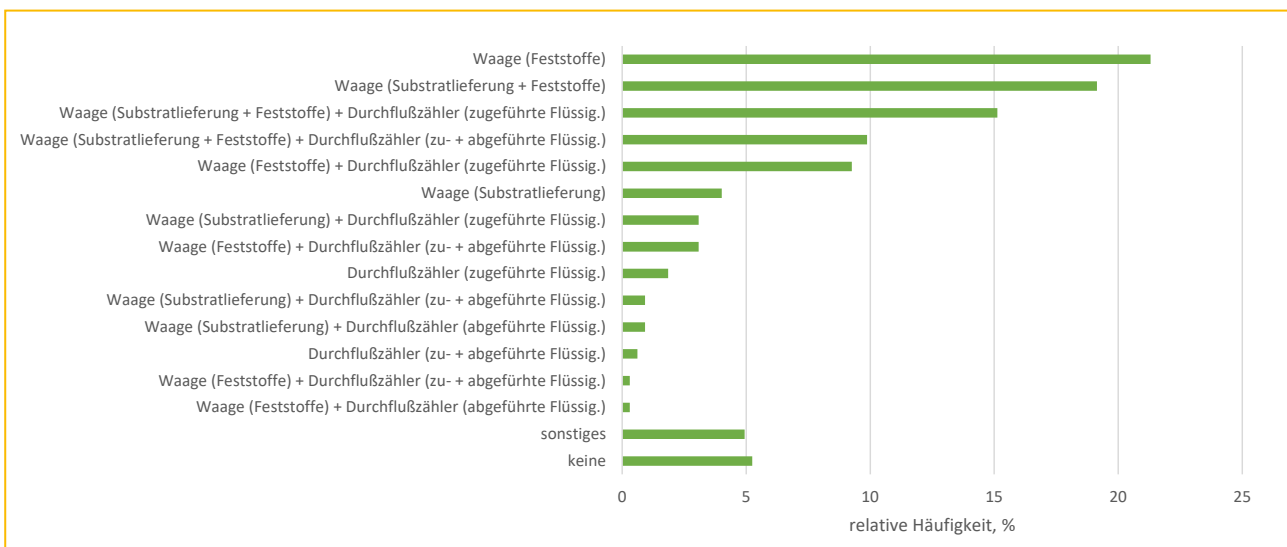


Abbildung 4-12: Kombinationsmöglichkeiten der Messgeräte zur Erfassung zu- und abgeführter Stoffströme an den Biogasanlagen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

Ergebnisse der bundesweiten Betreiberbefragung, Anlagenauswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

Zum prinzipiellen Vorhandensein der biogasmesstechnischen Vorrichtungen machten insgesamt 247 Betreibende Angaben, während 56 der Befragten keine explizite Rückmeldung hierzu erteilten. Abbildung 4-13 liefert einen Überblick über die Art der installierten Biogasmesstechnik. Demnach verfügt die Hälfte der Anlagen (51%) über Vorrichtungen zur Messung der Gasqualität und der Gasmenge am BHKW. In 22% und 17% der Fälle er-

folgt entweder die ausschließliche Messung der Gasqualität oder der Gasmenge am BHKW. Zusätzliche Zähler zur Bestimmung der Gasmenge zwischen der Gastrocknung und dem BHKW oder aber Satelliten-BHKW sind nur an wenigen Anlagen (3%) installiert. Über die Kombination der drei genannten messtechnischen Vorrichtungen verfügen lediglich 6% der befragten Anlagen.

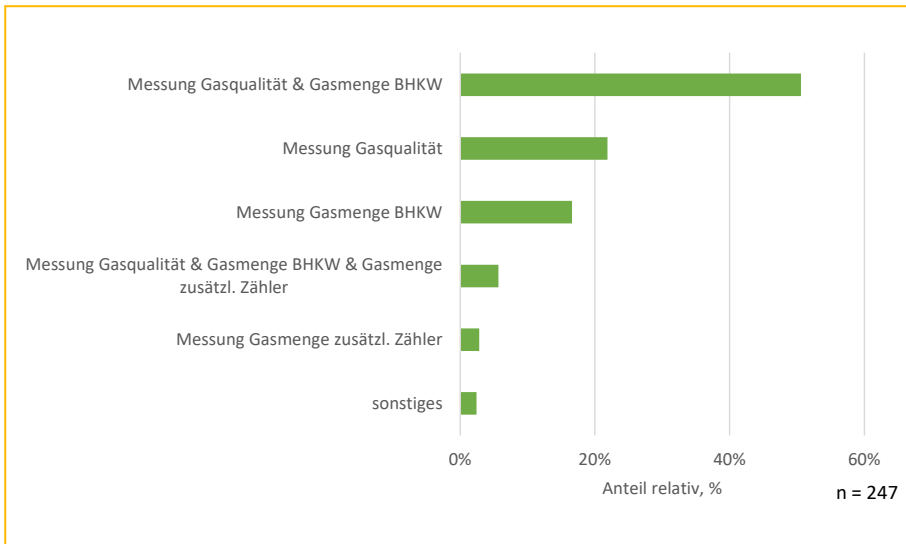


Abbildung 4-13: Installierte Biogasmesstechnik (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

Die Erfassung des Eigenstrombedarfes erfolgt an den befragten Anlagen auf unterschiedlichem Wege. 78 der Befragten machten hierzu keine Angaben. Unter Berücksichtigung der möglichen Mehrfachnennungen ist die Verteilung der an den Anlagen installierten Stromzähler Abbildung 4-14 zu entnehmen. An der Mehrheit der Anlagen (72%) wird der Eigenverbrauch mithilfe eines Zählers zur gemeinsamen Erfassung des Eigenver-

brauchs von BHKW und Biogasanlage erfasst. Parallel dazu wird an 34% der Standorte der Eigenstrombedarf separat bezogen nur auf die jeweilige Gärstrecke registriert. Darüber hinaus sind Zähler zur separaten Erfassung des Eigenverbrauchs des/der BHKW ohne Berücksichtigung der jeweiligen Gärstrecke an insgesamt 15% der befragten Anlagen im Einsatz.

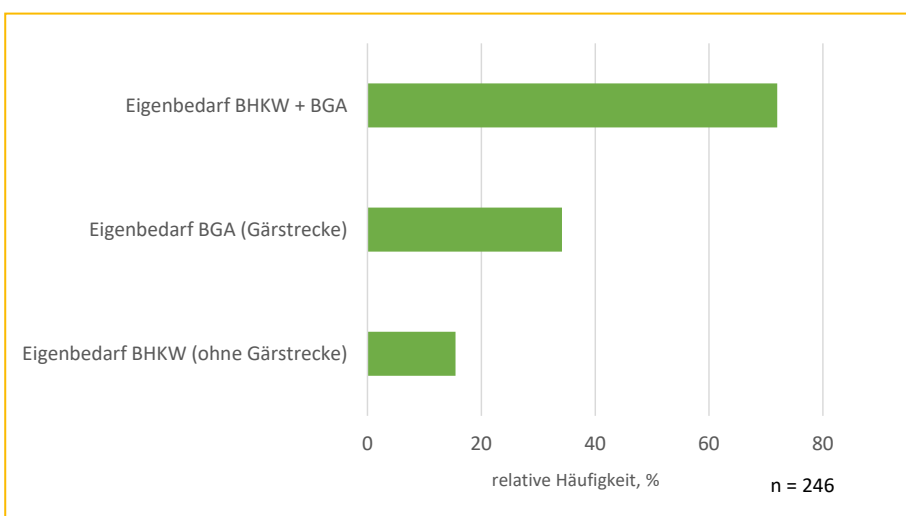


Abbildung 4-14: Art der installierten Stromzähler zur Erfassung des Eigenstromverbrauchs an den Biogasanlagen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.2.8 Repowering-Maßnahmen

In Abbildung 4-15 sind die in den Jahren 2011 bis 2015 durchgeführten Repowering-Maßnahmen laut Befragung dargestellt. Demnach wurde in erster Linie die Wärmenutzung ausgebaut (25%) sowie die BHKW-Leistung erhöht (19%) – letzteres korrespondierte oft mit der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ab 2012. Zu den weiteren, häufiger erfolgten Effizienzstei-

gerungsmaßnahmen gehören der Ersatz bzw. Austausch alter BHKW-Module (16%), die Nachrüstung der Gärrestlager mit Abdeckung und Gaserfassung (11%) sowie die Vergrößerung des Fermentationsvolumens (8%). Überdies gaben 116 Befragte an, zukünftig über das Jahr 2015 hinaus weitere Optimierungsmaßnahmen geplant zu haben.

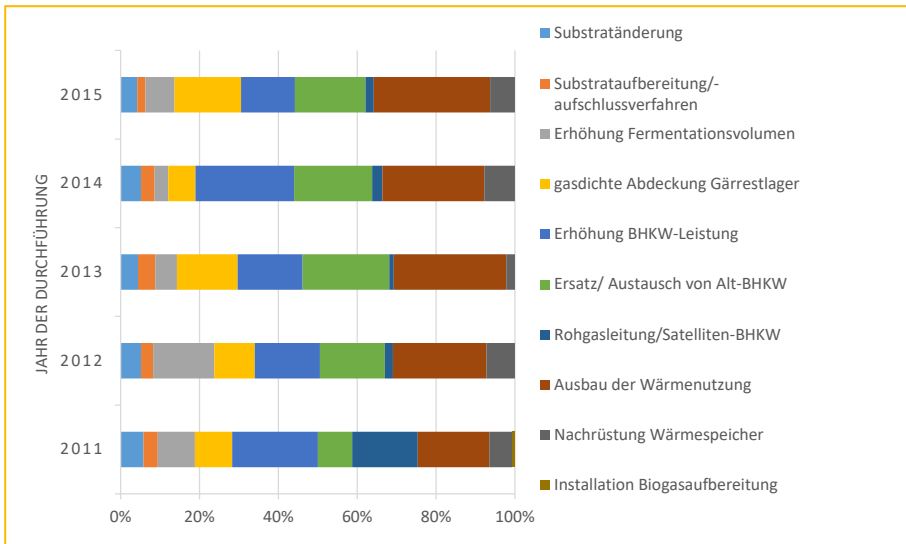


Abbildung 4-15: Umsetzung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung bzw. zum Repowering in den Betriebsjahren 2011–2015, relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.3 Betriebsweise

Im Folgenden werden die Art der Prozessführung sowie die Auslastung der Biogas-BHKW an den befragten Biogasanlagen erläutert.

4.2.3.1 Prozessführung

Im Ergebnis der Betreiberbefragung wird bei 90% der Anlagen, welche vornehmlich mit landwirtschaftlichen Substraten wie NawaRo und Gülle beschickt werden, das Verfahren der Nassfermentation angewandt, während die Trockenfermentation bzw. Feststoffvergärung nur vereinzelt vorkommt. Lediglich ein Betreiber gab an, seine Anlage diskontinuierlich (im Batchbetrieb) zu fahren (vgl. Abbildung 4-16).

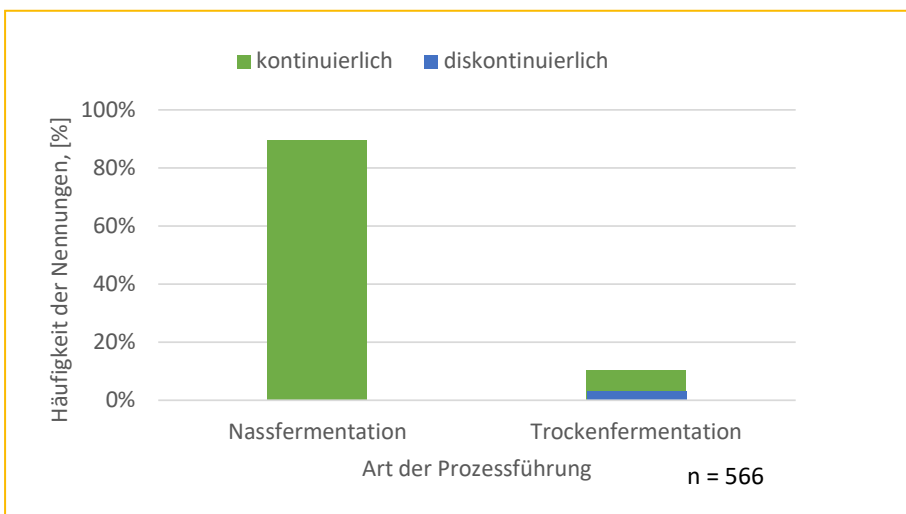


Abbildung 4-16: Art der Prozessführung (Nass- bzw. Trockenfermentation) der Biogasanlagen, differenziert nach kontinuierlich bzw. diskontinuierlich betriebenen Anlagen (relative Häufigkeit), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.3.2 Betriebsstunden

Zur Bestimmung der Auslastung der Biogas-BHKW wurden die Betreibenden nach den Betriebsstunden der installierten BHKW befragt. Die mittleren Betriebsstunden sind in Abbildung 4-17 und unter Berücksichtigung der Art des Anlagenbetriebes (kontinuierlich („Grundlast“) versus flexibel betrieben (Start-Stopp-Betrieb)) und der installierten elektrischen BHKW-Nennleistung

dargestellt. Im Grundlastbetrieb betragen die mittleren Betriebsstunden 7.847 h/a, während die Betriebsstunden der flexibel betriebenen Biogasanlagen im Jahr 2015 im Durchschnitt bei 6.595 h/a liegen. Die Ergebnisse spiegeln nicht die Erwartung wider, dass der höhere Grad an Professionalisierung zu geringeren Ausfallzeiten und damit auch zu höheren Betriebsstunden bei größeren Anlagen führen sollte.

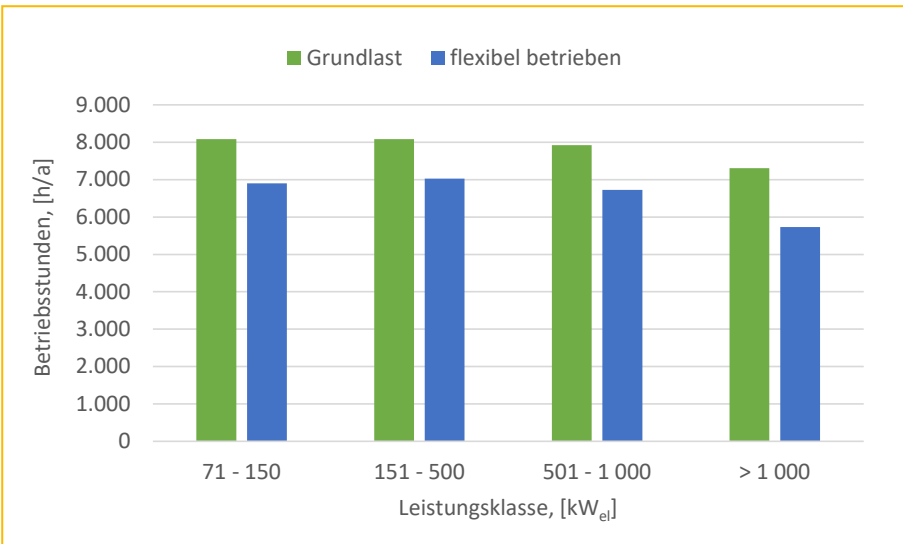


Abbildung 4-17: Mittlere Betriebsstunden grundlastfahrender vs. flexibel betriebener Biogasanlagen im Jahr 2015 in Abhängigkeit von der installierten elektrischen BHKW-Nennleistung, (Betreiberbefragung 2016)

4.2.4 Energieproduktion und -nutzung

Nachfolgend sind der Umfang sowie die Art der externen Wärmenutzung an den befragten Biogasanlagen dargestellt.

4.2.4.1 Externe Wärmenutzung

Nach Abzug des Eigenwärmebedarfs der Biogasanlage wird die verfügbare Wärmemenge des BHKW zu unterschiedlichen Anteilen einer externen Nutzung zugeführt. In Mittel beträgt dieser Anteil rund 55 %, am häufigsten werden Wärmenutzungsgrade von 51 bis 75 % genannt (vgl. Abbildung 4-18). Im nahezu vollem Umfang wird die gesamte verfügbare Wärme durch 16 von insgesamt 210 der befragten Anlagenbetreiber genutzt.

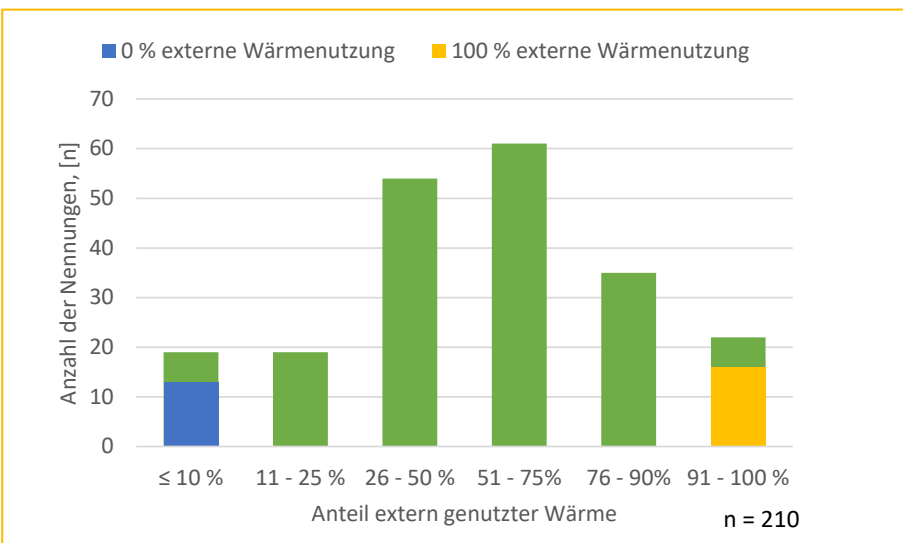


Abbildung 4-18: Anteil extern genutzter Wärme (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs), differenziert nach Anzahl der Nennungen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.2.4.2 Wärmenutzungsarten

In Abbildung 4-19 ist die Häufigkeitsverteilung unterschiedlicher Wärmesenken dargestellt, ohne dabei die mengenmäßige Verteilung in Abhängigkeit von der Nutzungsart zu berücksichtigen (was eine Darstellung verschiedener Nutzungsoptionen nebeneinander – sogenannte Mehrfachnennungen – ermöglicht). Die verfügbare Wärme wird größtenteils für Trocknungsprozesse (an 41% der Standorte), zur Beheizung und Warmwasserbereitung in Wohn- und Sozialgebäuden, Büros und

Werkstätten (30%, in der Abbildung als „Sozialgebäude“ zusammengefasst) und zur Stallbeheizung (23% der Standorte) genutzt. 55% der Biogasanlagen versorgen über einen Nahwärmeanschluss benachbarte Liegenschaften bzw. umliegende Senken mit Wärme. Da die verschiedenen Senken über ausgeprägte jahreszeitliche Schwankungen hinsichtlich des Wärmebedarfes verfügen, ergeben sich Limitierungen hinsichtlich der tatsächlich nutzbaren Wärmemenge.

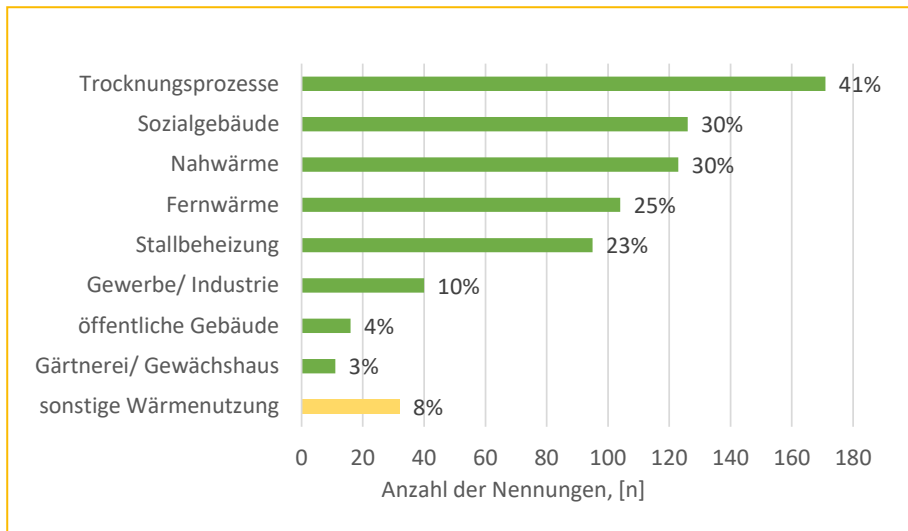


Abbildung 4-19: Art der Wärmenutzung, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit in % (Mehrfachnennungen möglich), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)

4.3 Kenndaten

Im Folgenden werden in Tabelle 4-1 bis 4-13 die wesentlichen Eigenschaften aller im Messprogramm untersuchten Anlagen bezüglich Einsatzstoffe, bauliche und verfahrenstechnische Konfiguration sowie Vergütungsregime für die erzeugte Energie dargestellt. Die Übersicht kann als Ausgangspunkt dienen, um einzelne Anlagen in den vergleichenden Darstellungen (Kapitel 6 und 6.5) zu identifizieren, die den Lesenden speziell interessieren. Diese können anschließend in der detaillierten Anlagenbeschreibung (Kapitel 15 der Onlinebroschüre) studiert werden.

Tabelle 4-1: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 01 bis BGA 05

Anlagennummer		BGA 01	BGA 02	BGA 03	BGA 04	BGA 05
Jahr der Inbetriebnahme		2007	2007	2009	2011	2001
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente			RG, RM	RG	SG
	Pflanzliche Substrate	MS, GPS, KG, ZR	MS, GPS, KG, ZR	MS, GS, GPS, KG	MS, GS, GPS, KG	MS, ZR, CCM
	Reststoffe					
	Substrateinsatz [t/a]	13.488	12.206	14.095	21.629	10.257
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x	x
	Propfenstrom					
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		2	2	1	2	3
Vorgrube/Anmischbehälter				x	x	
Hydrolyse	geschlossen					
	offen					x
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	4.600	4.600	3.000	5.300	3.210
Prozesstemperatur	1. Stufe	43	45	35–43	43	40
	2. Stufe	41	42		43	40
Organische Raumbelastung	Fermenter [kg _{oTS} /(m ³ d)]	2,5	2,2	2,2	1,9	1,7
Verweilzeit	im Fermentersystem [d]	124	138	78	89	114
	im gasdichten System [d]	192	212	78	218	114
Abdeckung Gärrestlager	offen					
	nicht gasdicht			x	x	x
	gasdicht	x	x		x	
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x	x	x	x
	Gärrestlager	x	x		x	
	separater Gasspeicher					
BHKW	Anzahl Aggregate	1	1	1	2	2
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _e]	800	800	400	590	430
	Höchstbemessungsleistung [kW _e]	760	760	380	561	423
	Biomethananlage					
Externe Wärmenutzung		x	x	x	x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung	x	x		x	
	Direktvermarktung			x		x
	Flexibilisierung/Zubau BHKW					x

Tabelle 4-2: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 06 bis BGA 10

Anlagennummer		BGA 06	BGA 07	BGA 08	BGA 09	BGA 10
Jahr der Inbetriebnahme		2007	2007	2011	2007	2011
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente		RG, RM	SG	RG, RM	RG, RM
	Pflanzliche Substrate	MS, GS, ZR, GPS	MS, GS, ZR, KG	MS	MS, GPS, KG	MS, KG, GS
	Reststoffe					
	Substrateinsatz [t/a]	34.203	21.460	11.597	19.830	18.164
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x	x
	Propfenstrom					
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		2	2	2	3	2
Vorgrube/Anmischbehälter			x	x	x	x
Hydrolyse	geschlossen				x	x
	offen					
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	6.855	3.000	3.600	6.472	3.112
Prozesstemperatur	1. Stufe	43	41	40	42	43
	2. Stufe	43	35	32–44	42	43
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{GIS} /(m ³ d)	4,1	3,8	2,3	1,4	3,5
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	73	51	113	120	63
	im gasdichten System	156	51	113	120	129
Abdeckung Gärrestlager	offen			x		
	nicht gasdicht		x		x	
	gasdicht	x				x
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x	x	x	x
	Gärrestlager	x				x
	separater Gasspeicher					
BHKW	Anzahl Aggregate	5	1	2	2	1
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	2.770	265	504	562	600
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	1.787	545*	479	534	570
	Biomethananlage					
Externe Wärmenutzung		x		x	x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung					
	Direktvermarktung	x	x	x	x	x
	Flexibilisierung/Zubau BHKW	x				

* siehe Kapitel 15.6

Ergebnisse der bundesweiten Betreiberbefragung,
Anlagenauswahl der evaluierten Biogasanlagen und deren Kenndaten

Tabelle 4-3: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 11 bis BGA 15

Anlagennummer		BGA 11	BGA 12	BGA 13	BGA 14	BGA 15
Jahr der Inbetriebnahme		2006	2007	2008	2003	2011
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	RM	HTK, RM, PM	RG	RG, RM	RG, SG, SM
	Pflanzliche Substrate	MS, GS, KG	MS, GS	MS, KG, GS	MS, GS, KG, ZR	MS, KG, GS
	Reststoffe			Weizenkleie	Kartoffeln	
	Substrateinsatz [t/a]	8.872	10.423	23.158	28.847	6.762
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x	x
	Propfenstrom					
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		2	2	2	3	2
Vorgube/Anmischbehälter				x	x	x
Hydrolyse	geschlossen				x	
	offen					
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	3.044	3.044	2.874	5.672	3.604
Prozesstemperatur	1. Stufe	44	44	44	27–33	40
	2. Stufe	42	42	44	38	39
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{oTS} /(m ³ d)	2,9	3,4	3,6	2,2	1,1
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	127	127	45	73	190
	im gasdichten System	413	346	45	73	190
Abdeckung Gärrestlager	offen					
	nicht gasdicht			x	x	x
	gasdicht	x	x			
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x	x	x	x
	Gärrestlager					
	separater Gasspeicher					
BHKW	Anzahl Aggregate	1	1	3	1	1
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	537	537	590	549	265
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	510	510	565	522	252
	Biomethananlage					
Externe Wärmenutzung		x	x	x	x	
Vergütung	EEG-Festvergütung	x	x	x		x
	Direktvermarktung				x	
	Flexibilisierung/Zubau BHKW					

Tabelle 4-4: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 16 bis BGA 19

Anlagennummer		BGA 16	BGA 17	BGA 18	BGA 19
Jahr der Inbetriebnahme		2014	2010	2009	2009
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	RG, RM	RG, RM	RG, RM, PM	RG, RM, PFM
	Pflanzliche Substrate	GS	MS, GS, ZR, GPS	MS	MS, GS, KG, GPS
	Reststoffe	Milchzuckerme- lasse		Weizenkleie	
	Substrateinsatz [t/a]	36.795	8.884	21.479	19.503
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x
	Propfenstrom				
	Sonstige				
Anzahl Prozessstufen		2	2	3	3
Vorgrube/Anmischbehälter		x	x	x	x
Hydrolyse	geschlossen				
	offen				
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	9.805	2.458	5.547	5.500
Prozesstemperatur	1. Stufe	42	52–59	50	49
	2. Stufe		50–58	49	49
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{oTS} /(m ³ d)	3,1	2,9	4,3	2,0
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	54	101	59	103
	im gasdichten System	104	101	272	246
Abdeckung Gärrestlager	offen	x (flüssig)			
	nicht gasdicht	x (fest)	x		
	gasdicht			x	x
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x	x	x
	Gärrestlager	x		x	x
	separater Gasspeicher				
BHKW	Anzahl Aggregate	2	2	4	3
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _e]	740	575	1.550	750
	Höchstbemessungsleistung [kW _e]	703	546	1.140	713
	Biomethananlage				
Externe Wärmenutzung		x	x	x	
Vergütung	EEG-Festvergütung	x	x		
	Direktvermarktung			x	x
	Flexibilisierung/Zubau BHKW			x	

Tabelle 4-5: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 20 bis BGA 23

Anlagennummer		BGA 20	BGA 21	BGA 22	BGA 23
Jahr der Inbetriebnahme		2005	2008	2007	2006
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente		RM, RG	RM	RG, RM
	Pflanzliche Substrate	MS, GS, GPS, KG, ZR	MS, GS, GPS, ZR	MS, GS, KG, GPS, Zuckerhirse	MS, GS, GPS, ZR
	Reststoffe	Feuchtmais			
	Substrateinsatz [t/a]	11.151	20.627	7.751	55.618
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x
	Propfenstrom				
	Sonstige				
Anzahl Prozessstufen		2	2	2	4
Vorgrube/Anmischbehälter			x	x	x
Hydrolyse	geschlossen				
	offen				
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	4.072	4.072	2.212	6.346
Prozesstemperatur	1. Stufe	45	45	38–47	47–60
	2. Stufe	43	44	38–47	47–55
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{oTS} /(m ³ d)	2,5	3,3	3,1	4,9
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	133	72	104	42
	im gasdichten System	189	213	156	74
Abdeckung Gärrestlager	offen				
	nicht gasdicht			x	
	gasdicht	x	x	x	x
Gasspeicherung	Gärbehälter		x	x	x
	Gärrestlager	x	x	x	x
	separater Gasspeicher	x			
BHKW	Anzahl Aggregate	2	3	2	7
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	1.000	1.350	384	2.584
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	660	1.283	365	2.455
	Biomethananlage				
Externe Wärmenutzung		x	x	x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung	x		x	
	Direktvermarktung		x		x
	Flexibilisierung/Zubau BHKW		x		x

Tabelle 4-6: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 24 bis BGA 28

Anlagennummer		BGA 24	BGA 25	BGA 26	BGA 27	BGA 28
Jahr der Inbetriebnahme		2008	2004	2005	2005	2008
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	RG, RM, PFM		HTK, RM	PM	RM
	Pflanzliche Substrate	MS, GS, KG, GPS	GS, MS, GPS	MS, GS, GPS, CCM	Klee gras, MS	MS, KG, Klee gras
	Reststoffe					
	Substrateinsatz [t/a]	6.508	11.901	11.320	4.688	9.322
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x	x
	Propfenstrom					
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		2	3	2	1	2
Vorgube/Anmischbehälter		x	x			x
Hydrolyse	geschlossen					
	offen					
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	2.538	4.300	5.400	850	3.200
Prozesstemperatur	1. Stufe	45	41	49	43	42
	2. Stufe	33	39	37		39
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{GIS} /(m ³ d)	1,8	2,6	2,3	4,9	2,0
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	142	132	175	66	125
	im gasdichten System	142	258	232	66	231
Abdeckung Gärrestlager	offen	x				
	nicht gasdicht				x	
	gasdicht		x	x		x
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x			x
	Gärrestlager		x			x
	separater Gasspeicher			x	x	
BHKW	Anzahl Aggregate	1	3	2	1	2
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	355	750	800	240	440
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	195	713	760	228	418
	Biomethananlage					
Externe Wärmenutzung			x	x	x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung	x			x	x
	Direktvermarktung		x	x		
	Flexibilisierung/Zubau BHKW		x			

Tabelle 4-7: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 29 bis BGA 33

Anlagennummer		BGA 29	BGA 30	BGA 31	BGA 32	BGA 33
Jahr der Inbetriebnahme		2011	2004	2010	2010	2010
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	SG	RG	RM, HTK	RM, PFM	RG, RM
	Pflanzliche Substrate	MS, GPS, KG	MS, GS, KG	Klee gras, MKS	KG, MS, GS	MS, GS, GPS, KG
	Reststoffe		Treber, Pülpe		Kartoffel-schalen	
	Substrateinsatz [t/a]	7.284	6.810	6.388	21.355	11.753
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x	x
	Propfenstrom	x				
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		2	2	2	2	2
Vorgrube/Anmischbehälter		x				x
Hydrolyse	geschlossen	x				
	offen					
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	960	4.200	2.400	8.900	2.800
Prozesstemperatur	1. Stufe	45	42	44	48–56	43
	2. Stufe	44	42	44	54–57	43
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{OTS} /(m ³ d)	3,3	1,6	2,6	1,6	2,3
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	48	225	137	170	87
	im gasdichten System	123	225	309	310	208
Abdeckung Gärrestlager	offen					
	nicht gasdicht	x	x	x		
	gasdicht	x		x	x	x
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x	x	x	x
	Gärrestlager	x		x	x	x
	separater Gasspeicher					
BHKW	Anzahl Aggregate	1	1	2	5	1
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _e]	250	536	795	1.025	400
	Höchstbemessungsleistung [kW _e]	238	509	440	974	380
	Biomethananlage					
Externe Wärmenutzung		x	x	x	x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung	x	x		x	
	Direktvermarktung			x	x	x
	Flexibilisierung/Zubau BHKW			x		

Tabelle 4-8: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 34 bis BGA 38

Anlagennummer		BGA 34	BGA 35	BGA 36	BGA 37	BGA 38
Jahr der Inbetriebnahme		2013	2014	2007	2007	2007
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	RG, RM		HTK, RG		HTK
	Pflanzliche Substrate	MS	MS, GPS, ZR, GS	MS, GPS,	MS, GS, ZR, KG	MS
	Reststoffe	Futterreste				
	Substrateinsatz [t/a]	6.148	39.746	11.305	31.766	17.334
Reaktorsystem	Rührkessel		x	x	x	x
	Propfenstrom	x	x			
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		2	2	1	2	2
Vorgrube/Anmischbehälter				x		
Hydrolyse	geschlossen					
	offen					
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	1.770	6.750	2.500	6.300	3.850
Prozesstemperatur	1. Stufe	40–52	51	42	43/45	41
	2. Stufe	22–41	40–48	-	41	40
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{GIS} /(m ³ d)	17,2	4,3	3,6	4,3	3,8
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	105	62	81	72	81
	im gasdichten System	105	141	226	118	81
Abdeckung Gärrestlager	offen					
	nicht gasdicht	x			x	x
	gasdicht		x	x	x	
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x	x	x	x
	Gärrestlager		x	x	x	
	separater Gasspeicher					
BHKW	Anzahl Aggregate	1	0	2	3	2
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	75	0	697	1.768	973
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	71		697	1.711	1.180*
	Biomethananlage		x			
Externe Wärmenutzung		x		x	x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung	x				
	Direktvermarktung		x	x	x	x
	Flexibilisierung/Zubau BHKW					

* siehe Kapitel 15.37

Tabelle 4-9: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 39 bis BGA 43

Anlagennummer		BGA 39	BGA 40	BGA 41	BGA 42	BGA 43
Jahr der Inbetriebnahme		2011	2007	2009	2007	2008
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	RG, HTK	RG	RG, SG	RG	RG, RM
	Pflanzliche Substrate	MS, GPS, GS	MS, GS, KG	MS, KG	MS, GS, GPS, KG	MS, KG, GS
	Reststoffe		Futterreste			
	Substrateinsatz [t/a]	14.910	23.597	26.299	34.409	23.949
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x	x
	Propfenstrom					
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		2	2	3	2	3
Vorgube/Anmischbehälter		x	x	x	x	x
Hydrolyse	geschlossen	x		x		
	offen					
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	3.030	3.969	7.089	5.600	7.295
Prozesstemperatur	1. Stufe	42	40	43	44	38–44
	2. Stufe	43	40	44		41–44
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{GIS} /(m ³ d)	3,2	2,6	2,2	1,6	1,4
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	74	61	36	61	98
	im gasdichten System	199	61	148	96	111
Abdeckung Gärrestlager	offen		x		x	
	nicht gasdicht					x
	gasdicht	x		x	x	
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x	x	x	x
	Gärrestlager	x		x	x	
	separater Gasspeicher					
BHKW	Anzahl Aggregate	1	2	4	1	3
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	600	540	1.175	537	590
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	570	513	877	510	561
	Biomethananlage					
Externe Wärmenutzung		x	x	x	x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung		x		x	x
	Direktvermarktung	x		x		
	Flexibilisierung/Zubau BHKW			x		

Tabelle 4-10: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 44 bis BGA 48

Anlagennummer		BGA 44	BGA 45	BGA 46	BGA 47	BGA 48
Jahr der Inbetriebnahme		2009	2011	2016	2011	2011
Einsatzstoffe	Tierische Exkremente	RG, SG, HTK, PFM	RG	RG, RM	RG, SM, RM	RM, RG
	Pflanzliche Substrate	MS, GS, KG	MS, GPS		MS, GS	GS
	Reststoffe					
	Substrateinsatz [t/a]	14.656	47.159	10.996	17.701	7.902
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x	x
	Propfenstrom					
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		1	2	1	2	2
Vorgube/Anmischbehälter		x	x	x	x	x
Hydrolyse	geschlossen					
	offen					
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	1.665	18.000	1.349	3.422	2.800
Prozesstemperatur	1. Stufe	44	49	41	43–49	39–45
	2. Stufe		47		48	
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{oTS} /(m ³ d)	4,9	2,2	1,2	3,2	2,5
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	42	107	45	71	65
	im gasdichten System	168	336	45	168	134
Abdeckung Gärrestlager	offen			x		x
	nicht gasdicht					
	gasdicht	x	x		x	
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x	x		x
	Gärrestlager	x	x		x	
	separater Gasspeicher				x	
BHKW	Anzahl Aggregate	2	0	1	1	1
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	540	0	75	637	250
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	420		71	605	238
	Biomethananlage		x			
Externe Wärmenutzung		x			x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung		x	x	x	x
	Direktvermarktung	x				
	Flexibilisierung/Zubau BHKW	x				

Tabelle 4-11: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 49 bis BGA 53

Anlagennummer		BGA 49	BGA 50	BGA 51	BGA 52	BGA 53
Jahr der Inbetriebnahme		2012	2013	2006	2013	2011
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	HTK, RG, RM	RG, RM, PFM	RM	RG	
	Pflanzliche Substrate	MS, GS	MS, GS	MS, GS	GS, GPS	MS, GS, GPS, ZR, KG
	Reststoffe					
	Substrateinsatz [t/a]	4.253	6.180	12.277	19.339	44.567
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x	x
	Propfenstrom					
	Sonstige					
Anzahl Prozessstufen		1	1	2	2	2
Vorgube/Anmischbehälter		x	x		x	
Hydrolyse	geschlossen					
	offen					
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	2.589	2.589	2.000	12.238	10.354
Prozesstemperatur	1. Stufe	42	42	47–53	36–40	47–53
	2. Stufe			47–51		43–52
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{oTS} /(m ³ d)	1,9	3,0	4,8	1,0	3,9
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	73	50	59	231	84
	im gasdichten System	221	153	116	275	231
Abdeckung Gärrestlager	offen	x	x			
	nicht gasdicht					
	gasdicht			x	x	x
Gasspeicherung	Gärbehälter	x	x		x	x
	Gärrestlager			x	x	x
	separater Gasspeicher					
BHKW	Anzahl Aggregate	1	1	2	3	0
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	75	75	1.100	1.650	0
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	71	71	527	615	
	Biomethananlage					x
Externe Wärmenutzung				x	x	
Vergütung	EEG-Festvergütung	x	x			
	Direktvermarktung			x	x	x
	Flexibilisierung/Zubau BHKW			x	x	

Tabelle 4-12: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 54 bis BGA 57

Anlagennummer		BGA 54	BGA 55	BGA 56	BGA 57
Jahr der Inbetriebnahme		2006	2005	2004	2016
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	RG, RM		SG	SG, RM
	Pflanzliche Substrate	GPS, GS, MS, ZR, KG	MS, GS, GPS, MKS	MS, GPS, GS	Kleegrass, KG
	Reststoffe			Gemüseabfälle	
	Substrateinsatz [t/a]	15.213	22.411	15.449	5.554
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x
	Propfenstrom	x			
	Sonstige				
Anzahl Prozessstufen		2	2	3	2
Vorgube/Anmischbehälter		x	x	x	x
Hydrolyse	geschlossen				
	offen				
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	2.800	5.100	6.400	2.250
Prozesstemperatur	1. Stufe	43	46	48	44
	2. Stufe	41	44	45	38
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{oTS} /(m ³ d)	3,5	4,6	1,3	1,1
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	67	83	151	148
	im gasdichten System	120	173	258	148
Abdeckung Gärrestlager	offen				x
	nicht gasdicht	x			
	gasdicht	x	x	x	
Gasspeicherung	Gärbehälter	x		x	x
	Gärrestlager	x	x	x	
	separater Gasspeicher				
BHKW	Anzahl Aggregate	1	2	3	1
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	549	730	930	75
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	522	694	703	71
	Biomethananlage		x		
Externe Wärmenutzung		x		x	x
Vergütung	EEG-Festvergütung		x		x
	Direktvermarktung	x		x	
	Flexibilisierung/Zubau BHKW			x	

Tabelle 4-13: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 58 bis BGA 61

Anlagennummer		BGA 58	BGA 59	BGA 60	BGA 61
Jahr der Inbetriebnahme		2007	2016	2011	2011
Einsatzstoffe	Tierische Exkrememente	HTK, RM	SG	RG, RM	RG
	Pflanzliche Substrate	MS, GS, GPS, MKS	MS, GPS, MKS	MS, GS, GPS	MS, GS, GPS
	Reststoffe				
	Substrateinsatz [t/a]	11.026	6.896	9.170	35.914
Reaktorsystem	Rührkessel	x	x	x	x
	Propfenstrom				
	Sonstige				
Anzahl Prozessstufen		2	1	1	4
Vorgrube/Anmischbehälter			x		x
Hydrolyse	geschlossen				
	offen				
Arbeitsvolumen gesamt	[m ³]	5.400	850	2.500	10.266
Prozesstemperatur	1. Stufe	48	40	43	49–55
	2. Stufe	35			48–53
Organische Raumbelastung Fermenter	kg _{GIS} /(m ³ d)	2,2	1,9	2,7	3,7
Verweilzeit [d]	im Fermentersystem	179	45	100	87
	im gasdichten System	238	146	267	233
Abdeckung Gärrestlager	offen				
	nicht gasdicht				
	gasdicht	x	x	x	x
Gasspeicherung	Gärbehälter			x	
	Gärrestlager		x	x	x
	separater Gasspeicher	x			
BHKW	Anzahl Aggregate	3	1	1	1
	Installierte elektrische Gesamtleistung [kW _{el}]	1.701	75	400	100
	Höchstbemessungsleistung [kW _{el}]	750	71	380	
	Biomethananlage				x
Externe Wärmenutzung		x	x	x	
Vergütung	EEG-Festvergütung		x	x	
	Direktvermarktung	x			x
	Flexibilisierung/Zubau BHKW	x			

5 BESCHREIBUNG AUSGEWÄHLTER ANLAGEN

Im Folgenden werden zehn der 61 untersuchten Biogasanlagen näher erläutert. Dies umfasst die Anlagenbeschreibung, die Möglichkeiten zur Beurteilung des Betriebs (vorhandene Messtechnik) sowie den Anlagenbetrieb während des Messzeitraumes. Letzteres fasst in einem Datenblatt sowie einem ökonomischen Datenblatt die wichtigsten Daten und Kennzahlen der Anlagen zusammen.

Kapitel 5 ist ausschließlich in der Online-Version dieser Broschüre enthalten.

6 ERGEBNISSE DES BIOGAS- MESSPROGRAMMS

Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse des BMP III in aggregierter Form dargestellt. Hierfür werden die auf den untersuchten Biogasanlagen erhobenen Daten in Relation zu den Ergebnissen der bundesweiten Betreiberbefragung präsentiert. Im BMP III wurden insgesamt 61 Biogasanlagen intensiv begleitet und untersucht. Den Daten der Betreiberbefragung liegen demgegenüber 345 beantwortete Fragebögen zugrunde (vgl. Kapitel 4.2); da nicht alle hier dargestellten Messungen und Auswertungen für alle Anlagen erfolgen konnten, kann der Stichprobenumfang bei der Auswertung der Betreiberbefragung gegebenenfalls geringer sein.

6.1 Anlagenkonfigurationen

In diesem Abschnitt werden die 61 untersuchten Anlagen in ihrer technischen Konfiguration untereinander verglichen. Für die genauen technischen Beschreibungen der Anlagen sei auf Kapitel 15 der Onlinebroschüre verwiesen.

6.1.1 Behälterkonfiguration

Sowohl im Bestand der im Zuge der Betreiberbefragung erfassten 345 Anlagen als auch bei den 61 im Rahmen des BMP III untersuchten Anlagen waren überwiegend stehende Rührkesselreaktoren im Einsatz (vgl. Abbildung 6-1). Im Messprogramm waren es 56 der 61 begleiteten Anlagen, während bei der Betreiberbefragung von 310 Fermentern 279 als Rührkessel ausgeführt waren. Vier der Biogasanlagen im Messprogramm verfügten jeweils über einen Pfropfenstromreaktor als Hauptfermenter, dem ein Rührkessel als zweite Gärstufe nachgeschaltet war. Ring-in-Ring-Systeme, bei welchen zwei Prozessstufen in konzentrisch ineinander stehenden Behältern ausgeführt sind, waren im Messprogramm nicht vertreten, jedoch mit vier Anlagen in der Be-

treiberbefragung. Trockenvergärungsanlagen zur Behandlung stapelfähiger Substrate fanden sich weder in der Betreiberbefragung noch im Messprogramm wieder.

Im Messprogramm befanden sich 56 mehrstufig und 5 einstufig ausgeführte Biogasanlagen. Von letztgenannter Gruppe befanden sich zwei Anlagen im Leistungsbereich von 75 kW_{el}, welche vornehmlich zur Güllevergärung eingesetzt wurden, aber auch Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von bis zu 400 kW. Im vorliegenden Messprogramm waren 91,8% der untersuchten Biogasanlagen mehrstufig ausgeführt und lediglich 8,2% einstufig. Im Gegensatz dazu war im vorausgegangenen BMP II der Anteil an einstufigen Biogasanlagen mit 33% deutlich höher, was unter anderem auf den Fokus auf Trockenfermentationsanlagen zurückzuführen ist. Hierbei wurden drei diskontinuierliche Trockenfermentationsanlagen untersucht, da sich diese seit dem EEG 2004 für einen Technologiebonus qualifizieren. Da sich eine diskontinuierliche Betriebsweise in der Fläche nicht durchgesetzt hat, ist diese Bauart in vorliegenden BMP III nicht vertreten.

Die 56 mehrstufig ausgeführten Biogasanlagen im Messprogramm verfügen über zwei bis fünf Gärbehälter in der Fermentationsstrecke (vgl. Glossar in Kapitel 12), welche in 30 von 56 Fällen in zwei Fermentationsstufen angeordnet sind (Haupt- und Nachgärer), in 18 Fällen in drei Stufen und in sechs Fällen in vier Prozessstufen. Weiterhin verfügen 41 der im Messprogramm begleiteten Biogasanlagen über eine der gasdichten Fermentationsstrecke vorgeschaltete Stufe in Form einer Vor- oder Anmischgrube, einer Hydrolysestufe oder eines Mischbehälters – die zwei letztgenannten auch in einer in einem Behälter integrierten Kombination.

In Abbildung 6-1 und im Folgenden ist zu beachten, dass die untersuchten Biogasanlagen des Messprogramms nicht zwingend Teilnehmende der Betreiberbefragung waren.

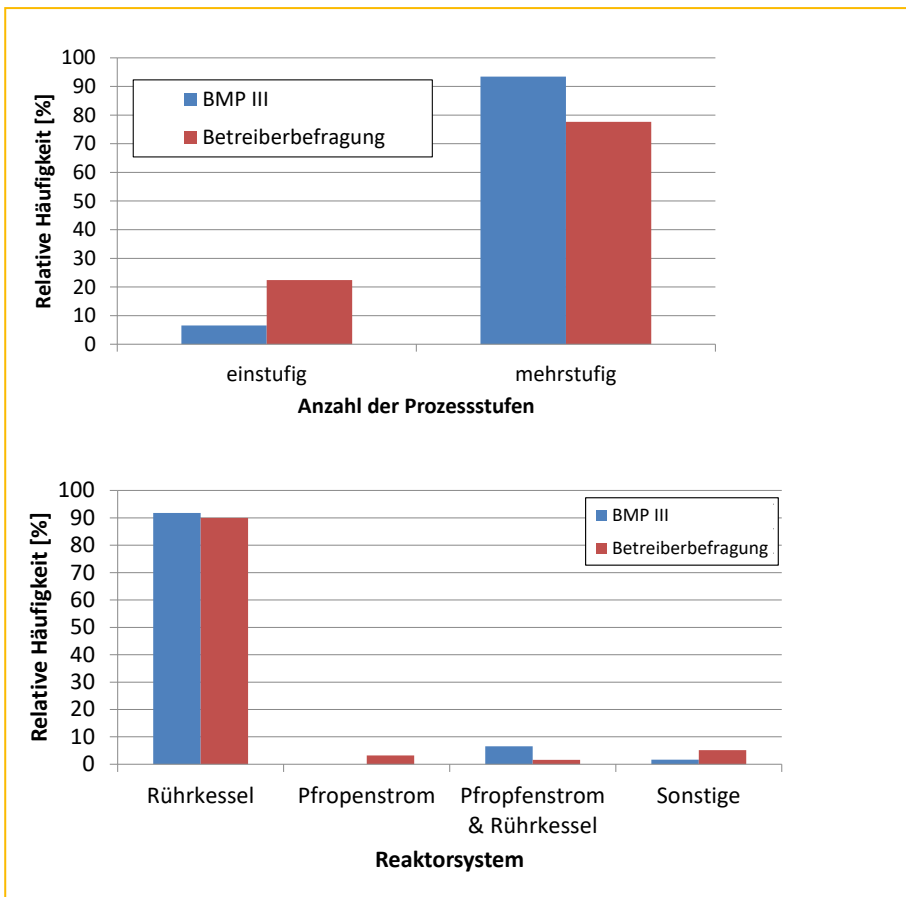


Abbildung 6-1: Relative Häufigkeitsverteilung der Anzahlen der Prozessstufen der untersuchten Anlagen (links; BMP III, n = 61; Betreiberbefragung, n = 286) sowie des Reaktorsystems (rechts; BMP III, n = 61; Betreiberbefragung, n = 310) jeweils differenziert für zwei Stichproben

6.1.2 Prozesstemperatur

Abbildung 6-2 gibt die Verteilung der mittleren Prozesstemperatur der Gärstrecken der untersuchten Biogasanlagen wieder. Die erste Klasse (35–42°C) lässt sich hierbei als typisch mesophil beschreiben, in welcher eine Vielzahl von Methanbildnern ihr Wachstumsoptimum haben (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2016). Hier finden sich rund 30% der Anlagen aus dem Messprogramm und die Mehrzahl (51%) der Anlagen aus der Betreiberbefragung wieder, in absoluten Zahlen sind das 17 bzw. 175 Biogasanlagen.

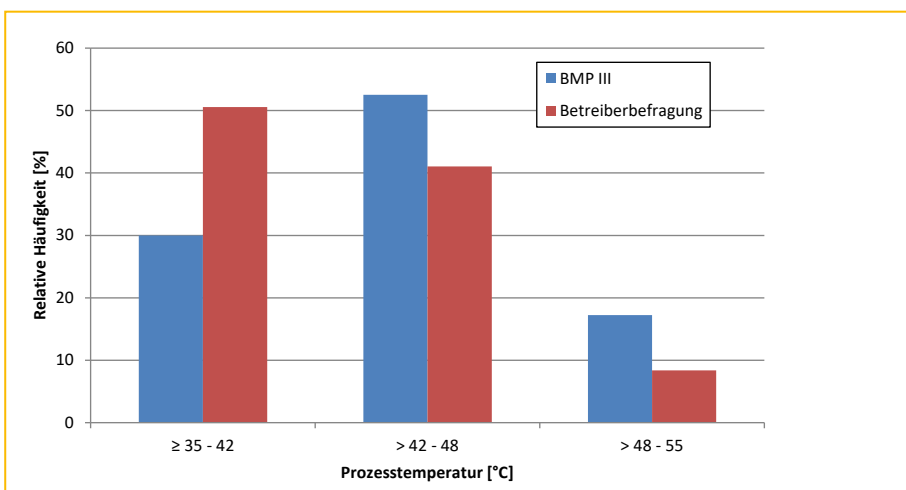


Abbildung 6-2: Relative Häufigkeitsverteilung der mittleren Gärtemperaturen der Biogasanlagen differenziert für zwei Stichproben (BMP III, n = 60; Betreiberbefragung, n = 346)

Der Großteil der im Messprogramm begleiteten Anlagen weist Gärtemperaturen oberhalb von 42 °C auf, welche zwar schnellere biochemische Reaktionen und Transportvorgänge versprechen, jedoch aufgrund der geringeren mikrobiellen Diversität anfälliger gegenüber Prozessstörungen sind (Guo et al., 2014; Gagliano et al., 2015). Als Ursache für die geringere Diversität bei höherer Prozesstemperatur wird das erhöhte Ammoniak-zu-Ammonium-Verhältnis angenommen, wobei der Ammoniak toxisch wirkt und vornehmlich die Methanogenen hemmt (Westerholm et al., 2018). Interessanterweise liegt die Gärtemperatur in etwa drei Viertel dieser Anlagen nicht über 48 °C, wo klassischerweise die Grenze zum thermophilen Temperaturbereich gezogen wird. Es scheint, dass sich dieser „Übergangsbereich“ in der Praxis als ein guter Kompromiss zwischen Heizwärmebedarf, Prozessstabilität und Biogasproduktivität herausgestellt hat.

6.1.3 Anlagenleistung

Die Anlagengröße als Maß für die Leistungsfähigkeit einer Biogasanlage, bestehend aus Gasproduktion und Gasverwertung, bemaß sich in der Praxis bisher anhand der elektrischen Gesamtleistung der installierten BHKW. Bei Annahme eines Dauerbetriebes von BHKW unter Volllast spiegelt die installierte elektrische Leistung die eingespeiste elektrische Arbeit wider.

Durch die mehrfache Novellierung des EEG in den letzten Jahren gab es Veränderungen in der Vergütung der von Biogasanlagen erzeugten elektrischen Energie. Seit der EEG-Novelle im Jahr 2014 fördert der „Zuschlag für Kapazitäten zur flexiblen Stromerzeugung“ lediglich noch 50% der installierten elektrischen Lei-

stung mit dem Ziel des Ausbaus der Anlagenflexibilität; zu realisieren beispielsweise durch Erhöhung der Gasspeicherkapazität oder – wie hier von Relevanz – durch „Überbauung“ der installierten elektrischen Leistung. Dies hat dazu geführt, dass die installierte Leistung von Anlagen nicht mehr dauerhaft abgerufen wird und die eingespeiste Arbeit nicht mehr dem Faktor aus der installierten elektrischen Leistung und den Jahresstunden entspricht. Daher wird mittlerweile die Höchstbemessungsleistung, also die maximal EEG-vergütungsfähige Jahresdurchschnittsleistung als geeignetes Maß für die Anlagengröße verwendet.

Im Gegensatz zum Biogas-Messprogramm II (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009) ist eine Konzentrierung der installierten elektrischen Leistung bei ≤ 500 kW nicht mehr sichtbar (vgl. Abbildung 6-3). Diese begründete sich mit den maximalen Vergütungssätzen des EEG 2004 und EEG 2009. Seit 2014 erhalten Anlagen für die Stromerzeugung aus Biomasse mit einer installierten elektrischen Leistung von maximal 75 kW die höchsten Vergütungssätze pro kWh und in dieser Leistungsklasse fand in den letzten Jahre auch der zahlenmäßig größte Zubau von Biogasanlagen statt (Scheffelowitz et al., 2018). Diese als „Kleinbiogasanlagen“ bezeichneten Systeme dürfen nur mit Wirtschaftsdünger und einem maximal 20%-igen Substratanteil von nachwachsenden Rohstoffen gefüttert werden. In Abbildung 6-3 ist zu berücksichtigen, dass Anlagen mit einer installierten Leistung nahe einer Klassengrenze in einer benachbarten wiedergegeben sein können, da die Höchstbemessungsleistung bei nicht flexibilisierter Fahrweise seit dem EEG 2014 bei 95% der installierten Leistung liegt.

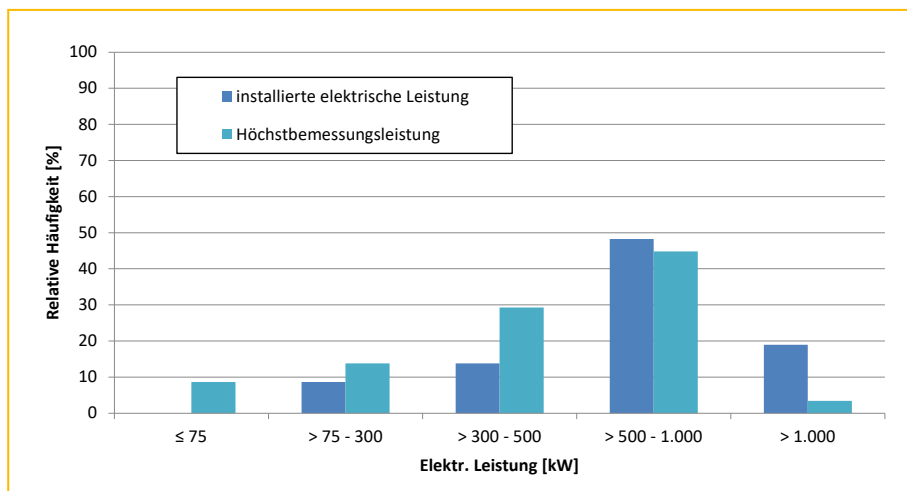


Abbildung 6-3: Relative Häufigkeitsverteilung der installierten elektrischen Leistung (Nennleistung) und der Höchstbemessungsleistung der bewerteten Biogasanlagen (n = 58)

6.1.4 Gasspeicherung

Bei den im Messprogramm untersuchten Biogasanlagen verteilen sich die Typen der Gasspeicher auf den Behältern wie in Abbildung 6-4 dargestellt. Von den aufgenommenen Gasspeichern auf Gärbehältern sind 102 von 143 als tragluftgestützte Doppelfolie ausgeführt (71,3%) und 38 als Einfachfolienspeicher. Lediglich in zwei Fällen ist ein externer Gasspeicher in einem separaten Gebäude untergebracht.

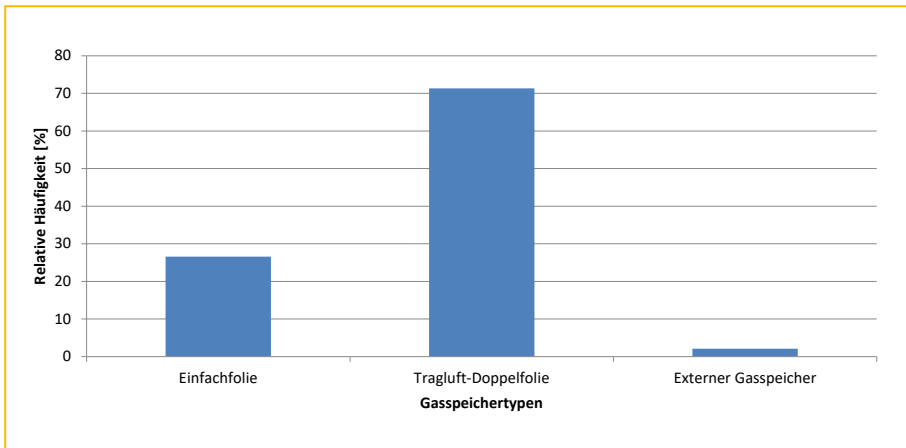


Abbildung 6-4: Relative Häufigkeitsverteilung der Gasspeichertypen auf den bewerteten Biogasanlagen im BMP III (n = 143)

Keine der begleiteten Biogasanlagen, unabhängig von den eingesetzten Substraten, verzichtet auf eine Entschwefelung. Beweggründe für den Einsatz sind die Vermeidung von Korrosion, Stabilisierung des Gärprozesses und Anforderungen der BHKW-Hersteller an die Beschaffenheit des zugeführten Biogases. Insbesondere beim Einsatz proteinreicher Substrate (z.B. Wirt-

schaftsdünger, Gras, Getreidekorn) können hohe Schwefelwasserstoffgehalte im Biogas auftreten. Hier werden häufig eine Grob- und eine Feinentschwefelung eingesetzt. Da einzelne Biogasanlagen über mehrere Verfahren zur Entschwefelung verfügen, ergibt sich in Abbildung 6-5 eine Summe der Häufigkeiten von > 100%.

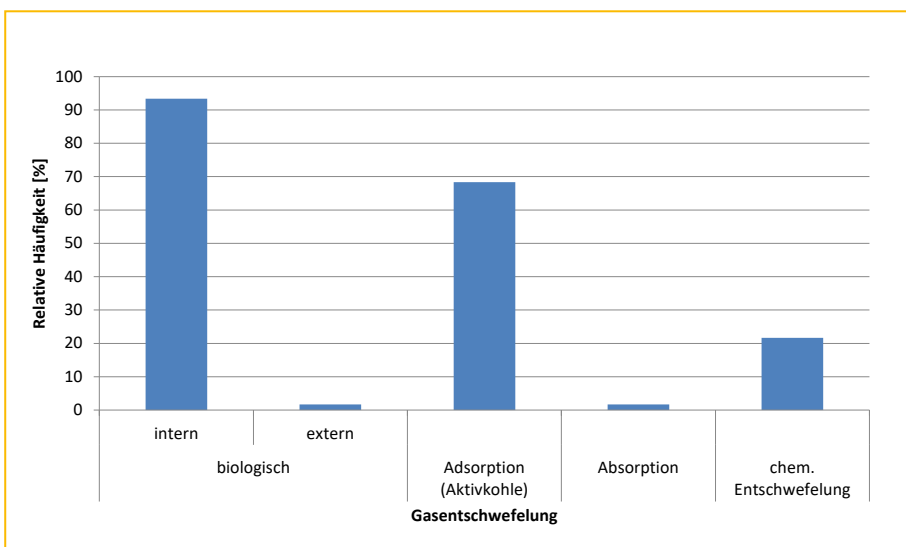


Abbildung 6-5: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen im BMP III in Bezug auf die Gasentschwefelung (n = 60)

Als häufigstes Entschwefelungsverfahren wird in 57 von 61 Anlagen im BMP III die biologische Entschwefelung angewandt, davon in 56 Fällen mittels Lufterinblasung in den Gasraum der Gärbehälter und in einem Fall in einem separaten Entschwefelungsreaktor. In 13 Biogasanlagen (21,6%) werden dem Gärgemisch Eisenpräparate zugegeben, um Eisensulfid auszufällen (chemische Entschwefelung). Häufig kommt eine Feinent Schwefelung des Rohbiogases mittels Aktivkohle vor dem BHKW als zusätzlicher Reinigungsschritt hinzu. Für die Vollentschwefelung ist dies nicht wirtschaftlich, da die schwefelbeladene Aktivkohle nicht regeneriert werden kann und bei Sättigung ersetzt werden muss.

Abbildung 6-6 gibt das spezifische Gasspeichervolumen in Bezug auf die installierte elektrische Leistung der im Messprogramm begleiteten Anlagen wieder. Im vorangegangenen Biogas-Messprogramm II (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009) verfügte die Mehrheit der untersuchten Anlagen noch über ein spezifisches Gasspeichervolumen von $\leq 2 \text{ m}^3/\text{kW}_{\text{el}}$. Diese Dimensionierung reichte aus, um etwa Stillstandzeiten der Gasverbraucher (Wartung) zu überbrücken.

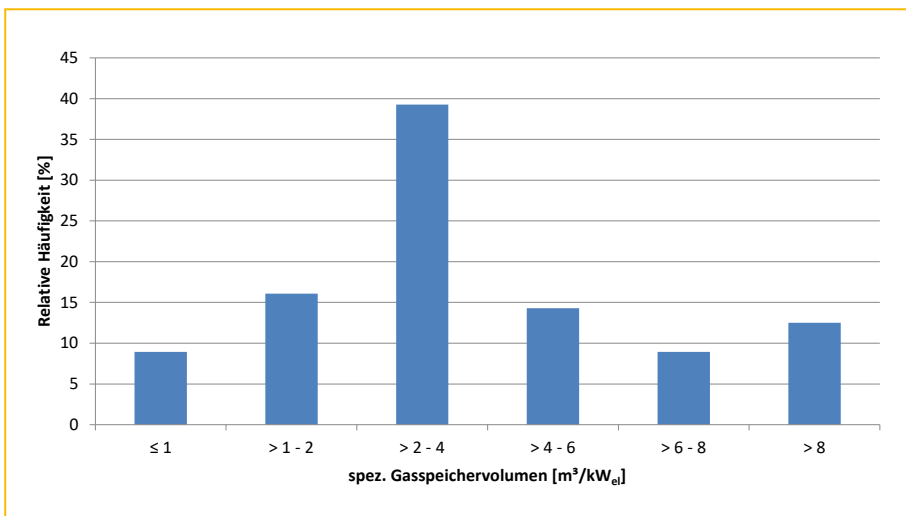


Abbildung 6-6: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen in Bezug auf das spezifische Gasspeichervolumen ($n = 61$)

Im BMP III ist nun klar zu erkennen, dass das spezifische Gasspeichervolumen im Zuge der weiteren Entwicklung der Anlagen größer dimensioniert wurde: Im Mittel verfügen die untersuchten Anlagen über eine Speicherkapazität von rund $4,3 \text{ m}^3/\text{kW}_{\text{el}}$; lediglich elf der begleiteten Anlagen liegen beim spezifischen Gasspeichervolumen unter einem Wert von $2 \text{ m}^3/\text{kW}_{\text{el}}$. Dies lässt sich vor allem auf die veränderten Anforderungen an die Anlagentechnik im Zuge der Flexibilisierung zurückführen, welche von den Anlagen eine größere zeitliche Flexibilität in der Gasverwertung erfordert. Diese wird in der Regel durch eine Kombination von Überbauung der installierten elektrischen Leistung und Erweiterung der Gasspeicherkapazität realisiert (vgl. Kapitel 6.1.3).

6.1.5 Wärmenutzung

Entsprechend der Vergütungsregelungen für die eingespeisten Strommengen aus früheren Ausgaben des EEG wurden viele Biogasanlagen ursprünglich ohne Wärmenutzungskonzept geplant. Bei elektrischen BHKW-Wirkungsgraden von in der Regel unter 40% blieb somit der Großteil der produzierten Energie ungenutzt (Postel et al., 2017). Im Zuge der Effizienzsteigerung und der zusätzlichen Vergütung der Kraft-Wärme-Kopplung hat sich die Nutzung der ausgekoppelten Wärmeenergie deutlich

verbessert. Im Messprogramm verfügen 46 von 61 Anlagen über ein Wärmenutzungskonzept. Über kein Wärmenutzungskonzept verfügen BGA 15, BGA 24, 6 Güllekleinanlagen, 4 Biomethananlagen, sowie 3 weitere Anlagen, die Teile der Biogasproduktion verkaufen. Bei BGA 24 handelt es sich um eine Forschungsbiogasanlage, die große Teile ihrer Wärme auf dem angrenzenden Hof verwertet. BGA 15 verwertet ebenfalls ein Großteil der produzierten Wärme auf dem eigenen Hof. Zudem ist bei allen 7 Anlagen, die Biogas verkaufen, davon auszugehen, dass extern beim Verbrauch des produzierten Biogases die Wärme genutzt wird. Eine externe Verwertung der Wärme der Güllekleinanlagen ist aufgrund der geringen Mengen nicht wirtschaftlich. Teilweise wird die Wärme allerdings für den eigenen Betrieb verwendet. Somit zeigt sich im Messprogramm, dass das Thema Wärmeverwertung in der Praxis bereits intensiv umgesetzt wird. Die hohe Anzahl an Anlagen mit Wärmenutzungskonzepten beruht allerdings auch auf den Auswahlkriterien im Messprogramm. Es ist somit nicht auf Basis dieses Ergebnisses auf die Grundgesamtheit der Anlagen zu schließen. Abbildung 6-7 legt allerdings nahe, dass auch in der Grundgesamtheit der Anlagen ein ähnliches Bild zu finden ist

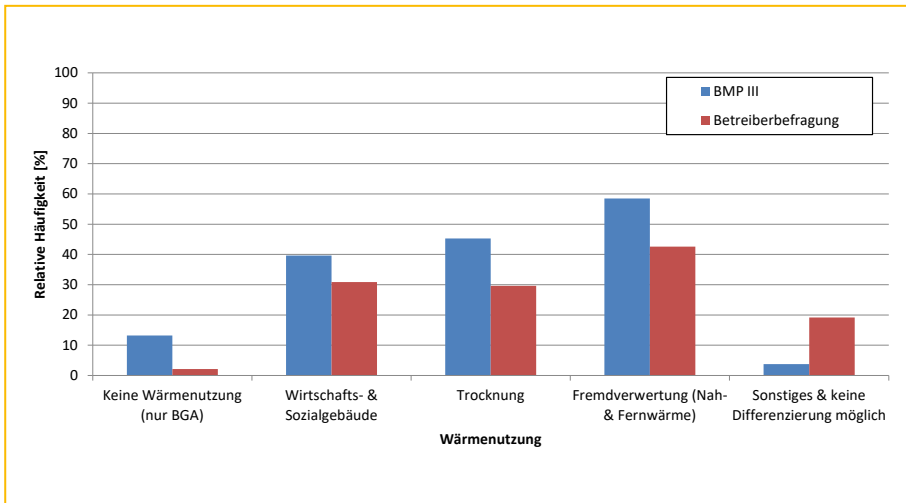


Abbildung 6-7: Relative Häufigkeitsverteilung in Bezug auf die Wärmenutzung der bewerteten Biogasanlagen (BMP III, n = 53; Betreiberbefragung, n = 324)

Die übrigen Anlagen nutzen die überschüssige BHKW-Abwärme lediglich zur Versorgung der Gärbehälter. Für einen Vergleich ist einschränkend zu beachten, dass die untersuchten Anlagen nach den in Kapitel 4.1 dargelegten Kriterien ausgewählt wurden, welche nicht jenen aus vorherigen Messprogrammen entsprechen.

Bei den Anlagen mit Wärmenutzungskonzept sind Kombinationen verschiedener Nutzungsarten häufig, da viele Wärmenetze saisonaler Natur sind. Nah- und Fernwärmenetze für Wohngebiete beispielsweise nehmen ausgekoppelte Wärme in der Regel lediglich während der Heizperiode ab. Auch die Trocknung landwirtschaftlicher Produkte konzentriert sich um die entsprechenden Ernte- bzw. Verarbeitungszeitpunkte. Daher umfasst Abbildung 6-7 mögliche Mehrfachnennungen der begleiteten Biogasanlagen.

6.1.6 Gasverwertung

Wie bereits in Kapitel 6.1.5 dargelegt, sind die Konzepte zur Gasverwertung der Anlagen im Messprogramm vielfältig. Vor den Anlagen mit Methaneinspeisung überwiegen die Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung des produzierten Biogases in BHKW. Darüber hinaus gibt es Kombinationen aus beiden Konversionswegen.

Von den 61 im Messprogramm begleiteten Biogasanlagen speisen fünf das produzierte Biogas nach einer Aufbereitung in das Erdgasnetz ein, namentlich BGA 35, 45, 53, 55 und 61. Die beiden erstgenannten betreiben eigene Aufbereitungsanlagen, während BGA 53 und 61 die Aufbereitung und Einspeisung vor Ort vom Netzbetreiber durchführen lassen und lediglich definierte Rohbiogasmengen an diesen abgeben. BGA 55 speist aufbereitetes Biogas in ein Mikrogasnetz mit einem geringen Netzdruck ein, verfügt jedoch zusätzlich über zwei BHKW zur Vor-Ort-Verwertung eines Anteils des Biogases. Drei weitere BGA (7, 19 und 23) verfügen zwar über Aggregate zur Vor-Ort-Verstromung, setzen aber den Großteil des produzierten Biogases als entschwefeltes und getrocknetes Rohbiogas ab. Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan fällt ein Schwachgas mit einem sehr geringen Methangehalt an. Dieses sollte zur Vermeidung von Treibhausgasemission nicht direkt an die Atmosphäre abgegeben werden. Nach EEG ist ein maxi-

maler Gasschlupf von 0,2% zulässig. Alle Anlagen nutzen Verfahren zur Schwachgasnachbehandlung wie FLOX-Brenner oder Anlagen zur Regenerativ-thermischen Oxidation. Die bei der Nachbehandlung entstehende Wärme wird, mit Ausnahme der BGA 35, zur Beheizung der Fermenter genutzt. Die übrigen untersuchten Biogasanlagen nutzen das erzeugte Biogas vor Ort in BHKW zur Bereitstellung von Strom und Wärme.

6.1.6.1 Jahresbetriebsstunden, theoretische Volllaststunden und elektrische Auslastung der BHKW

Zur Beurteilung der Verfügbarkeit einer Biogasanlage bieten sich generell die Bewertung der Betriebsstunden und der Volllaststunden an (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2016). Auf Grundlage der Jahresbetriebsstunden eines Konversionsaggregates (hier i.d.R. BHKW) können die theoretischen Volllaststunden durch Division der im Betrachtungszeitraum erzeugten Strommenge mit der installierten Leistung berechnet werden. Dieser Wert lässt in Relation zu den Betriebsstunden erkennen, ob das BHKW in Teillast betrieben wird. Da im Zuge der für Biogasanlagen gewünschten und geforderten Flexibilisierung die installierte BHKW-Gesamtleistung auf zahlreichen Anlagen durch Installation zusätzlicher Aggregate erhöht wurde, hat die Anzahl der Jahresbetriebsstunden nicht mehr die Aussagekraft vorhergehender Messprogramme, da nicht unterschieden werden kann, ob die verminderten Betriebsstunden durch gewollten Flexbetrieb oder ungewollte Störungen verursacht wurden.

Die elektrische Auslastung der BHKW hat dieselbe Aussagekraft wie die Beurteilung der Volllaststunden (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2016). Zur Berechnung der Werte für die mittlere elektrische Auslastung (auch: Arbeitsausnutzung) der Anlagen wurden alle BHKW einer Biogasanlage zur installierten Gesamtleistung zusammengefasst. Eine Aggregation dieser Daten in Form einer Häufigkeitsverteilung zeigt Abbildung 6-8. Hieraus ist ersichtlich, dass 36 der dargestellten 60 Anlagen mehr als 80% der installierten elektrischen Leistung für die Stromproduktion ausnutzen. Anlagen mit geringer elektrischer Auslastung tragen der Überbauung im Rahmen von Flexibilisierungsmaßnahmen Rechnung.

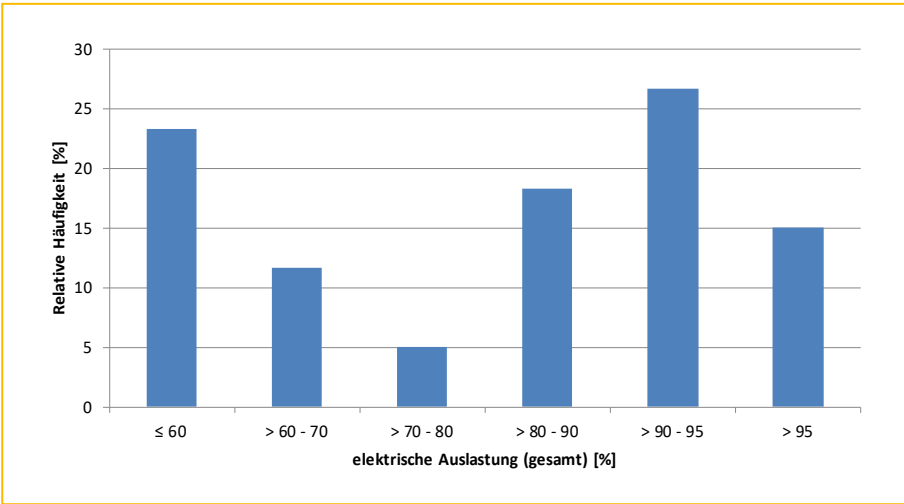


Abbildung 6-8: Relative Häufigkeitsverteilung der Auslastung der anlagenspezifischen elektrischen BHKW-Kapazität (n = 60)

Für die vergleichende Bewertung der Anlagen wurde nicht die Arbeitsausnutzung auf Basis der installierten elektrischen Gesamtleistung, sondern die Ausnutzung der für die Vergütung maßgeblichen elektrischen Höchstbemessungsleistung betrachtet. Das entsprechende Histogramm für die Leistungsausnutzung in Kapitel 7.1 für die 48 bewerteten Anlagen stellt sich deutlich anders dar, als für die Arbeitsausnutzung: Dort erreicht die Hälfte der Anlagen einen Wert über 95 %,

6.1.6.2 Elektrischer Wirkungsgrad

Die elektrischen Wirkungsgrade der an den im Messprogramm untersuchten BHKW gemäß Herstellerangaben sind in Abbildung 6-9 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass von den 57 Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung 31 über mehr als ein BHKW verfügen. Daher sind in Abbildung 6-9 die elektrischen Wirkungsgrade von 111 Einzel-BHKW aggregiert. Die elektrischen Wirkungsgrade der dokumentierten Aggregate bewegen sich zwischen 34 % und 47 %, im Mittel sind es 40,2 %.

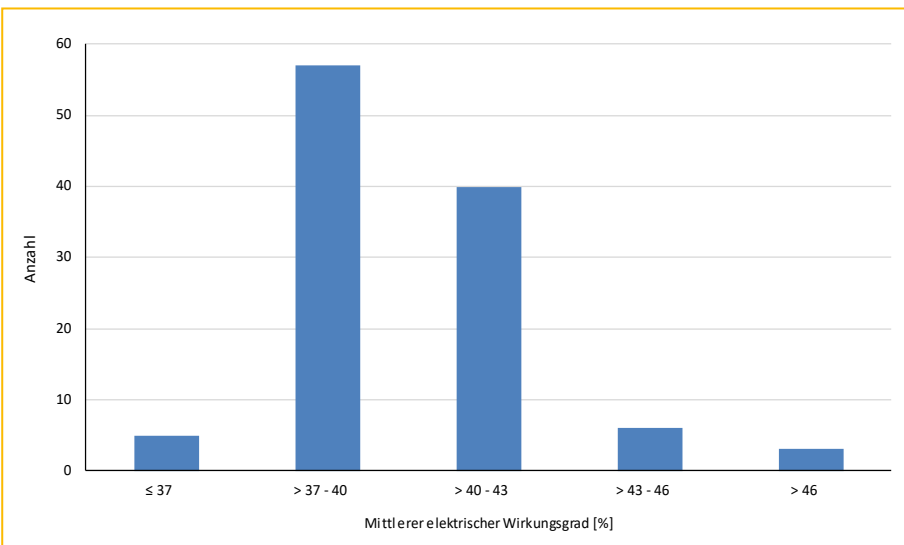


Abbildung 6-9: Mittlere elektrische Wirkungsgrade der BHKW laut Herstellerangabe (n = 111)

6.1.6.3 Substratspezifische Energieproduktion

Abbildung 6-10 zeigt Kennwerte zur Stromproduktion der untersuchten Biogasanlagen in Bezug zur zugeführten Frischmasse bzw. zu den laboranalytisch bestimmten Substratfraktionen TS, oTS und FoTS und somit kombinierte Kennzahlen von Gärprozess und Biogasverwertung. Sortiert sind die untersuchten Biogasanlagen in der Darstellung aufsteigend nach dem Anteil von eingesetztem Wirtschaftsdünger.

Während beim Frischmassebezug die Stromausbeute von 55 bis 580 kWh/t_{FM} variiert – also um mehr als Faktor zehn –

fasst der Wertebereich unter Berücksichtigung der oTS, welche in den Standardwerken als Bezugsgröße verwendet wird, 329 bis 1.882 kWh/t_{oTS}. Bei Berücksichtigung der Vergärbarkeit anhand des FoTS-Gehaltes werden 511 bis 2.622 kWh/t_{FoTS} erzielt. Dieses Ergebnis unterstreicht die Bedeutung einer laboranalytischen Charakterisierung der Einsatzstoffe für die aussagekräftige Bewertung der Energieausbeute. Hierbei ist der Einfluss z.B. der Wassergehalte der eingesetzten Substrate bei der frischmassebezogenen Bewertung der Energieproduktion zu berücksichtigen. Bei TS-Bezug und genauerer Charakterisierung der

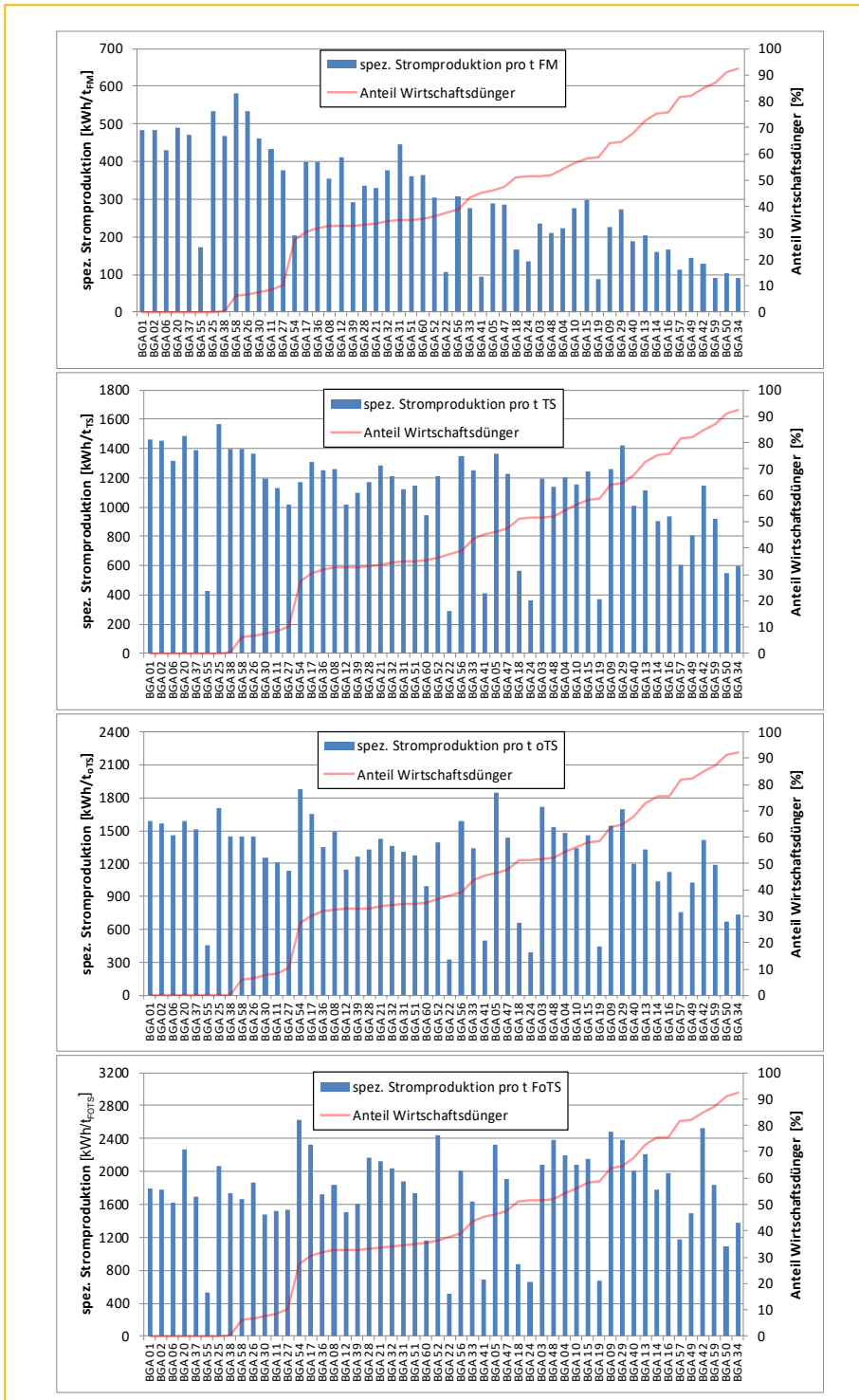


Abbildung 6-10: Spezifische Stromproduktion pro Tonne FM, TS, oTS und FoTS und Anteil des Wirtschaftsdüngers in der Substratmischung

Einsatzstoffe ist zumindest der Einfluss des Wassergehaltes auf die spezifische Energieproduktion eliminiert. Ausgewählte Substratcharakteristika sind in Tabelle 6-1 zusammengefasst.

Einzelne Werte sind unplausibel hoch. Eine Einordnung der im Messprogramm bestimmten Spannen bei der Anlagenbewertung erfolgt in Kapitel 6.3.5.

Bei kontinuierlich betriebenen, volldurchmischen Rührkesselreaktoren besteht theoretisch ein direkter Zusammenhang zwi-

schen hydraulischer Verweilzeit und der FoTS-spezifischen Stromausbeute. Wie Abbildung 6-11 zeigt, lässt sich allerdings dieser Zusammenhang mit den gewonnenen Daten nicht abbilden. Auch wenn man die Verweilzeit im beheizten System zu Grunde legt (nicht abgebildet), lässt sich diesbezüglich keine Verbesserung erzielen. Demnach existieren zu viele weitere Einflussfaktoren und messtechnische bzw. laboranalytische Fehlerquellen, um eine Korrelation mit der Verweilzeit erkennbar zu machen.

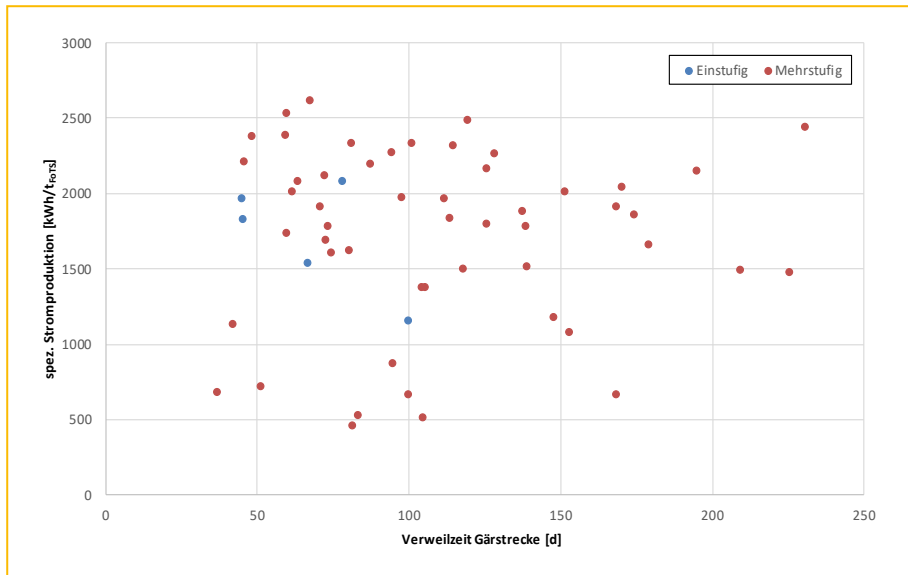


Abbildung 6-11: Zusammenhang zwischen spezifischer Stromproduktion pro t_{FoTS} und der Verweilzeit im gasdichten System

6.1.6.4 Wärmenutzung

Die theoretische Bruttowärmeleistung der BGA mit Vor-Ort-Verstromung wurde aus der installierten thermischen Nennleistung und den theoretischen Volllaststunden berechnet, um auch ohne vorhandene Messtechnik Rückschlüsse auf das Wärmenutzungskonzept der einzelnen Biogasanlagen ziehen zu können. Der Eigenwärmebedarf zur Beheizung der Biogasanlage konnte bei 36 von 61 Anlagen messtechnisch bestimmt werden. Der Eigenwärmebedarf bezieht sich hierbei lediglich auf die zur Biogaserzeugung genutzte Wärme, die in der Regel für die Beheizung der Gärbehälter verwendet wird. Die an Wärmesenken außerhalb der Biogasanlage abgegebene Fremdwärme konnte für 46 Anlagen bestimmt werden. Diese umfasst gegebenenfalls auch eine innerbetriebliche Wärmenutzung, beispielsweise für die Beheizung von Stall- und Privatgebäuden oder auch in Trocknungsanlagen.

Die Differenz aus Bruttowärmeleistung abzüglich Eigenwärmebedarf und Fremdwärme stellt die Fortwärme dar. Diese umfasst neben den Wärmeverlusten im BHKW und bei der Wärmeübertragung die aktiv über Kühler in die Umgebung abgegebene Wärmemenge. Auf Basis der genannten Parameter wurde die thermische Auslastung als prozentualer Anteil der Nutzwärmeleistung an der Brutto-Wärmeleistung bestimmt. Die (teil-)verstromenden Anlagen ($n = 56$) im BMP III weisen zu rund 86 % ein Fremdnutzungskonzept für ihre produzierte Wärme auf. Die thermische Auslastung durch Fremdnutzer liegt hierbei in einem Bereich von 1,5 % bis 89,8 % und durchschnittlich bei 52,4 %. Die geringste thermische Auslastung weist BGA 16 mit 1,5 % auf, welche lediglich ein benachbartes Wohnhaus mit Wärme ver-

sorgt. Den höchsten Wärmenutzungsanteil erzielt BGA 25: Dieser Betrieb realisiert seit über vierzehn Jahren ein umfangreiches Wärmenutzungskonzept mit Nahwärmeversorgung von Wohnhäusern und einem Seniorenheim sowie zur Holz Trocknung. Generell weisen diejenigen Anlagen mit der höchsten thermischen Auslastung sehr komplexe Wärmenutzungskonzepte auf, die über längere Zeit entwickelt werden müssen. BGA 37 betreibt mit Hilfe eines BHKW vor Ort und zwei Satelliten-BHKW mehrere Trockner für Hackschnitzel und Getreide, stellt Prozessdampf für eine Molkerei zur Verfügung und speist überschüssige Wärme in ein Nahwärmenetz zur Beheizung verschiedener öffentlicher Gebäude ein. BGA 56 versorgt ebenso mit einem BHKW am Betriebsstandort und zwei Satelliten-BHKW zahlreiche Betriebs- und Wohngebäude sowie eine Schreinerei mit Wärme, zusätzlich wird eine Hackschnitzeltrocknung betrieben.

Etwa die Hälfte der im BMP III untersuchten Anlagen kann eine mehr als 50-prozentige Auslastung der theoretischen Wärmeeleistung durch externe Nutzung aufweisen (vgl. Abbildung 6-12). Im Vergleich zu den Anlagen im BMP II, wo diese Schwelle lediglich ca. 10 % der Anlagen überschritten, bedeutet dies eine erhebliche Verbesserung der Energieeffizienz. Gleichwohl gibt es in beiden Messprogrammen einen Anteil von ca. 20 % der Biogasanlagen mit weniger als 10 % thermischer Auslastung durch Fremdnutzer (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009). Es zeigt sich, dass bereits bei der Planung der BGA ein Wärmekonzept berücksichtigt werden muss. In der Praxis kann dieses über die Jahre hinweg weiter angepasst und optimiert werden.

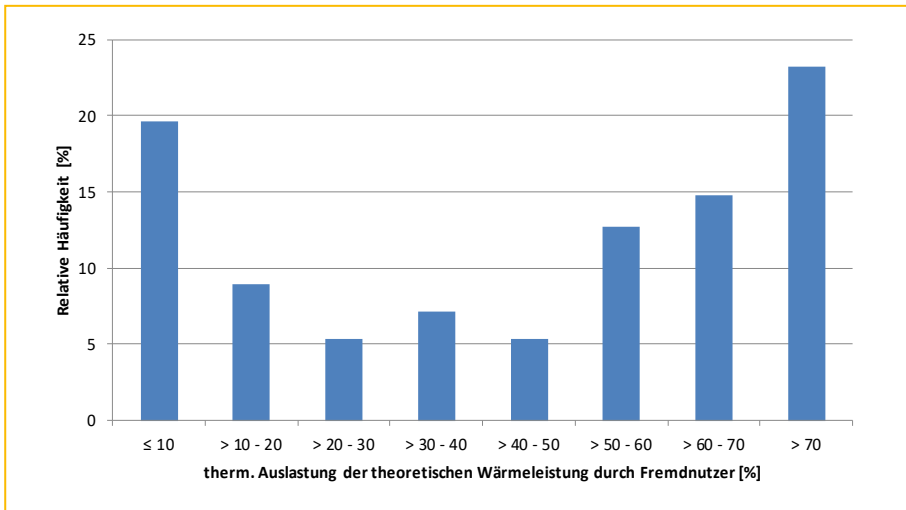


Abbildung 6-12: Relative Häufigkeitsverteilung der Auslastung der theoretischen Brutto-Wärmeleistung durch Fremdnutzer (n = 56)

Die Aufteilung der Wärmeströme in den einzelnen Biogasanlagen in Eigenwärmebedarf, Fremdwärme/Wärmeabsatz und Fortwärme zeigt Abbildung 6-14. In zwei Fällen werden zwei Anlagen am selben Standort betrieben, sodass eine anlagenspezifische Differenzierung der Wärmenutzung innerhalb des Betriebsgeländes nicht möglich ist. Für diese Anlagen wurden die Wärmeströme für die Auswertung zusammengefasst. Dies betrifft BGA 20 und 21 sowie BGA 51 und 52. Im Diagramm ist zusätzlich der Anteil von Gülle an der gesamten zugeführten Frischmasse aufgetragen und die Anlagen wurden nach zunehmendem Gülleanteil von links nach rechts aufgereiht.

Der Anteil des Eigenwärmebedarfs an der Bruttowärmeleistung der untersuchten Biogasanlagen variiert von 2,4% bis 32,2% und liegt im Mittel bei 13,3%. Den geringsten Eigenwärmebedarf weist BGA 12 auf, den höchsten Wert erreicht BGA 42.

Aufgrund des geringen organischen Trockensubstanzanteils von Gülle wurde erwartet, dass eine positive Korrelation zwischen Gülleanteil in der Substratmischung und dem Eigenwärmebedarf beobachtet werden kann. Vor allem, da bei Zufuhr vergleichsweise geringer chemischer Energie viel Wasser erwärmt werden muss. Abbildung 6-13 folgend kann diese Korrelation bei den untersuchten Biogasanlagen jedoch nicht nachgewiesen werden. Die hohe Variabilität des Eigenwärmebedarfs bei den Anlagen mit Gülleanteilen von 30 bis 40% deutet darauf hin, dass auch bauliche Faktoren und die Auslegung der BGA (z.B. Verweilzeit, organische Raumbelastung) einen erheblichen Anteil am Wärmebedarf der Biogasanlagen haben – was den Einfluss des TS-Gehaltes überlagert.

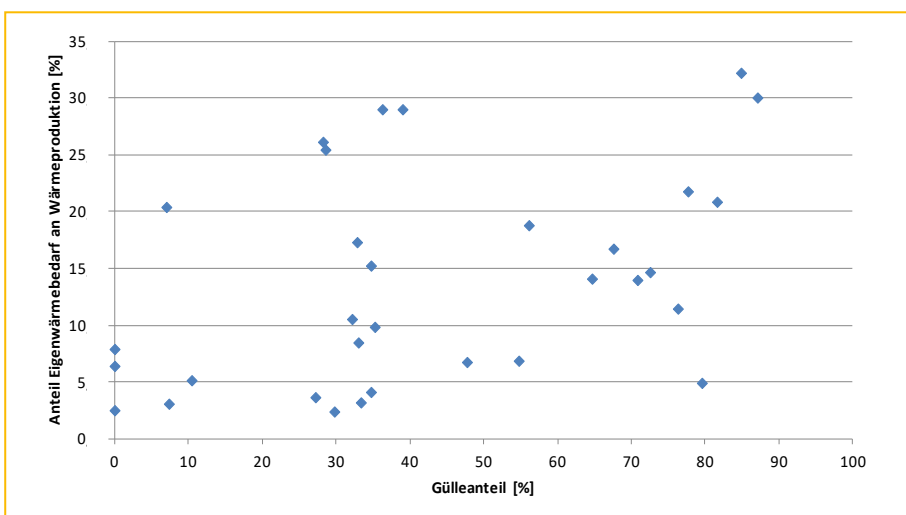


Abbildung 6-13: Zusammenhang zwischen dem Anteil des Eigenwärmebedarfs an der Wärmeproduktion und dem Gülleanteil (ohne Festmist) an der Substratmischung (n = 33)

Die durchschnittliche thermische Gesamtauslastung der Anlagen, welche sowohl Eigen- als auch Fremdwärme messtechnisch erfassen bzw. kein Fremdnutzungskonzept haben (n = 32), liegt bei ca. 62% und variiert von 7 bis 91%. Die geringste thermische Auslastung – soweit diese gemessen werden konnte – weisen erwartungsgemäß BGA 19 und 60 auf, da diese kein Wärmenutzungskonzept aufweisen, wobei BGA 19 einen Großteil des bereitgestellten Gases als Rohbiogas verkauft. Auffällig ist, dass sechs von sieben BGA ohne externe Nutzung einen Gülleanteil in

der Substratmischung von über 50% aufweisen (vgl. Abbildung 6-14). Generell zeigt sich bei den Anlagen im BMP III eine Tendenz zu einer niedrigeren thermischen Auslastung bei höherem Gülleanteil, was hauptsächlich mit der geringeren Anlagengröße zusammenhängt. Vereinzelt ist die geringe Wärmenutzung bei hohen Gülleanteilen auch auf die Lage zurückzuführen, da fernab von Industrie- oder Siedlungsgebieten Wärmesenken schwieriger zu erschließen sind.

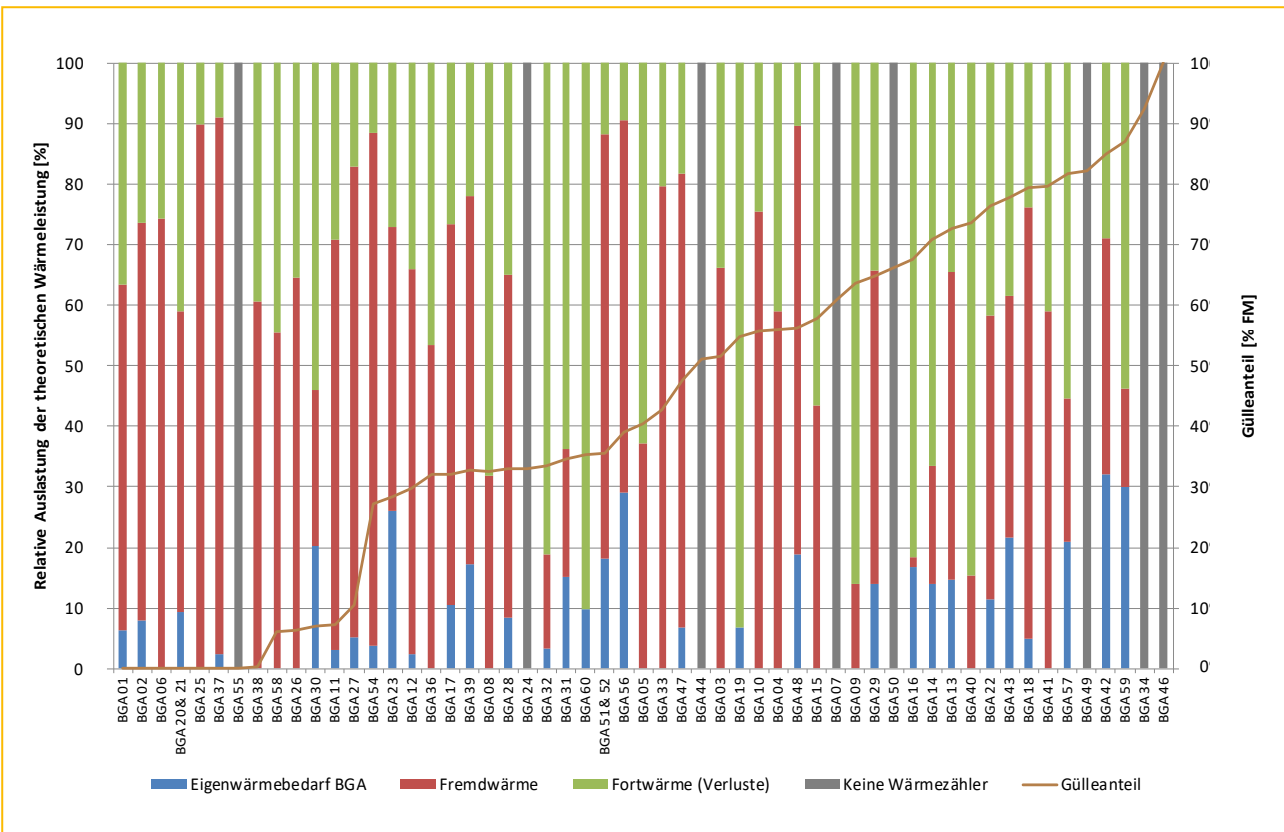


Abbildung 6-14: Theoretische Auslastung der installierten Wärmeleistung durch den Eigenwärmebedarf der BGA, Fremdwärme (Nutzung außerhalb der BGA) und Fortwärme (Verluste) unter Betrachtung des Gülleanteils an der Substratmischung

6.1.6.5 Eigenstrombedarf

Die Anteile der produzierten Strommengen, welche auf den im Messprogramm untersuchten Biogasanlagen für deren eigenen Betrieb aufgewendet werden müssen (Eigenstrombedarfe), sind – soweit diese gemessen werden konnten – in Abbildung 6-15 dargestellt. Die Werte für den anteiligen Eigenstrombedarf variieren – bei einem Durchschnittswert von 8,8% und einem Median von 8,0% – zwischen 3,4% (BGA 32) bis 22% (BGA 19, vgl. Tabelle 6-1). Letztere Zahl lässt sich nicht auf besonders verbrauchsintensive Aggregate zurückführen, sondern auf die Tatsache, dass bei BGA 19 lediglich ein Teilstrom des produzierten Biogases verstromt wird, während der Rest für die

Einspeisung aufbereitet wird. Ähnliche Konzepte finden sich an den BGA 07, 23 und 55, so dass hier die ermittelten Eigenstrombedarfe nicht direkt mit denjenigen der VOV-Anlagen vergleichbar sind. Da die Methanaufbereitungsanlagen BGA 35, 45, 53, 55 und 61 keinen Strom vor Ort produzieren, kann für diese auch kein Eigenstrombedarf in Abhängigkeit der produzierten Strommenge ermittelt werden.

Trägt man den anteiligen Eigenstrombedarf über dem Gülleanteil im Substratmix auf, zeigt sich für die Stichprobe der auswertbaren Anlagen aus dem BMP III (n = 51) keine Korrelation (vgl. Abbildung 6-16).

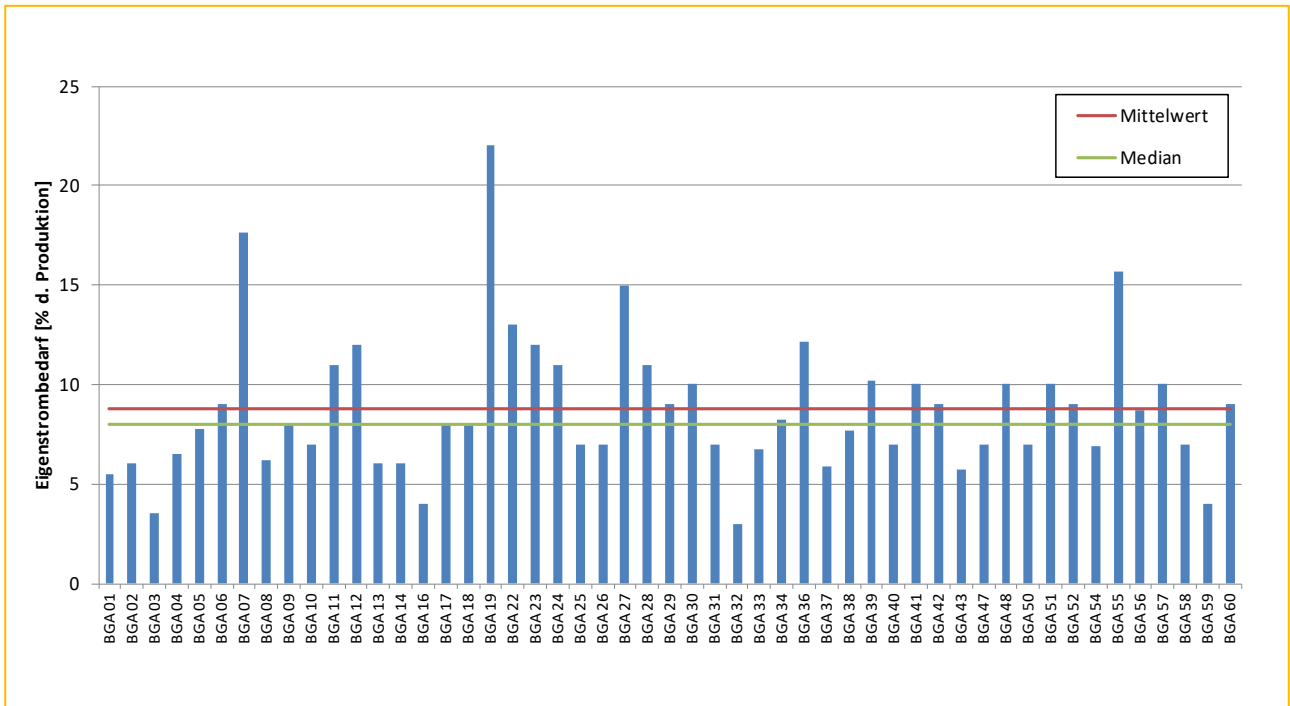


Abbildung 6-15: Anteiliger Eigenstrombedarf der Biogasanlagen

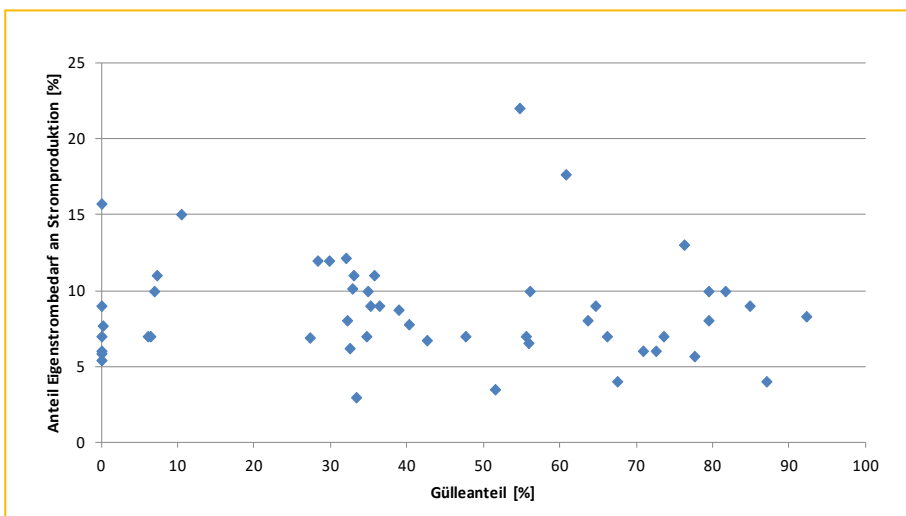


Abbildung 6-16: Zusammenhang zwischen dem anteiligen Eigenstrombedarf und dem Gülleanteil in der Substratmischung (n = 51)

Abbildung 6-17 gibt die relative Häufigkeitsverteilung des anteiligen Eigenstrombedarfs der Biogasanlagen im BMP III wieder. Für 29 der 51 Anlagen (57%), auf welchen der Eigenstrombedarf gemessen wurde, liegt dieser Wert zwischen 6 und 10%, elf Anlagen benötigen mehr als 10% der produzierten Strommenge für den Betrieb, wobei der hohe Anteil bei vier Anlagen, wie bereits erwähnt, aufgrund des Gasverkaufs zustande kommt. Eine weitere Anlage mit hohem Eigenstromverbrauch wird als Forschungsbiogasanlage betrieben.

Der hohe Eigenverbrauch resultiert aus Versuchen und der Verwendung eines Querstromzerspanners (QZ) zur Zerkleinerung von Substraten wie z.B. Pferdemist. Bei Betrachtung der weiteren Anlagen fällt ein hoher Anteil an Rindermist (BGA 28) oder Hühnertrockenkot (BGA 12 und 36) auf sowie besondere Substrate (BGA 30; Treber und Pülpe) oder Anlagenkonstellationen (BGA 22: Trockenfermentation mit QZ-Aufbereitung und hohen Festmistanteil).

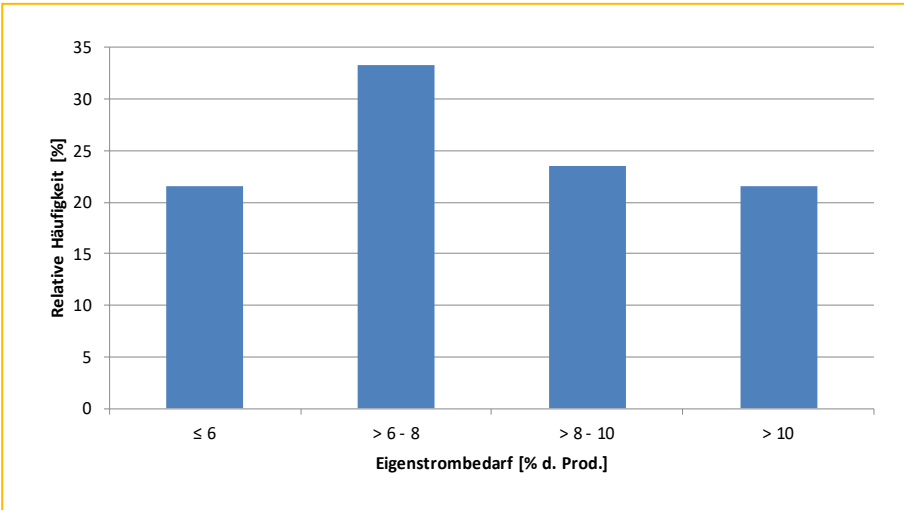


Abbildung 6-17: Relative Häufigkeitsverteilung des Eigenstrombedarfs (n = 51)

Tabelle 6-1: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gasverwertung der Biogasanlagen (n = 61)

Gasverwertung		Mittelwert	Median	Min.	Max.
Elektrischer Wirkungsgrad	[%]	40,2	39,9	34,0	47,0
Verstromungsfaktor	[kWh _{el} /m ³ BG]	1,9	1,9	0,7	2,8
spez. Stromproduktion pro t Substrat	[kWh/t]	273	272	55	580
spez. Stromproduktion pro t oTS	[kWh/t _{oTS}]	1.220	1.330	329	1.882
spez. Stromproduktion pro t FoTS	[kWh/t _{FoTS}]	1.736	1.861	461	2.622
Eigenstrombedarf	[% d. Prod.]	8,7	8,0	3,0	22,0
spez. Eigenstrombedarf pro t Substrat	[kWh/t _{FM}]	23,6	21,8	3,9	67,9
spez. Eigenstrombedarf pro t oTS	[kWh/t _{oTS}]	100,6	94,1	31,0	272,3
spez. Eigenstrombedarf pro t FoTS	[kWh/t _{FoTS}]	141,3	131,6	35,8	313,2
Eigenwärmebedarf	[% d. Prod.]	15,4	14,0	2,4	63,7

6.2 Betriebscharakteristika

Der Abschnitt zu den Betriebscharakteristika zieht einen Querschnittsvergleich der auf den untersuchten Biogasanlagen eingesetzten Substraten und deren wichtigster chemischer Charakteristika, und setzt diese in Relation zu den erzeugten Biogasmengen.

6.2.1 Substrateinsatz

In diesem Kapitel werden die Substrateinsätze der 61 untersuchten Biogasanlagen innerhalb des BMP III dargestellt. Diese variieren je nach Anlagenkapazität innerhalb des Untersuchungsrahmens. Die mittleren täglichen Substrateinsatzmengen der BMP III-Anlagen variieren von 12,4t/d (BGA 49) bis 152,8t/d (BGA 23). Der jährliche Substratumsatz liegt entsprechend in einem Wertebereich von 4.536 t/a (BGA 49) bis 55.771t/a (BGA 23). Der durchschnittliche jährliche Substratumsatz nach Einsatzstoffen beträgt 11.116t/a für NawaRo, 6.377t/a für Wirtschaftsdünger und 112t/a für Gärhilfsstoffe (z. B. Enzyme, Spurenelemente und Eisenpräparate).

Der Anteil von Wirtschaftsdünger in der Substratmischung beträgt bei den untersuchten Biogasanlagen durchschnittlich

37,5% der eingetragenen Frischmasse (%_{FM}) und nur 26,1% der fermentierbaren organischen Trockensubstanz (%_{FoTS}) (vgl. Abbildung 6-18). Dies veranschaulicht die deutlich geringere Energiedichte und Vergärbarkeit der Wirtschaftsdünger – die ein Verdauungsprodukt von Tieren sind – gegenüber NawaRo. Im Messprogramm setzt eine Anlage ausschließlich Wirtschaftsdünger ein, wohingegen neun Anlagen ohne Einsatz von Wirtschaftsdüngern betrieben werden.

Die Anlagen mit dem größten Substratumsatz (> 36.000t/a) innerhalb des BMP III setzen frischmassebasiert zu 81% NawaRo ein. In Biogasanlagen mit niedrigen (<7.000t/a) und hohen (18.000–36.000t/a) Substratumsätzen überwiegt jedoch der Anteil von Gülle- und Festmist gegenüber NawaRo. Bei diesen Anlagen beträgt der durchschnittliche Wirtschaftsdüngeranteil 54,5%_{FM} des Substratumsatzes. Insgesamt setzen 41% der BMP III Biogasanlagen mehr als 50%_{FM} Wirtschaftsdünger in der Substratmischung ein, gegenüber ca. 25%_{FM} im BMP II.

Der deutlich höhere Wirtschaftsdüngeranteil im BMP III kann zum einen darauf zurückgeführt werden, dass der Fokus auf landwirtschaftliche Speicher-Durchfluss-Anlagen gerichtet wurde, welche für die Vergärung von Wirtschaftsdüngern mit geringem Trockensubstanzgehalt weit verbreitet sind. Über den

bundesdeutschen Anlagenbestand betrachtet hat sich offenbar der mit dem EEG 2009 eingeführte Güllebonus ausgewirkt, welcher in NawaRo-Anlagen einen Gülleanteil von mindestens 30% gesondert fördert. Demgegenüber wurden im BMP II auch diskontinuierlich geführte Trockenvergärungsanlagen untersucht. Zudem wollte der Gesetzgeber mit den letzten Novellen des EEG die Gülleverbereitung verstärkt fördern und es wurden für

das BMP III speziell auch „Gülle-Kleinanlagen“ ausgewählt, die einen Wirtschaftsdüngeranteil von mehr als 80%_{oFM} realisieren müssen, um sich für die Sondervergütung gemäß EEG 2014 qualifizieren. BGA 42 fällt mit einem hohen Gülleanteil von über 80% auf, obwohl diese mit einer installierten Leistung von 537 kW_{el} nicht zu den Kleinanlagen zählt.

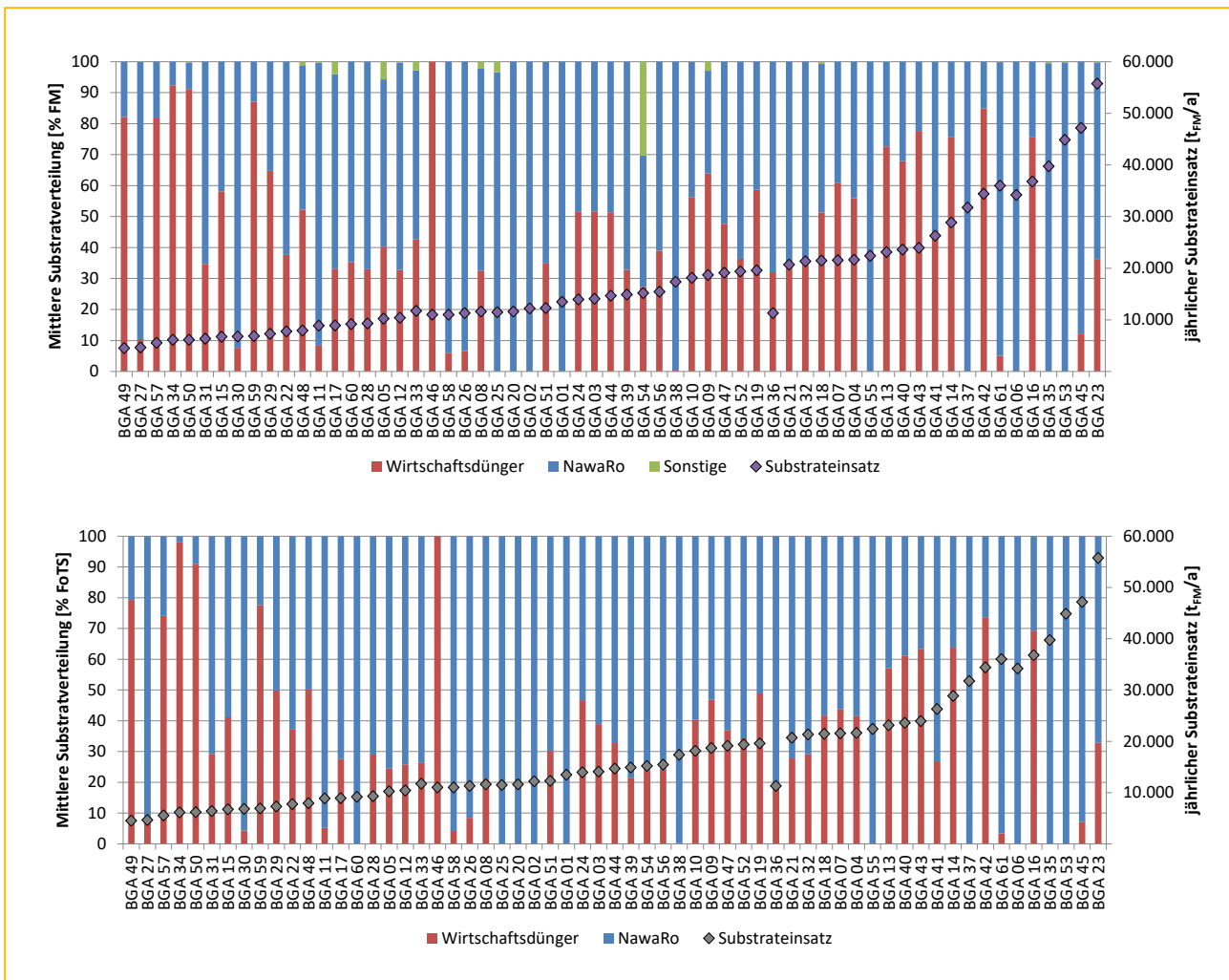


Abbildung 6-18: Mittlere Substratverteilung in Prozent der eingetragenen Frischmasse (oben) und der eingetragenen FoTS (unten) anhand des jährlichen Substrateinsatzes, differenziert nach Wirtschaftsdüngern, NawaRo und sonstigen Einsatzstoffen (wie z. B. Kartoffelschalen, Enzyme, Eisenpräparate)

Mehr als die Hälfte der Biogasanlagen innerhalb des Untersuchungsrahmens setzen bis zu 15.000 t Substrat pro Jahr um. BGA mit einem Jahresumsatz von 15.000–25.000 t machen ca. 29% der untersuchten Anlagenauswahl aus und BGA mit mehr als 35.000 t/a ca. 11% (vgl. Abbildung 6-19), linke Seite). Ungefähr 13% der Anlagen setzen ausschließlich NawaRo für die Vergärung ein. Wirtschaftsdünger nehmen somit eine wichtige Rolle in der Substratmischung ein, werden jedoch in der Regel nicht allein vergärt. Die einzige Ausnahme

bildet hier BGA 46, eine Kleinanlage mit 75 kW_{el} Nennleistung und ausschließlichen Einsatz von Rindergülle. Am häufigsten besetzt ist mit einem Anteil von 25% die Klasse mit 20–40% frischmassebezogenem Wirtschaftsdüngeranteil (vgl. Abbildung 6-19, rechte Seite). Hier dürfte sich die Regelung für den „Güllebonus“ gemäß EEG 2009 widerspiegeln, die mindestens 30% Wirtschaftsdüngeranteil im regelmäßigen Substratmix erfordert.

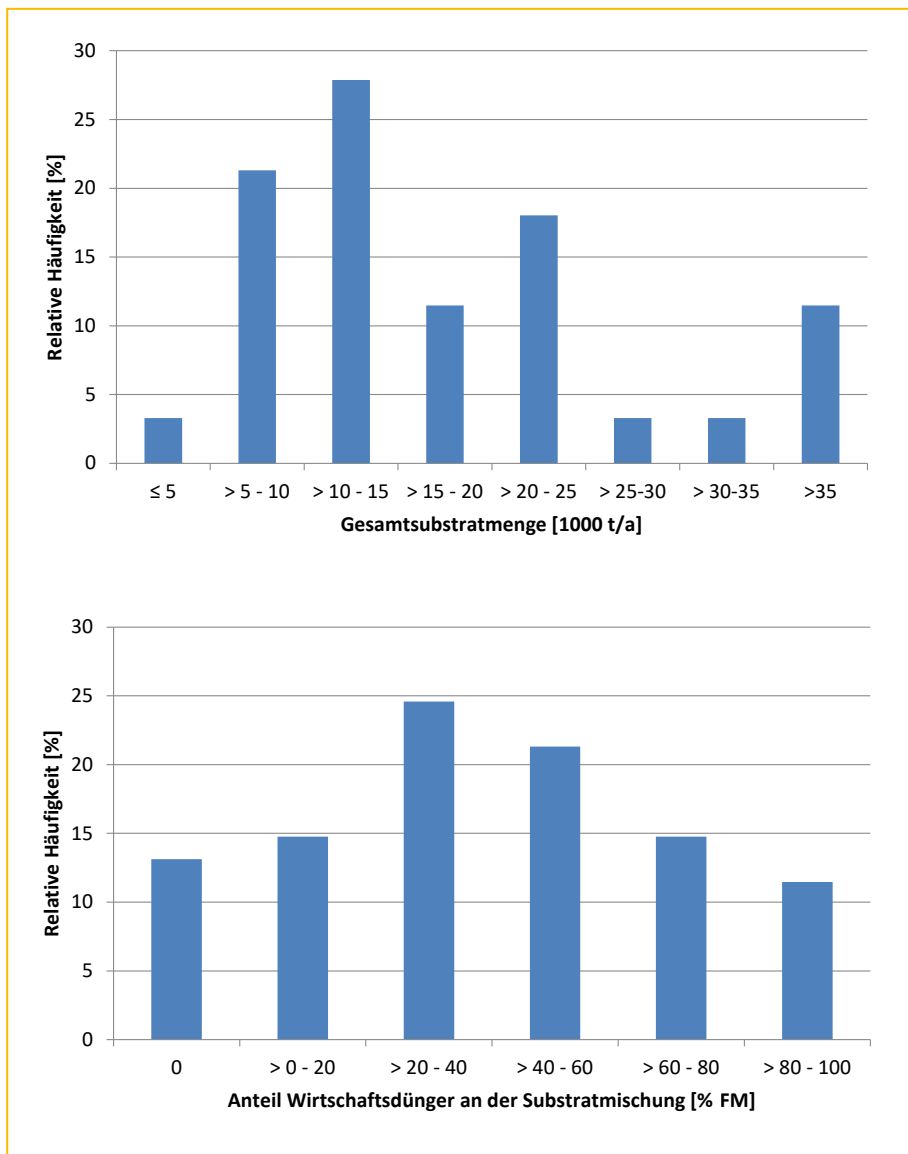


Abbildung 6-19: Relative Häufigkeitsverteilung der eingesetzten Substratmengen pro Jahr (oben) und der Anteil der Wirtschaftsdünger an der Substratmischung (unten) für die betrachteten Biogasanlagen im BMP III (n = 61)

Betrachtet man die relative Einsatzhäufigkeit der einzelnen Substrate, ungeachtet der jeweiligen Einsatzmengen, so ist Mais-Ganzpflanzensilage als häufigstes Substrat in 90% der BGA vertreten, gefolgt von Grassilage mit 72 % relativer Häufigkeit (vgl. Abbildung 6-20). Von den Wirtschaftsdüngern werden am häufigsten Rindergülle (54 %) und Rindermist (51 %) verwertet. Bezogen auf die umgesetzte Frischmasse machen Rindergülle und -mist 82 % der in Summe eingesetzten Wirtschaftsdünger aus. Davon entfallen – ebenfalls bezogen auf die Frischmasse – alleine 70 % auf die Rindergülle. Im Vergleich zum BMP II werden damit in den Anlagen des BMP III deutlich häufiger Grassilage, Rindergülle und Rindermist eingesetzt (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009).

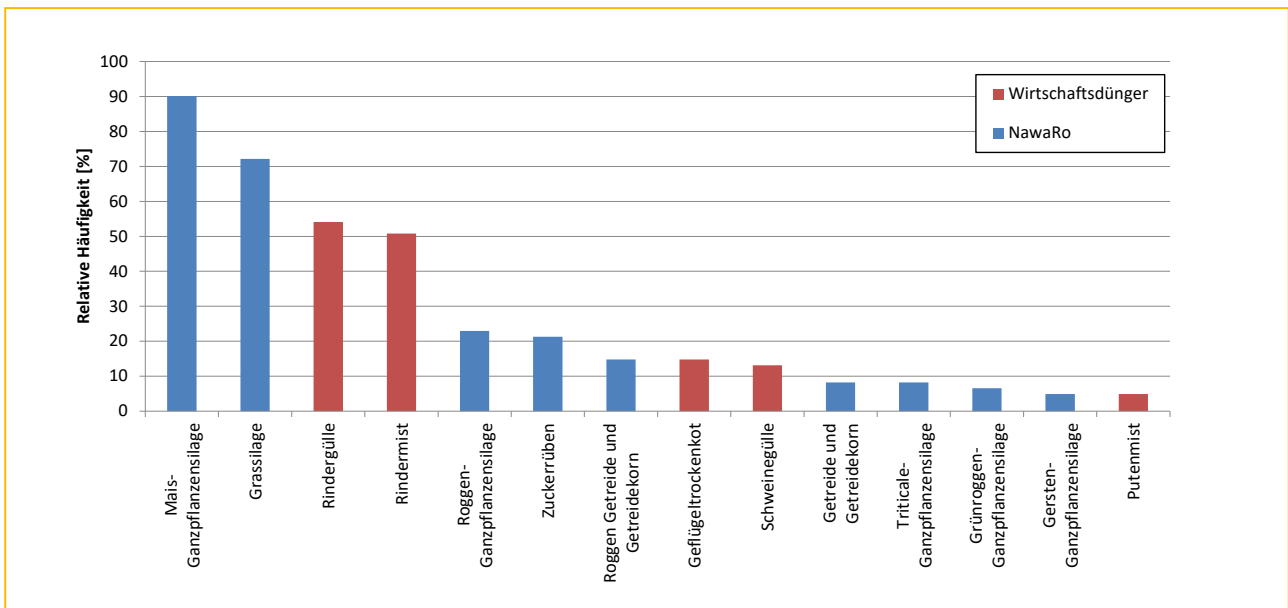


Abbildung 6-20: Relative Einsatzhäufigkeiten der verwerteten Substrate in den bewerteten Biogasanlagen (n = 60), differenziert nach NawaRo und Wirtschaftsdünger

Im Hinblick auf die minimalen, mittleren und maximalen Massenanteile der fünf am häufigsten verwendeten Substrate in Tabelle 6-2 werden weitere Unterschiede zum vorigen BMP II deutlich. Die minimalen und mittleren Massenanteile von Mais-Ganzpflanzensilage sind im vorliegenden Messprogramm deutlich niedriger als im vorhergehenden. So kommen im Mittel 39,7% anstatt 50% zum Einsatz (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009). Insgesamt bleibt Ganzpflanzensilage mit einem Anteil von 61%_{FM} jedoch das häufigste Sub-

trat in der Kategorie NawaRo. Der mittlere Massenanteil von Wirtschaftsdüngern und insbesondere von Rindergülle liegt mit 44,4%_{FM} weit über den erfassten Mengen im BMP II. Die relativen Massenanteile von Grassilage hingegen weisen im Gegensatz zur relativen Einsatzhäufigkeit auf keinen höheren Anteil dieses Substrats hin. Somit wird Grassilage häufiger an den untersuchten Biogasanlagen eingesetzt, der relative Massenteil bleibt jedoch vergleichbar.

Tabelle 6-2: Mittlere, minimale und maximale Massenanteile der fünf meist eingesetzten Substrate der untersuchten Biogasanlagen im BMP III (n = 61)

		NawaRo			Wirtschaftsdünger	
		Mais-Ganzpflanzensilage	Grassilage	Roggen-Ganzpflanzensilage	Rindermist	Rindergülle
Mittlerer Massenanteil am Gesamtsubstrat	[%]	39,7	12,6	12,6	11,4	44,4
Minimum	[%]	0,7	0,1	1,7	0,0	1,4
Maximum	[%]	99,7	46,7	27,8	40,8	99,4

Abbildung 6-21 zeigt die relative Häufigkeitsverteilung des Frischmasseanteils an der Substratmischung der zwei jeweils dominierenden nachwachsenden Rohstoffe und Wirtschaftsdünger. Rindergülle und Mais-Ganzpflanzensilage sind dabei die Substrate, welche in sämtlichen Mischungsverhältnissen vorkommen und auch von den untersuchten Biogasanlagen mit mehr als 50%_{FM} im Substratmix eingesetzt werden. Hierbei überwiegt der Anteil der Anlagen, welche Mais-GPS mit >40–50%_{FM} der Substratmischung einsetzen. Grassilage und Rindermist hingegen werden meist in geringeren Mischungsverhältnissen in einem Bereich von >0–10%_{FM} eingesetzt.

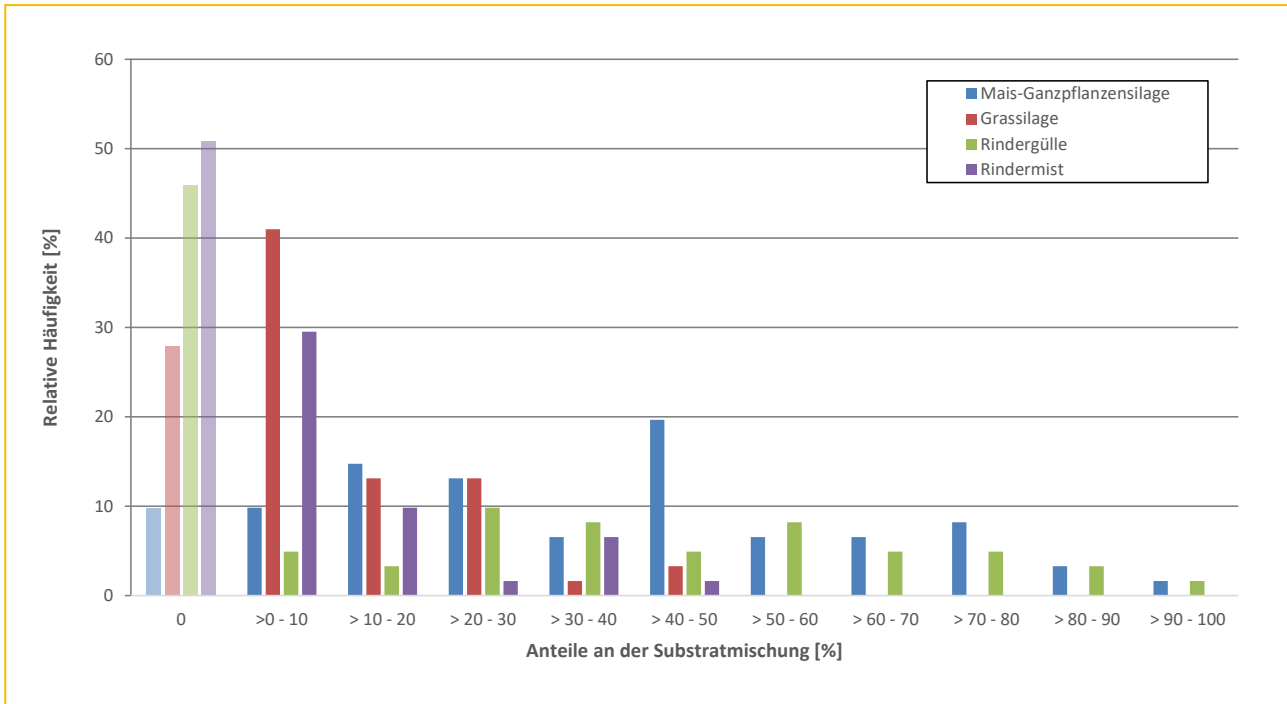


Abbildung 6-21: Relative Häufigkeitsverteilung des Anteils von Mais-Ganzpflanzensilage, Grassilage, Rindergülle und Rindermist an der Substratmischung der untersuchten Biogasanlagen

6.2.2 Substrat- und Ablaufcharakteristika

In diesem Kapitel werden die stofflichen Charakteristika der Substratmischungen und der Gärreste der letzten Stufe einander vergleichend gegenübergestellt. Für den Substratstrom sind diese Werte in der Regel zu berechnen, da alle untersuchten Anlagen mehrere Substrate in Mischung einsetzen. Die Substrate wur-

den zusätzlich zum Trockensubstanz- und organischem Trockensubstanzgehalt auch auf den Anteil an FoTS hin untersucht und bewertet (vgl. Kapitel 3.4.1.3). In Tabelle 6-3 sind die Schwankungsbreiten und Mittelwerte der Substrat- und Ablaufcharakteristika in Zahlenwerten dargestellt.

Tabelle 6-3: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Substratzusammensetzung der einzelnen Prozessstufen

Substratmischung		Mittelwert	Minimum	Maximum
TS	[% _{FM}]	26,6	7,0	41,4
oTS	[% _{FM}]	23,2	5,6	39,9
FoTS	[% _{FM}]	17,0	2,8	34,8
Brennwert	[M]/t _{FM}	5.360	1.198	8.548
Anteil Wirtschaftsdünger	[%]	33,0	0	100
Anteil NawaRo	[%]	59,4	0	100
Fermentermischung				
TS	[% _{FM}]	9,6	4,3	18,8
oTS	[% _{FM}]	7,3	2,9	13,3
NH ₄ -N	[kg/t]	2,9	1,2	6,1
N _{ges} -N	[kg/t]	5,4	2,8	10,5
FOS/TAC	[-]	0,27	0,09	1,68
Ablauf letzte Stufe (Gärrest)				
TS	[% _{FM}]	8,1	3,1	20,0
oTS	[% _{FM}]	5,9	2,1	14,0
Brennwert	[M]/t _{FM}	1.256	452	2.425
NH ₄ -N	[kg/t]	3,3	1,1	6,1
N _{ges} -N	[kg/t]	5,1	2,6	9,5
FOS/TAC	[-]	0,2	0,08	0,37

6.2.2.1 Gehalt an Trockensubstanz (TS) und organischer Trockensubstanz (oTS)

Entsprechend der eingesetzten Mengen an nachwachsenden Rohstoffen bzw. Gülle variieren die Gehalte an Trockensubstanz (TS) in der Frischmasse in den zugeführten Substratmischungen über einen weiten Bereich von rund 7 % (BGA 46) bis ca. 41,4 % (BGA 58). Der mittlere TS-Gehalt in der Substratmischung ergibt sich in erster Linie aus dem Massenverhältnis von NawaRo und flüssigen Wirtschaftsdüngern. Im BMP III wurden zwar keine Anlagen nach dem Feststoff-Fermentationsverfahren untersucht, sehr wohl aber Anlagen, welche den sogenannten „Technologiebonus“ für eine „Trockenfermentation“ gemäß EEG 2004 realisieren. Hierfür müssen in der Regel stapelbare Substrate mit einem durchschnittlichen Wassergehalt von weniger als 70 Prozent eingesetzt werden. In 26 der 61 Anlagen im BMP III überschreitet der mittlere TS-Gehalt im Substratmix den entsprechenden Wert von 30 %, wobei zwei Anlagen (BGA 12 und 58) sogar TS-Gehalte im Substratmix über 40 % aufweisen. Am anderen Ende der Verteilung befinden sich vier Anlagen mit TS-Gehalten im Substratmix unterhalb von 15 % (vgl. Abbildung 6-22, oben).

In Proben aus der ersten Fermentationsstufe der untersuchten Anlagen zeigt sich ein gänzlich anderes Bild. Um die Förderfähigkeit und Durchmischbarkeit im Speicher-Durchfluss-System zu gewährleisten, muss das Gärgemisch einen deutlich geringeren TS-Gehalt aufweisen. Hier liegt die Mehrheit der Anlagen im Bereich zwischen 8 und 12 % TS-Gehalt (vgl. Abbildung 6-22, Mitte). Da Gülle und Wasser im Substratmix miteinberechnet sind, resultiert die Verdünnung des Inputs in der Regel aus der Rezirkulation von bereits ausgegorenem Material einer nachgeschalteten Prozessstufe und dem mit der Verweilzeit zunehmendem Abbau der organischen TS. Die Verdünnung mit Rezirkulat kann

im Fermenter selbst oder in einer vorgeschalteten Anmischgrube oder einem Mischbehälter vorgenommen werden (siehe Kapitel 6.1.1). In Proben aus den liegend ausgeführten Fermentern (z. B. nach dem Pfropfenstromprinzip), welche bauartbedingt mit höheren TS-Gehalten umgehen können als Rührkeselfermenter und daher insbesondere in Bioabfallanlagen zum Einsatz kommen, wurden jedoch eher geringe TS-Gehalte von durchschnittlich ca. 10 % bestimmt. Dies rührt daher, dass die Bauform des liegenden Fermenters auch bei kleinen Biogasanlagen zur Behandlung hoher Gülleanteile (z. B. BGA 34) im Inputmix zum Einsatz kommt.

In den beprobten Gärresten zeigt sich eine große Spannweite des TS-Gehalts in einem Bereich von 3 % bis 20 %, wobei die Klasse von >6 bis 9 % etwas mehr als die Hälfte der Anlagen enthält (vgl. Abbildung 6-22, unten).

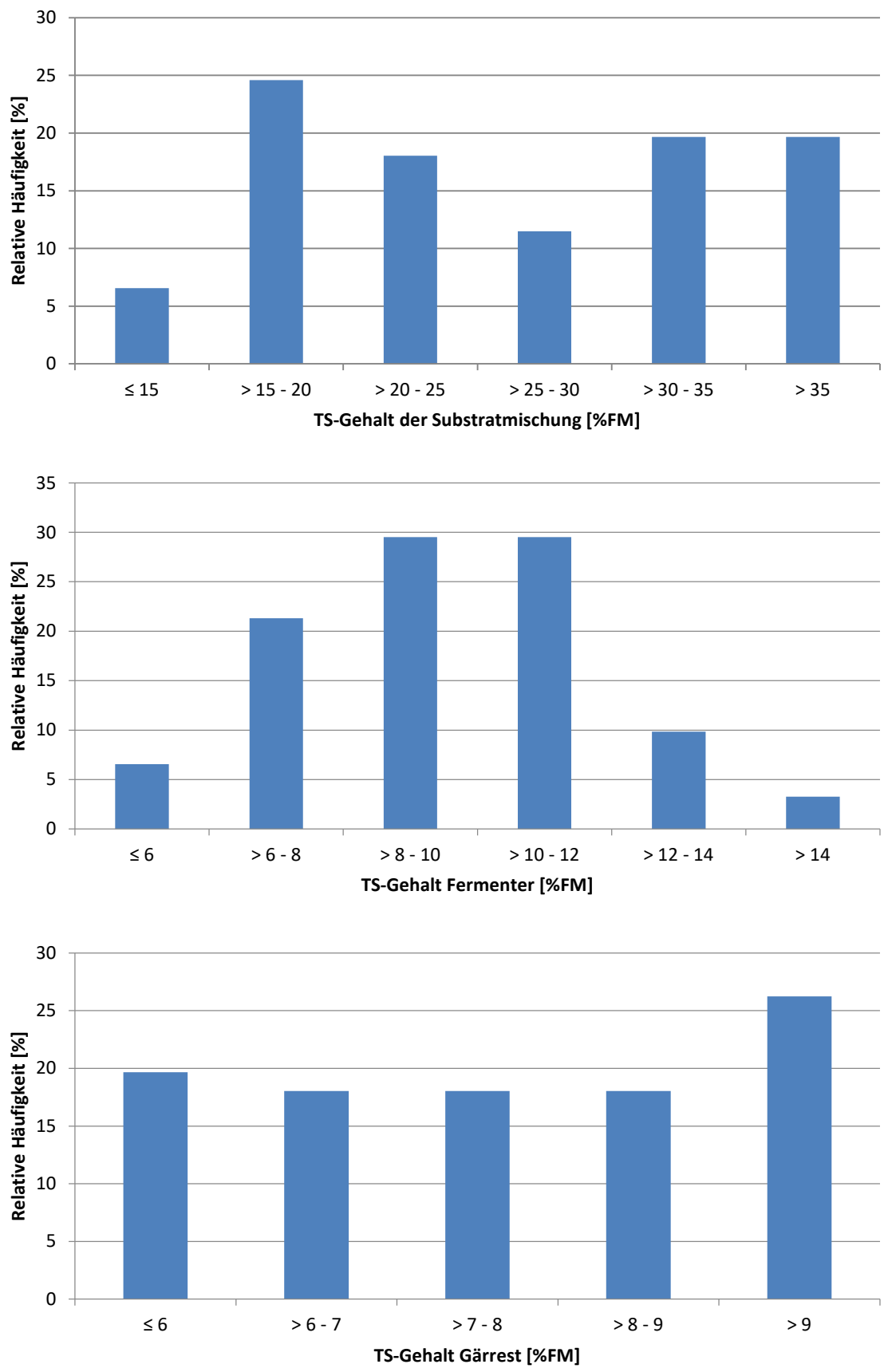


Abbildung 6-22: Relative Häufigkeitsverteilung des TS-Gehaltes der Substratmischung, des Fermenterinhalt und des Gärrestes (n = 61)

Eine anlagenspezifische direkte Gegenüberstellung der TS-Gehalte in der Substratmischung und im Gärrest findet sich in Abbildung 6-23, oben. Wie aus den Einzelbetrachtungen vermutet, ist kein direkter Zusammenhang zwischen den TS-Gehalten der Eingangs- und Ausgangsstoffströme ersichtlich.

Der organische Trockensubstanzgehalt (oTS) differenziert die Trockensubstanz in einer Probe weiter nach dem Anteil der organischen Bestandteile. Hier ist in Abbildung 6-23 eine deutliche Einengung des Wertebereiches für den oTS-Gehalt von 5,6 %_{oFM} bis 40 %_{oFM} in der Substratmischung auf 2,1 %_{oFM} bis 14 %_{oFM} im Gärrest zu erkennen, welcher darauf zurückzuführen ist, dass die Einsatzsubstrate mit hohem TS-Gehalt (wie z. B. Mais-GPS und Getreidekorn) besser abbaubar sind als Einsatzsubstrate mit niedrigem TS-Gehalt (z. B. Gülle).

Die FoTS wurde im BMP III für alle auf den begleiteten Biogasanlagen eingesetzten Substrate mit dem Ziel bestimmt, eine einstoffunabhängige energetische Bilanzierung und Bewertung des Gärprozesses zu erreichen. Da der FoTS-Gehalt eines Stoffes oder Gemisches mit einer Konstante in ein Biogas- bzw. Biomethanpotential umgerechnet werden kann, können Biogasanlagen verschiedenster Beschickung und Betriebsweise direkt miteinander verglichen werden. Güllebetonte Biogasanlagen beispielsweise erhalten in dieser Betrachtung nicht mehr per se eine schlechtere Bewertung des erreichten Abbaugrades in der Gärstrecke als Anlagen mit hohem NawaRo-Anteil, wie dies bei einer Bewertung auf Basis der oTS der Fall wäre (Fischer et al., 2016).

Abbildung 6-23 zeigt die mittleren FoTS-Gehalte in den Substratmischungen der untersuchten Biogasanlagen. Ein Vergleich mit den Gärresten ist hier nicht möglich, da deren FoTS-Gehalte nicht direkt berechnet oder analysiert werden können. Die Variabilität des FoTS-Gehaltes in den Substratmischungen ist mit ca. 2,5 bis knapp 35 % nochmals größer als für den oTS-Gehalt, worin sich andeutet, dass mittels des FoTS-Gehaltes unterschiedli-

che Substrate besser differenziert werden können.

In Abbildung 6-23 ist die Anordnung der Anlagennummern für TS, oTS und FoTS identisch und wird jeweils nach Größe des TS-Gehalts im Substrateintrag angeordnet. Es ist zu sehen, dass sich alle drei Kenngrößen ähnlich verhalten, allerdings variiert die Reihenfolge der Anlagen bei FoTS im Vergleich zu TS/oTS stärker. So sind z. B. BGA 31, 55, 12 und 58 die Anlagen mit der höchsten TS in der Fütterung mit 39–41 %. Die oTS hingegen weist bereits für BGA 31 und 12 deutlich geringe Werte (34–36 %) aus im Vergleich zu BGA 35 und 58 (38–40 %). Dieser Unterschied vergrößert sich unter Betrachtung der FoTS. Die FoTS von BGA 31 und 12 (24 % und 28 %) ist deutlich geringer als die FoTS von BGA 55 und 58 (33–35 %). Die Ursache für diese starken Unterschiede wird bei der Betrachtung des Substratinputs deutlich. Während BGA 55 und 58 fast ausschließlich Mais-Ganzpflanzensilage (ca. 70 %) und Grassilage (26 %) bzw. GPS (15 %) füttern, besteht der Inputsubstratmix bei Anlage BGA 12 und 31 neben Mais-GPS und Grassilage (ca. 60 %) aus Hühner trockenkot, Rindermist oder Putenmist (jeweils ca. 35 %). Die Mistarten haben, trotz nahezu identischer TS zu Mais-GPS, ein geringeres Energiepotential. Dies wird in der FoTS im Gegensatz zur TS abgebildet.

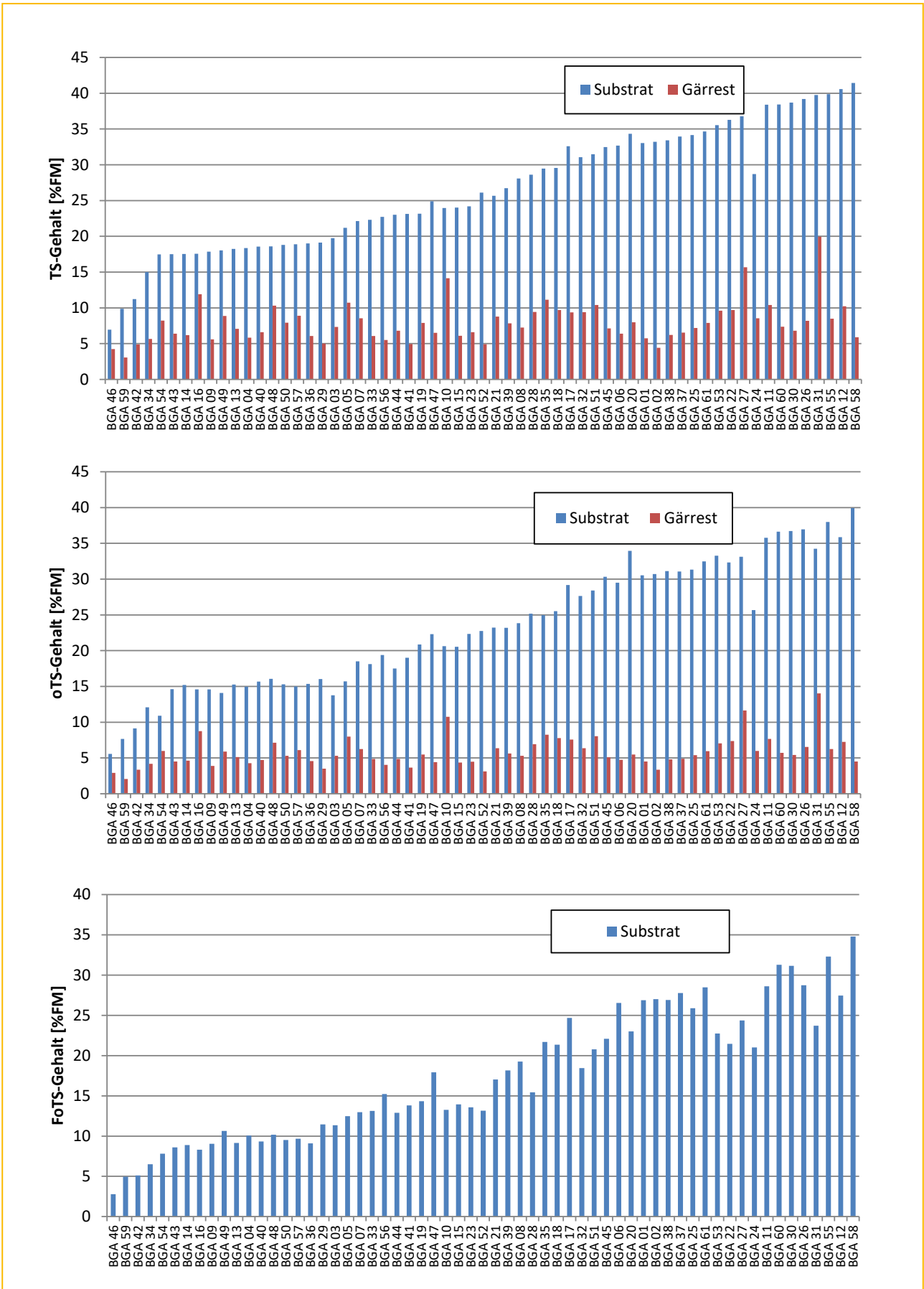


Abbildung 6-23: TS- und oTS-Gehalt der Substratmischung und des Ablaufs der letzten gasdichten Stufe, FoTS-Gehalt der Substratmischung, sortiert nach aufstiegenderm Substrat TS-Gehalt

Im Gegensatz zu vorhergegangenen Messprogrammen wurde auf die Bestimmung von CSB-Werten in den Stoffströmen verzichtet, wie sie in der Abwasserbehandlung üblich sind. Stattdessen wurde für die energetische Bilanzierung der Biogasanlagen der Brennwert der Substrate als zusätzliches Charakteristikum aufgenommen. Auf diese Weise können die Stoffströme mit Energieinhalten belegt und auf dieser Basis die Biogaserzeugung und -verwertung mit anderen Energieerzeugungstechnologien verglichen werden (Fischer et al., 2016).

Abbildung 6-24 zeigt die ermittelten frischmasse-spezifischen Brennwerte der zugeführten Substratmischungen und der produzierten Gärreste der einzelnen Anlagen. Der Brennwert der unterschiedlichen Substratmischungen variiert in ei-

nem Bereich von 1.198 bis 8.548 MJ/t_{FM} und damit um einen ähnlichen Faktor wie der oTS-Gehalt. Die Schwankungen bei den Gärresten liegen dagegen in einem wesentlich engeren Bereich (452 bis 2425 MJ/t_{FM}), ebenfalls vergleichbar mit den Ergebnissen aus den Betrachtungen zum oTS (vgl. Abbildung 6-23). Dies legt nahe, dass die Abbauraten von oTS und die Reduktion des Brennwertes vergleichbar sind und diese beiden Kenngrößen eine fundierte stoffliche bzw. energetische Bilanzierungsgrundlage darstellen. In Zahlen liegt die Reduktion des frischmasse-spezifischen Brennwertes bei den betrachteten Biogasanlagen während der Passage der Gärstrecke zwischen 601 MJ/t_{FM} (BGA 46) und 7.113 MJ/t_{FM} (BGA 36), im Mittel bei 4.104 MJ/t_{FM}.

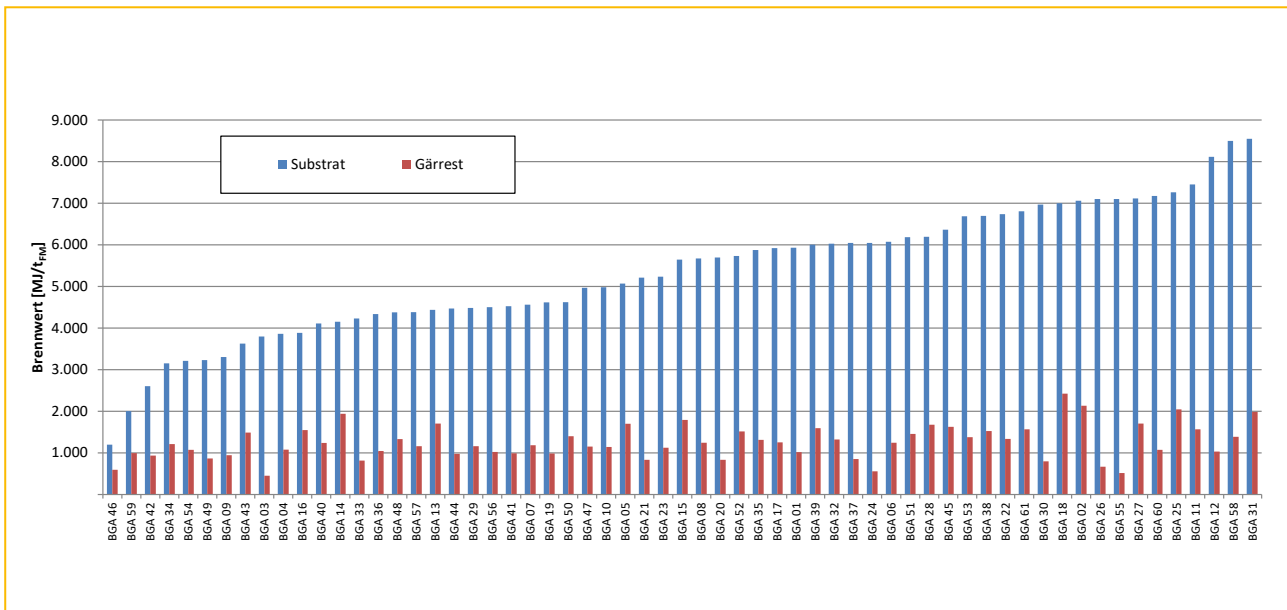


Abbildung 6-24: Brennwert der Substratmischung und des Gärrestes, sortiert nach Brennwert der Substratmischung

6.2.2.2 Gehalt an Gesamtstickstoff (N_{ges}-N) und Ammoniumstickstoff (NH₄-N)

Die im Messprogramm bestimmten Gehalte an Gesamtstickstoff (N_{ges}-N) bewegt sich bei den begleiteten Anlagen je nach Substratzusammensetzung im Bereich von 2,8 bis 10,5 kg/t_{FM} (vgl. Tabelle 6-3). Stickstoff wird in hohem Maße über Wirtschaftsdünger in die Fermentation eingebracht, wobei jene aus der Geflügelhaltung (z. B. Hühnertrockenkot oder Putenmist) besonders hohe Stickstoffgehalte aufweisen und in 12 der 61 begleiteten Anlagen zum Einsatz kommen. Auch Getreide trägt vergleichsweise hohe Stickstofffrachten in das System ein, wie z.B. das eingesetzte Getreideschrot bei BGA 13 mit einem Gesamt-Stickstoffgehalt von 17,1 kg/t_{FM}.

Die Gehalte des potentiell prozesshemmend wirkenden Ammoniumstickstoffs in Gärgemischproben aus den betrachteten Anlagen bewegt sich zwischen 1,2 und 6,1 kg/t_{FM} (vgl. Tabelle 6-3). Die Konzentrationen des Ammoniumstickstoffs sind geringer, da sich der Gesamtstickstoff aus der Summe aus diesem und dem organischen Stickstoff ergibt.

Die Konzentration an Gesamtstickstoff steigt entlang der Gärstrecke an. Während der Stickstoff nicht abgebaut wird und nur in geringerem Maße über die Gasphase entweicht, erfolgt eine Aufkonzentrierung aufgrund von Masseverlusten der Fermenter-inhalte durch die Biogasproduktion.

Darüber hinaus wird organischer Stickstoff im anaeroben Milieu zu Ammonium umgesetzt, was einen Anstieg der NH₄-N-Konzentration im Verlauf des Gärprozesses zur Folge hat. Die Mineralisierung des Stickstoffes zu Ammonium korreliert positiv mit der Verweilzeit der Substrate in der Gärstrecke (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009). Dieser Effekt wird deutlich durch die Darstellung in Abbildung 6-25. Hier liegen die Ammonium-zu-Gesamtstickstoff-Verhältnisse des Gärrestes bei allen betrachteten Anlagen über jenen der beprobten Fermenter-inhalte. Diese Mineralisierung ist für die Verwertung der Gärreste durchaus positiv zu bewerten, da bei Ausbringung auf dem Feld der mineralisierte Stickstoff gut pflanzenverfügbar ist und den Düngewert des Gärrestes maßgeblich mitbestimmt. Gleichzeitig ist unbedingt das höhere Risiko für gasförmige Verluste von Ammoniakstickstoff bei der Ausbringung zu beachten.

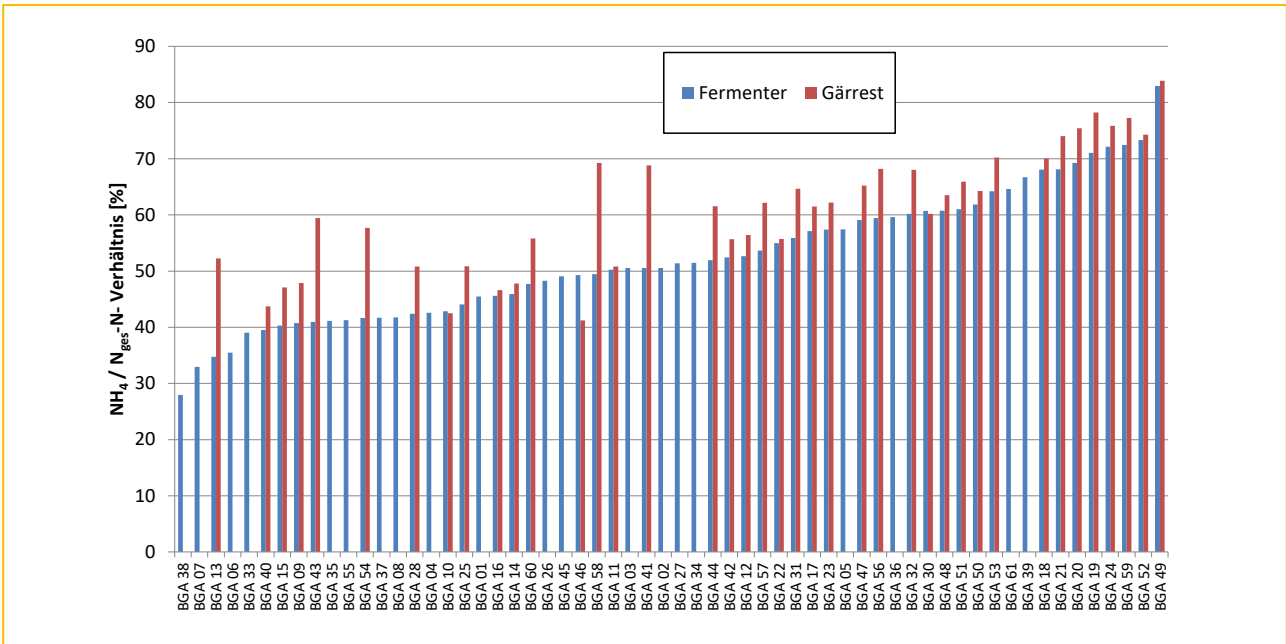


Abbildung 6-25: NH_4-N/N_{ges} -N-Verhältnis im Fermenter (n = 61) und im Ablauf der letzten gasdichten Stufe (n = 41)

Abbildung 6-26 gibt die frischmassebezogenen Ammoniumstickstoffgehalte aus den untersuchten Biogasanlagen jeweils für die Fermenter (oben) und die Gärreste (unten) wieder. Hier bestätigt sich durch eine größere Häufung des NH_4 -N-Anteils bei höheren Konzentrationen der Mineralisierungseffekt.

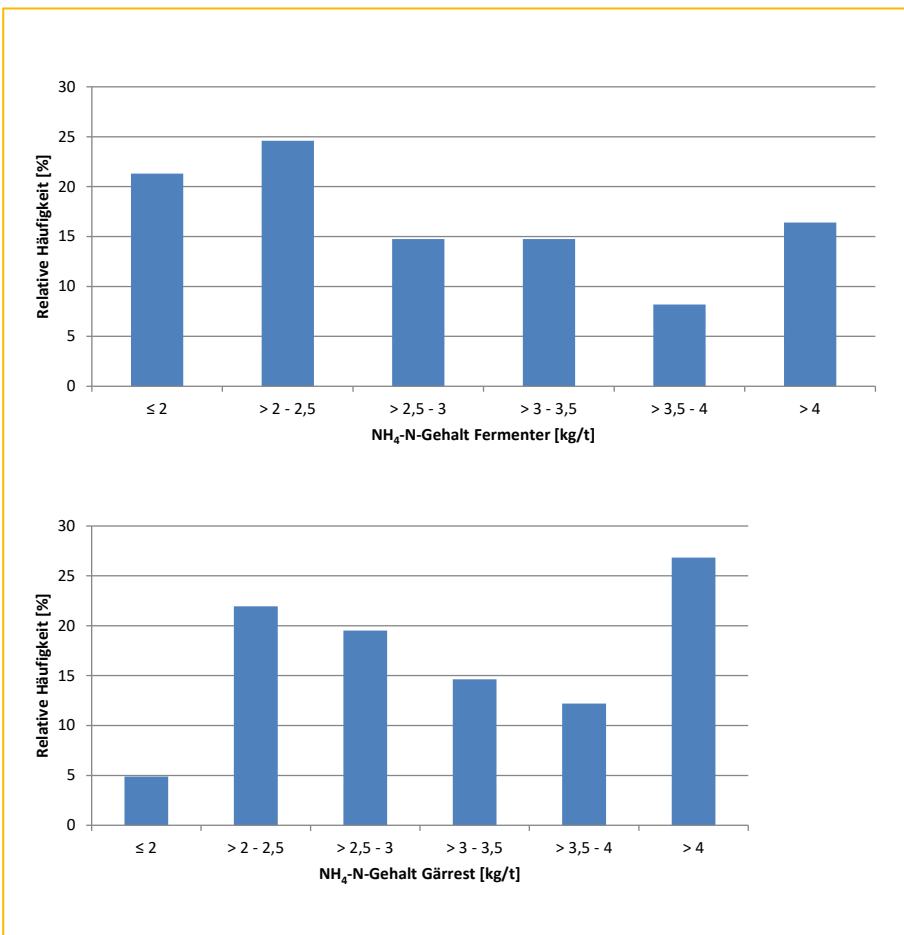


Abbildung 6-26: Relative Häufigkeitsverteilung des NH_4 -Gehaltes im Fermenter (oben, n = 61) und im Gärrest (unten, n = 41)

Die Variation des Ammoniumanteils am gesamten Stickstoffgehalt zwischen Substratzugabe und Ablauf aus der letzten Stufe gibt Abbildung 6-27 wieder. Im Durchschnitt erreichen die Biogasanlagen eine Erhöhung des mineralisierten Anteils von 6,7%, jedoch mit einer hohen Spannweite von 0,6 bis 19,8%.

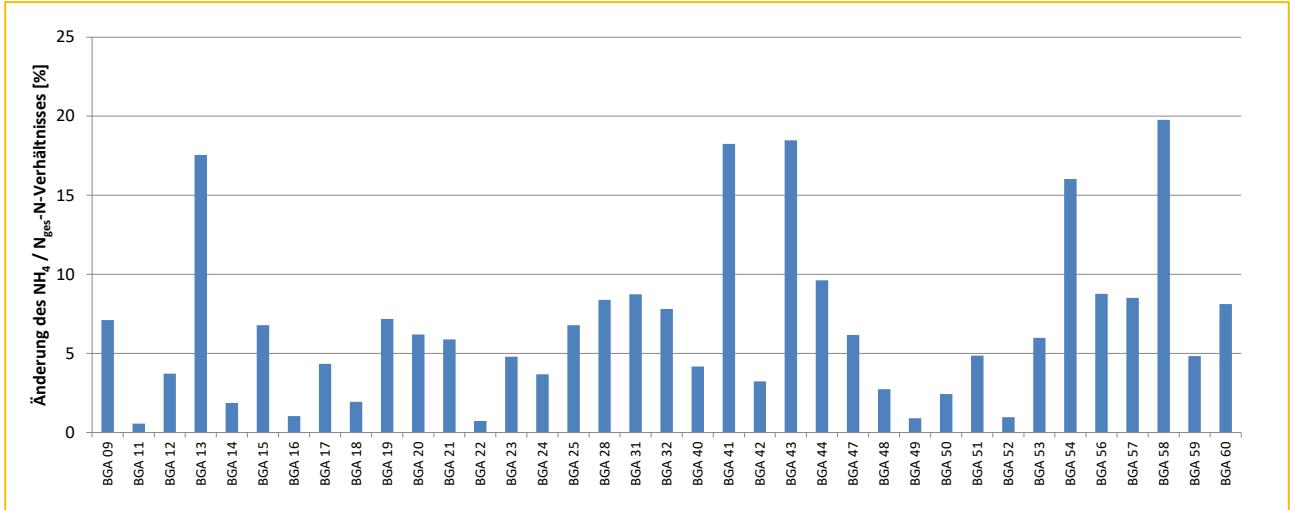


Abbildung 6-27: Änderung des Ammonium-Anteils am Gesamtstickstoff der Substratmischung über die Gärstrecke (n = 38)

6.2.3 Raumbelastung mit organischer Trockensubstanz

Die Raumbelastung, definiert durch den Eintrag an oTS pro Kubikmeter Arbeitsvolumen und Tag, ist ein wichtiger Indikator zur Effizienzbestimmung des Vergärungsprozesses. Die Raumbelastung für das BMP III wurde zum einen für die erste Stufe sowie für die Gärstrecke der einzelnen Biogasanlagen bestimmt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6-28 unter Kennzeichnung der anlagenspezifischen Stufenanzahl dargestellt.

Die individuellen Raumbelastungen für die erste Stufe liegen in einem Wertebereich von 1,2 bis 17 kg_{oTS}/(m³d) bzw. durchschnittlich 5,7 kg_{oTS}/(m³d). Mehrstufige BGA weisen hierbei erwartungsgemäß eine höhere Raumbelastung der ersten Stufe von durchschnittlich 6,0 kg_{oTS}/(m³d) gegenüber einstufigen BGA mit 2,7 kg_{oTS}/(m³d) auf. BGA 34 weist die höchste Raumbelastung der ersten Stufe innerhalb des BMP III auf. Hierbei handelt es sich um eine zweistufige 75 kW Güllekleinanlage, deren Gärstrecke einen liegenden 120 m³ Pfpfenstromfermenter und einen 1.650 m³ Nachgärbehälter umfasst.

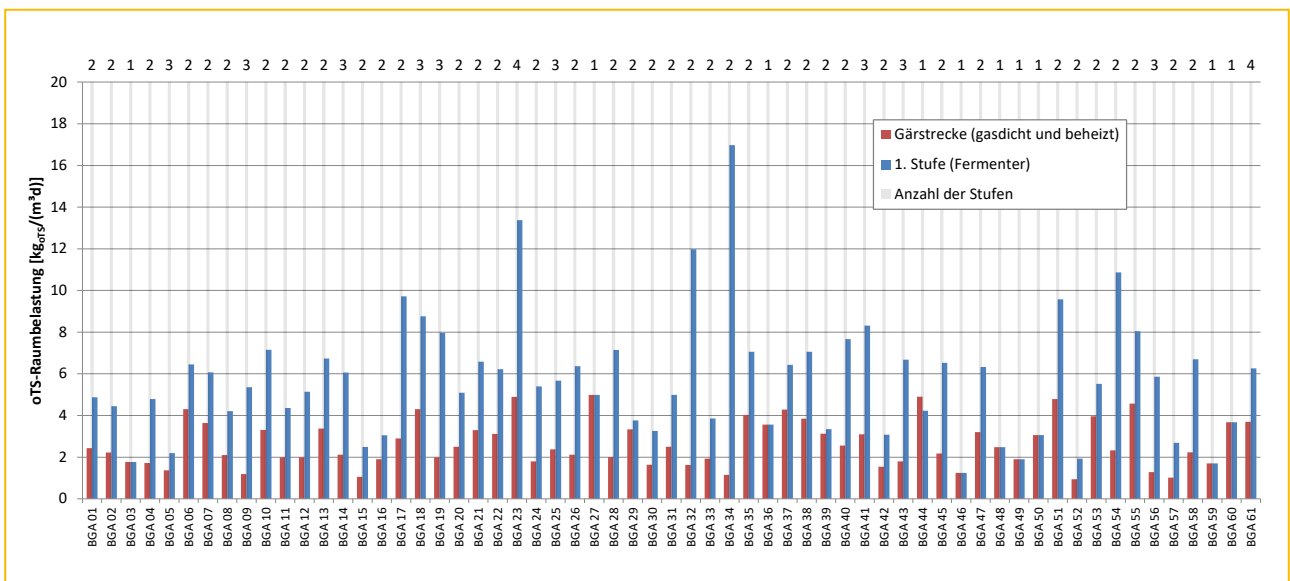


Abbildung 6-28: Mittlere oTS-Raumbelastung der ersten Stufe und der Gärstrecke, unter Nennung der Stufenanzahl (Zahlen oberhalb des Diagramms)

Die Raumbelastung der Gärstrecke liegt im Mittel bei $2,7 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$ und in einem Wertebereich von $0,9$ bis $5 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$. In der Anlage werden auch schwer verdauliche Materialien wie z.B. Pferdemist eingesetzt. Zudem ist dies eine Forschungsanlage, sodass Forschungsprojekte die Ergebnisse beeinflussen haben könnten. Um eine höhere Verweilzeit im gasdichten Reaktorsystem zu ermöglichen, wurde ein Gärrestlager gebaut. Die geringste Raumbelastung zeigt die Gülle-Kleinanlage BGA 52 mit $0,9 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$. Die niedrige organische Raumbelastung erfolgt aufgrund der hohen Gülleanteile (über 80%).

Einstufige ($\varnothing 2,5 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$) und mehrstufige ($\varnothing 2,6 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$) Anlagen liegen bei mittlerer Raumbelastung ungefähr gleichauf. Biogasanlagen mit einem Wirtschaftsdüngeranteil von mehr als $80\%_{\text{FM}}$ ihres Substrateinsatzes haben eine Raumbelastung von max. $3 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$ und durchschnittlich $1,7 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$, worin sich die geringere Energiedichte im Vergleich zu nachwachsenden Rohstoffen widerspiegelt. Zum Vergleich, die vollständig mit NawaRo betriebene Anlage kommt auf eine Raumbelastung von $1,2 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$.

6.2.4 Hydraulische Verweilzeit

Die hydraulische Verweilzeit (HRT) ist ein wichtiger Dimensionierungsparameter für Biogasanlagen. Sie gibt die Zeit an, welche die zugeführten Substrate durchschnittlich in der Gärstrecke verbringen, bevor sie wieder ausgetragen werden. Bestimmt wird die hydraulische Verweilzeit als Quotient aus dem betrachteten Reaktionsvolumen und dem zugeführten Substratvolumenstrom (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2016).

Die Dimensionierung der Behälter bei Planung und Bau einer Biogasanlage ist in der Regel ein Kompromiss aus technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen. So verursachen größere Fermenter einerseits höhere Kosten beim Bau und im Betrieb (z.B. für die Beheizung oder Durchmischung), ermöglichen andererseits aber bei gegebenem Masseninput eine höhere Verweilzeit der Substrate. Letzteres führt zu höheren Biogasausbeuten, da mit längerer Aufenthaltszeit der Biomasse im System ein vollständiger Abbau erreicht werden kann. Dies ist beispielsweise mit den Änderungen, welche das EEG 2012 eingeführt hat, für viele Biogasanlagen notwendig geworden. Hier wurde eine Mindestverweilzeit der Biomasse im technisch gasdicht abgeschlossenen System von 150 Tagen eingeführt. Darüber hinaus verlangt das EEG 2014 eine gasdichte Abdeckung neu errichteter Gärrestlager. Diese Vorschriften haben zum Ziel, die Methanemissionen aus der offenen Lagerung von Gärresten aus Biogasanlagen zu reduzieren. Neben Neuinbetriebnahmen betrifft diese Regelung teilweise auch die Zulassung von Erweiterungen von Bestandsanlagen.

Abbildung 6-29 gibt die mittleren hydraulischen Verweilzeiten der Biomassen in den Gärstrecken der im Messprogramm untersuchten Biogasanlagen wieder. Es ist ersichtlich, dass die Verteilung der mittleren Verweilzeiten sehr divers ist; bei mehrstufigen Anlagen zwischen 36 und 231 Tagen, bei einstufigen Anlagen zwischen 45 und 100 Tagen. Durchschnittlich liegen die Verweilzeiten von mehrstufigen Biogasanlagen im Messprogramm bei 100 Tagen, bei den einstufig betriebenen Anlagen bei 67 Tagen.

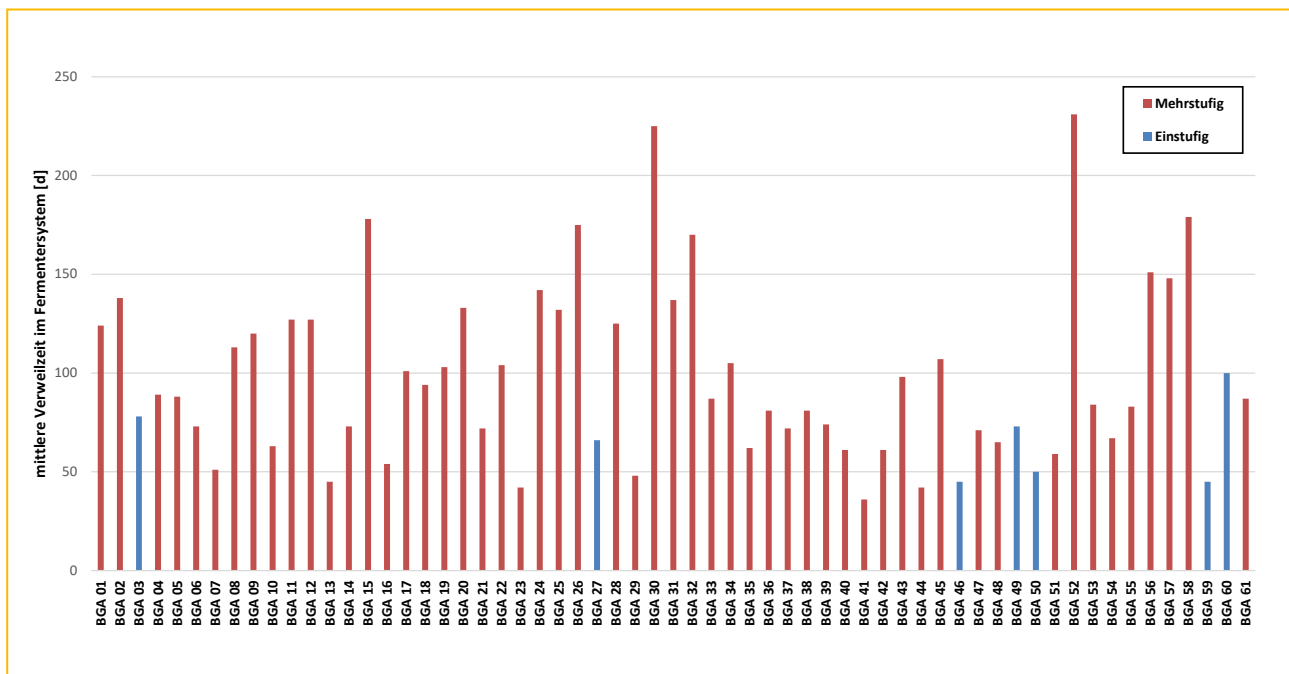


Abbildung 6-29: Mittlere hydraulische Verweilzeit im beheizten Fermentersystem, differenziert nach einstufigen und mehrstufigen Anlagen

Die relative Häufigkeitsverteilung der Verweilzeiten im gasdichten, beheizten System der Biogasanlagen im Messprogramm ist in Abbildung 6-30 aufgetragen.

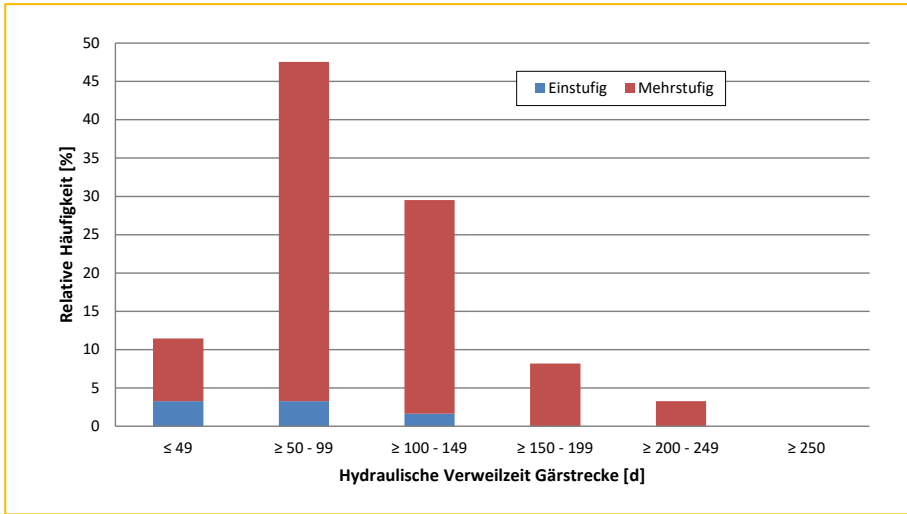


Abbildung 6-30: Relative Häufigkeitsverteilung der Verweilzeit im Fermentersystem, differenziert für ein- bzw. mehrstufige Anlagen (n = 61)

Die Verweilzeitverteilung über das gesamte gasdichte System ist Abbildung 6-31 zu entnehmen. Sehr kurze Verweilzeiten sind in der Regel bei güllebasierten Anlagen zu beobachten, da hier der Anteil an vergärbare Organik im Substrat vergleichsweise gering ist und der hohe Wassergehalt der Gülle hohe Kosten für lange Verweilzeiten verursacht.

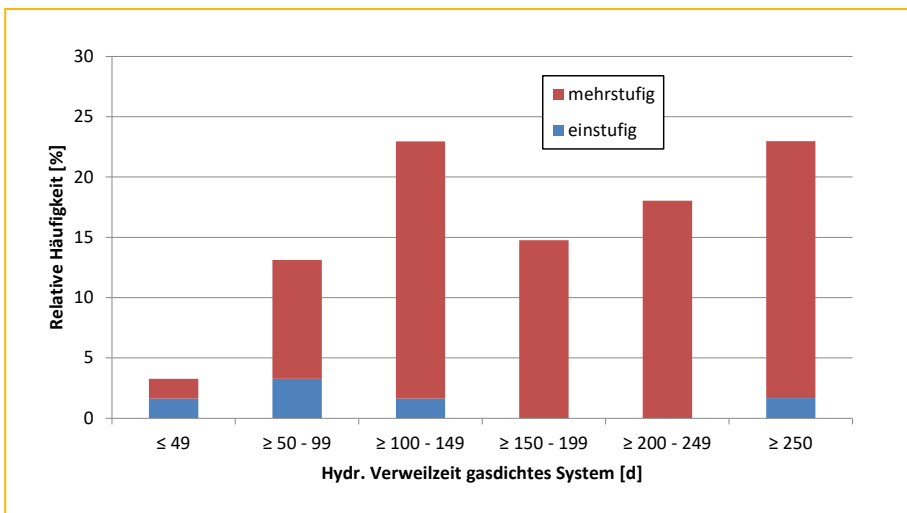


Abbildung 6-31: Relative Häufigkeitsverteilung der Verweilzeit des Substrats im gasdicht abgeschlossenen System, differenziert für ein- bzw. mehrstufige Anlagen (n = 61)

6.2.5 Gasqualität

Die mittleren Methangehalte im Biogas sind in Abbildung 6-32 dargestellt. Ungeachtet der durchaus unterschiedlichen Betriebsweisen und Substratzusammensetzungen der untersuchten Anlagen liegen die Methangehalte im produzierten Biogas nahe beieinander. So ist beispielsweise kein Unterschied zwischen einer NawaRo-Fütterung und einem güllebasierten Substratmix erkennbar. Innerhalb des Wertebereiches der gemessenen Methangehalte im Biogas von 46,8 bis 60,3 Vol.-% ergibt sich ein Mittelwert von 52 Vol.-% Methan. Der Höchstwert wurde hierbei auf BGA 5 gemessen: Diese Anlage verfügt über eine „offene Hydrolyse“ und führt das dort entstehende Biogas mit seinem hohen Anteil an CO₂ nicht der Gasverwertung zu. Das dort entweichende CO₂ führt zu einem höheren Methangehalt im Methanisierungsfermenter. Ausreichend hohe

Methangehalte sind für die Vor-Ort-Verstromung unabdingbar, da Gas-Otto-BHKW das Methan nur bei Konzentrationen ≥ 45 Vol.-% entzünden können. Da die meisten der Biogasanlagen mit biologischer Entschwefelung ausgerüstet sind, führt der im Gas verbleibende Luftstickstoff zu einer gewissen Verdünnung des Biogases.

Zusätzlich zu den Methangehalten zeigt Abbildung 6-32 die CO₂-Gehalte im Rohgasstrom der Biogasanlagen auf, falls diese messtechnisch erfasst wurden. Die Summe aus Methan (CH₄) und Kohlenstoffdioxid (CO₂) von unter 100 Vol.-% lassen sich auf Messungenauigkeiten z.B. aufgrund mangelnder Kalibrierung der eingesetzten Messtechnik, aber auch auf Luftzufuhr im Zuge der biologischen Entschwefelung sowie den Anteil an Wasserdampf zurückführen. Werte von über 100% deuten auf Messungenauigkeiten hin.

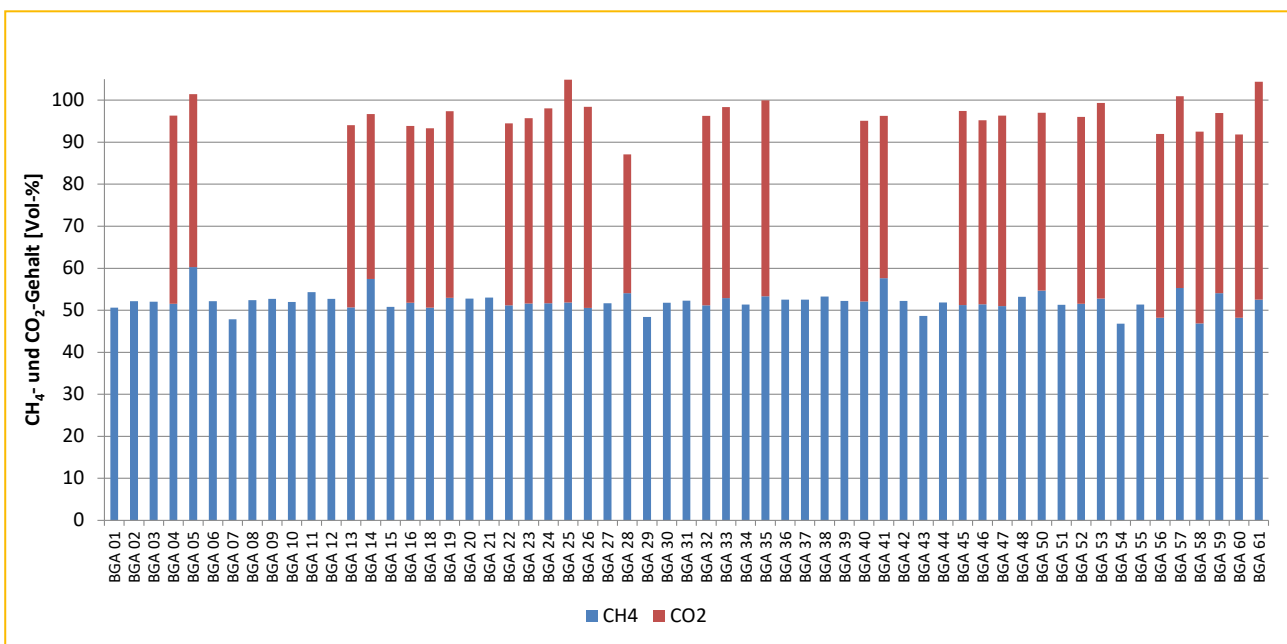


Abbildung 6-32: Mittlerer CH₄- und CO₂-Gehalt im gereinigten Biogas

Abbildung 6-33 zeigt in Ergänzung, sofern messtechnisch erfasst, die Konzentrationen von Schwefelwasserstoff (H₂S) vor dem Aktivkohlefilter und Sauerstoff (O₂) im produzierten Biogas der Anlagen. Hier lassen sich detektierbare Sauerstoffkonzentrationen, wie beispielsweise bei BGA 7, auf den Einsatz von Systemen zur biologischen Entschwefelung zurückführen, welche Umgebungsluft in den Fermenter einblasen.

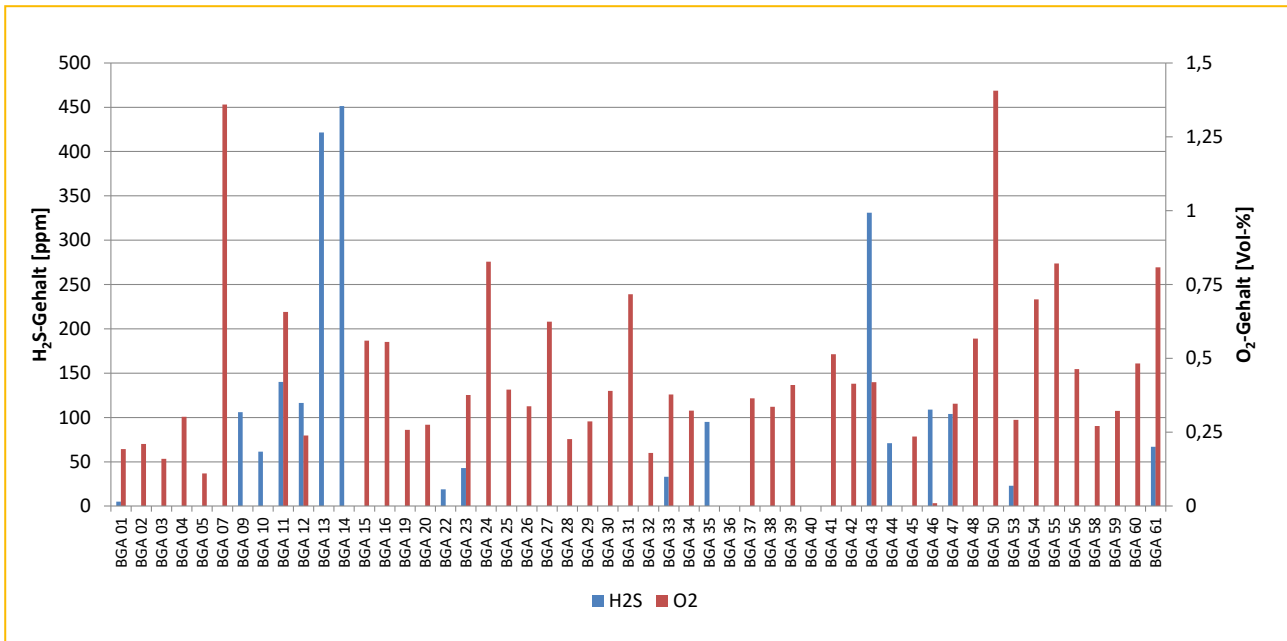


Abbildung 6-33: Mittlere H₂S- und O₂-Gehalte im produzierten Biogas (vor Aktivkohlefilter)

Die Schwankungsbreiten und Mittelwerte der im Messprogramm erhobenen Gasqualitäten sind in Tabelle 6-4 zusammengefasst.

Tabelle 6-4: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gasqualität

Gasqualität		Mittelwert	Median	Minimum	Maximum
CH ₄ -Gehalt	[Vol-%]	52,0	52,0	46,8	60,3
CO ₂ -Gehalt	[Vol-%]	44,0	44,3	33,0	53,0
H ₂ S-Gehalt	[ppm]	129	95	5	451
O ₂ -Gehalt	[Vol-%]	0,42	0,36	0,01	1,4

6.2.6 Gasproduktion

Auf den untersuchten Biogasanlagen fand sich eine Vielfalt an Messeinrichtungen für die Bestimmung der produzierten Biogasmenge. Diese erwiesen sich häufig als ungenau, da sie nicht immer regelmäßig kalibriert werden oder nicht normierte Betriebsvolumenströme wiedergeben. Da diese Werte jedoch die Grundlage für die Leistungs- und Effizienzbestimmungen der Biogasanlagen darstellen, wurden die produzierten Biogasmengen nicht den direkten Messungen entnommen, sondern über die produzierten Strommengen zurückgerechnet. Hierbei wurde von der Herstellerangabe für den elektrischen BHKW-Wirkungsgrad pauschal ein Abschlag von 3,1%-Punkten vorgenommen, um die Diskrepanz zwischen Motorenprüfstand und Praxis sowie die Abnahme des elektrischen Wirkungsgrades mit dem Fortschreiten der Betriebsstunden abzubilden.

6.2.6.1 Spezifische Biogas- und Methanausbeute

Die mittleren Biogas- und Methanausbeuten der untersuchten Biogasanlagen im Messprogramm sind in Abbildung 6-34 aufgetragen. Bezogen sind die Ausbeuten hierbei jeweils auf die der Gärstrecke zugeführten Substrate. Eine genauere Ausdifferenzierung der Gasausbeuten pro Substrateinsatz erfolgt neben der Frischmasse über die Aufschlüsselung anhand ihrer Gehalte an TS, oTS und FoTS.

In der obersten Darstellung lässt sich erkennen, dass die Frischmasse bezogenen Erträge sehr unterschiedlich sind. Dies ist nicht nur auf die Unterschiede in der Betriebsführung zurückzuführen, sondern auch vor Allem auf die unterschiedlichen Biogas- bzw. Methanpotentiale der eingesetzten Substrate; diese sind im Allgemeinen bei NawaRo und Getreide deutlich höher als beispielsweise bei Gülle. In Zahlen ausgedrückt ließen sich im Messprogramm frischmassebezogene Biogaserträge zwischen 32 und 311 m³/t_{FM} bestimmen (BGA 46 bzw. BGA 26). Im Mittel über die begleiteten Anlagen ergibt dies einen Mittelwert von 166 m³/t_{FM}. Die Verteilung für das produzierte Methan ist nahezu identisch, da die Methangehalte bei den untersuchten Biogasanlagen dicht beieinander lagen (vgl. Kapitel 6.2.5). Gut ersichtlich ist hier beispielsweise der Einfluss der geringen Verweilzeit auf die Erträge im Falle der einstufig ausgeführten BGA 46.

Auf Basis der oTS liegen die Biogasausbeuten zwischen 298 und 1.062 m³/t_{oTS}, bei einem Mittelwert der untersuchten Anlagen von 677 m³/t_{oTS}. Die erzielten Methanausbeuten bewegen sich hier zwischen 153 und 563 m³/t_{oTS}, im Mittel bei 353 m³/t_{oTS}.

In Anbetracht der beiden unteren Diagramm in Abbildung 6-34 wird die Sinnhaftigkeit der Verfeinerung der Substratcharakteristika für die Anlagenbewertung deutlich. Werden die Ausbeuten von Biogas und Methan anhand des (fermentierbaren) organischen Trockensubstanzgehaltes im Substratgemisch beurteilt, liegen die untersuchten Biogasanlagen ungeachtet der sehr diversen Substratgemische näher beieinander. So bewegen sich die FoTS-basierten Biogasausbeuten im Messprogramm zwischen 512 und 1.479 m³/t_{FoTS}, bei durchschnittlich 928 m³/t_{FoTS}. Die Methanausbeuten auf selber Basis liegen zwischen 263 und 784 m³/t_{FoTS}. Zur Einordnung der bestimmten Zahlenwerte sei auf Kapitel 6.3.5 verwiesen.

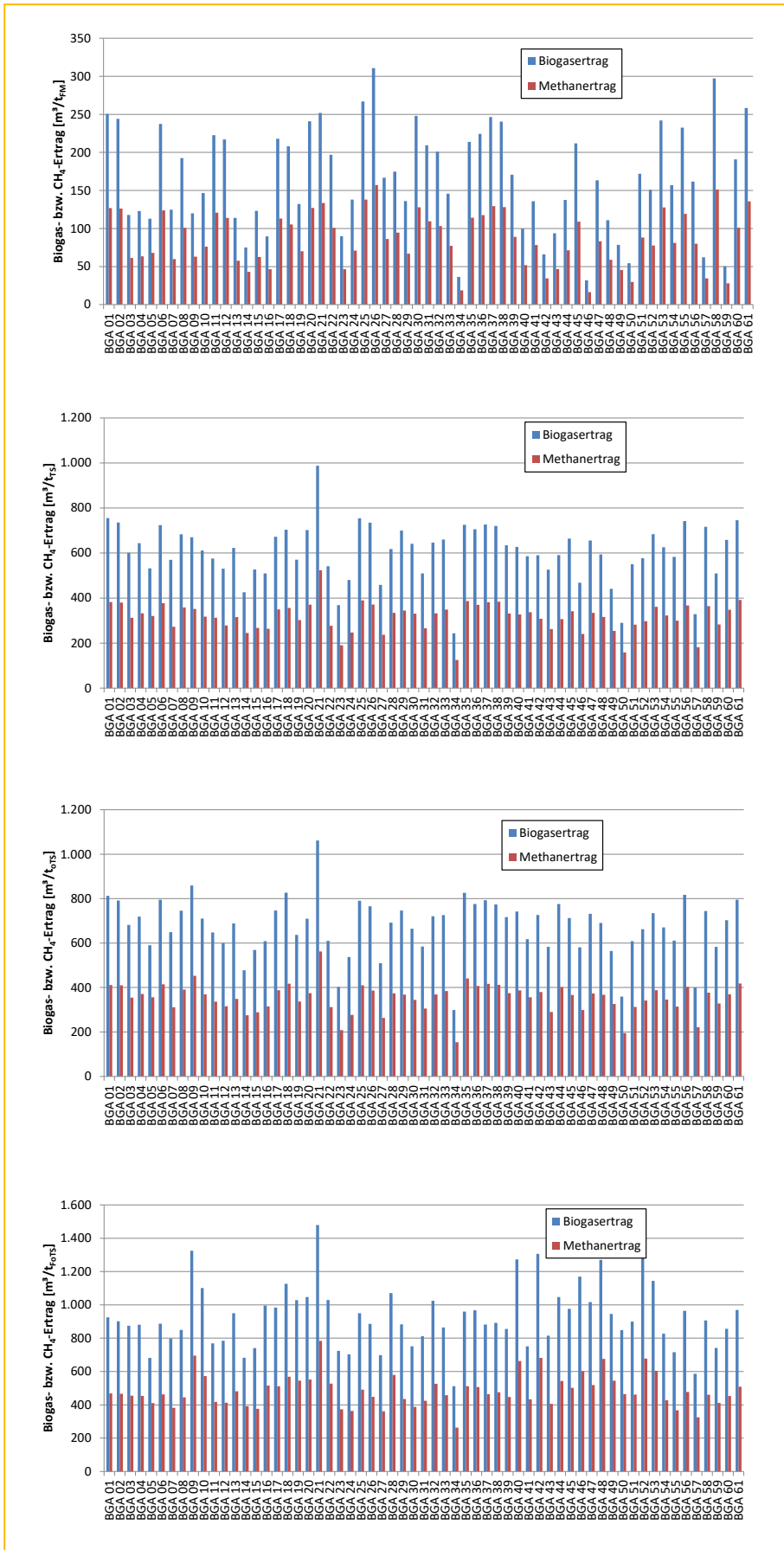


Abbildung 6-34: Mittlere Biogas- und Methanausbeute pro Tonne zugeführtem Frischmaterial, t_{TS} , t_{oTS} und t_{FoTS} rechnerisch ermittelt aus den gesammelten Daten der Praxismessungen.

6.2.6.2 Biogas- und Methanproduktivität

Bezieht man die von den Biogasanlagen erreichten Biogas- und Methanausbeuten auf die für den Abbau benötigte Zeit, erhält man eine Produktivität („Raum-Zeit-Ausbeute“). Diese gibt nun die produzierte Gasmenge pro Arbeitsvolumen und Zeit wieder, in der Regel angegeben als $m^3/(m^3 d)$.

Die Biogas- und Methanproduktivitäten der Anlagen aus dem Messprogramm sind in Abbildung 6-35 grafisch dargestellt. Hier ist, im Gegensatz zum vorangegangenen Messprogramm, kein deutlicher Unterschied zwischen den ein- und zweistufig ausgeführten Biogasanlagen auszumachen. War die Begründung dort, dass mehrstufige Biogasanlagen großzügiger dimensioniert sind als ihre einstufigen Gegenstücke, haben sich in der Zwischenzeit die Konzepte aneinander angenähert. Dies kann an einem gestiegenen Effizienzbewusstsein liegen, welches auch bei den vergleichsweise großen Anlagen durch

politische und folglich ökonomische Rahmenbedingungen forciert wurde. So haben sich geänderte gesetzliche Rahmenbedingungen zur geforderten Verweilzeit von Biomassen im Fermentationssystem zum Zweck der Emissionsminimierung dazu geführt, den Kompromiss in der Betriebsführung zwischen Verweilzeit und Produktivität, welche umgekehrt proportional zueinander sind, in Richtung höherer Verweilzeiten zu schieben.

Liegen die Methanproduktivitäten der einstufigen Anlagen im Durchschnitt des Messprogramms bei rund $0,74 m^3/(m^3 d)$, sind es bei den mehrstufigen Biogasanlagen durchschnittlich $0,98 m^3/(m^3 d)$. Die geringere Methanproduktivität der einstufigen Anlagen ist auch aus dem direkten Anlagenvergleich in Abbildung 6-35 ersichtlich. Eine Zusammenfassung der Methanproduktivitäten der untersuchten Anlagen zeigt Abbildung 6-36, zusammengefasste Zahlenwerte sind in Tabelle 6-5 wiedergegeben.

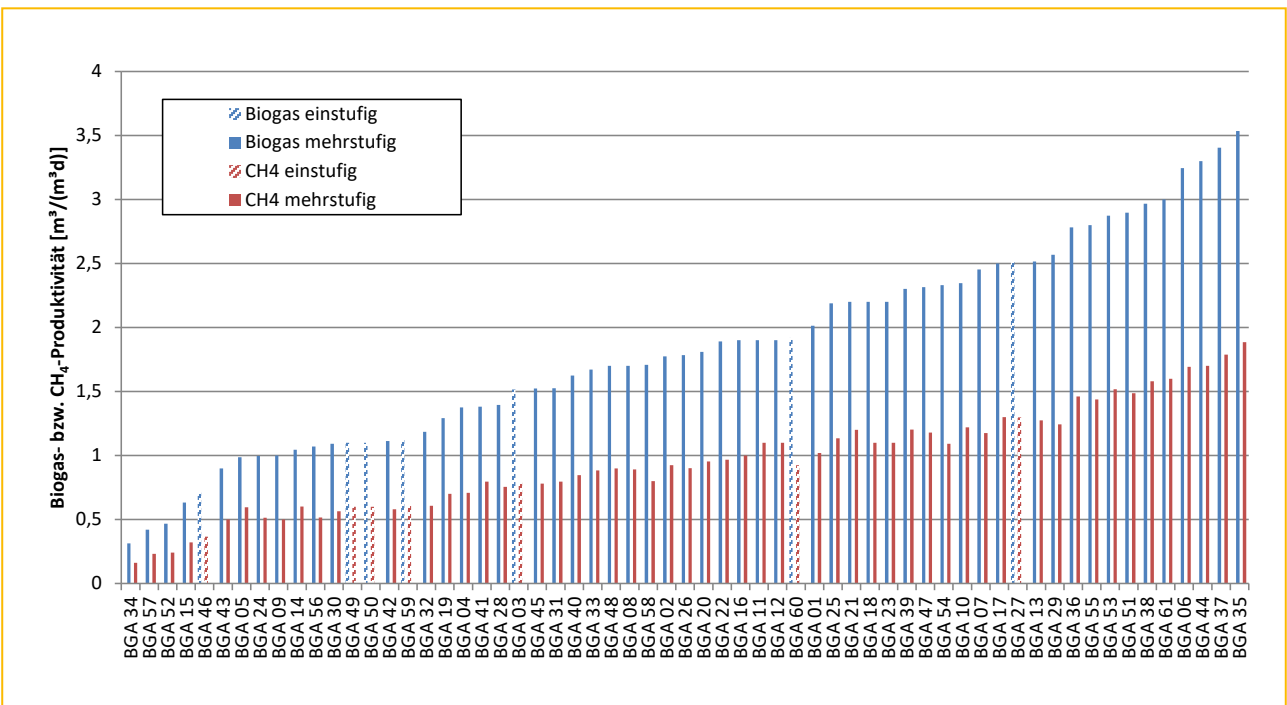


Abbildung 6-35: Mittlere Biogas- bzw. Methanproduktivität pro Kubikmeter Arbeitsvolumen, differenziert nach einstufigen und mehrstufigen Anlagen

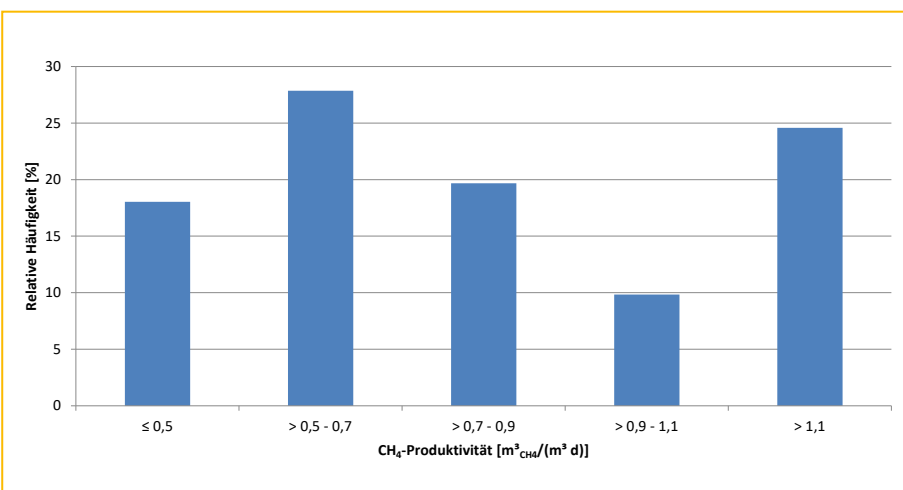


Abbildung 6-36: Relative Häufigkeitsverteilung der CH_4 -Produktivität (n = 61)

Dass die Raum-Zeit-Ausbeute des Biogasprozesses in hohem Maße von der organischen Raumbelastung des Fermenters bzw. Fermentersystems beeinflusst wird, verdeutlicht Abbildung 6-37. Bei den sich durch höhere Raumbelastungen einstellenden kürzeren Verweilzeiten werden vornehmlich die leicht abbaubaren Fraktionen der zugeführten Substrate abgebaut, der schwerer abbaubare Rest gelangt in die nächste Prozessstufe bzw. das Gärrestlager. Ein Unterschied zwischen ein- und zweistufiger Betriebsweise ist in diesem Falle nicht zu erkennen.

Ein diverseres Bild hingegen ergibt sich, wenn man die Methanrate nur auf die Raumbelastung der ersten Fermentationsstufe bezieht, wie in Abbildung 6-38 dargestellt. Besonders auffällig ist in dieser Auftragsung BGA 34 mit einer sehr hoch

belasteten ersten Fermenterstufe mit $17 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3\text{d})$, welche infolge einer gärbioologischen Havarie im Messzeitraum nur wenig zur Biogasbildung der Gesamtanlage beitrug und eher als Hydrolysestufe zu klassifizieren ist. Der Hauptteil der Biogasbildung verschob sich dadurch in das temperierte Gärrestlager, sodass sich die Anlage in Abbildung 6-37 wieder ins Gesamtbild einfügt. Die wichtigsten Zahlenwerte zum Substratumsatz und zur Methanausbeute der Biogasanlagen im Messprogramm sind in Tabelle 6-5 zusammengestellt.

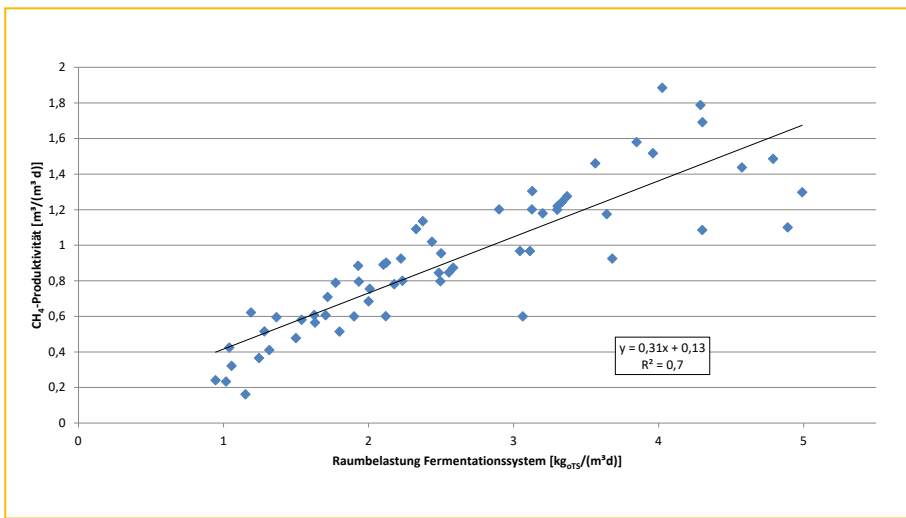


Abbildung 6-37: Zusammenhang zwischen organischer Raumbelastung des Gesamtsystems und der CH_4 -Produktivität ($n = 61$)

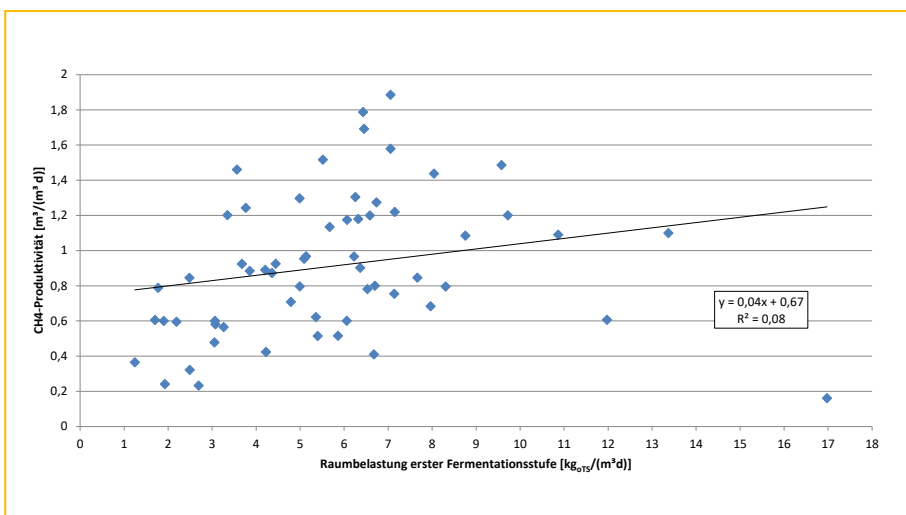


Abbildung 6-38: Zusammenhang zwischen organischer Raumbelastung der ersten Stufe und der CH_4 -Produktivität ($n = 61$)

Tabelle 6-5: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zum Substratumsatz und zur Methanausbeute der Biogasanlagen

Substratumsatz		Mittelwert	Median	Minimum	Maximum	Standardabweichung
oTS-Raumbelastung	[kg _{oTS} /(m ³ d)]	2,5	2,3	0,7	5,1	1,1
Verweilzeit Gärstrecke	[d]	105	100	37	230	47
oTS-Abbau	[%]	17,3	16,5	2,6	35,4	8,2
CH ₄ -Produktivität	[m ³ CH ₄ /(m ³ d)]	0,9	0,9	0,2	1,9	0,4
CH ₄ -Ausbeute pro t FM	[m ³ CH ₄ /t _{FM}]	81,7	77,1	16,4	157,0	34,6
CH ₄ -Ausbeute pro t TS	[m ³ CH ₄ /t _{TS}]	302,1	310,5	100,0	438,1	66,7
CH ₄ -Ausbeute pro t oTS	[m ³ CH ₄ /t _{oTS}]	353,9	369,3	107,4	508,4	78,2
CH ₄ -Ausbeute pro t FoTS	[m ³ CH ₄ /t _{FoTS}]	501,4	523,8	124,2	819,7	110,6

6.2.7 Biogas-/Methanpotential

Biogasertragstests werden als etablierte Methode zur Bestimmung des maximalen Gasertrags von Substraten und zur Bestimmung von Restmethanpotentialen von Anlagen verwendet. Im BMP III wurden einmal im Jahr von allen Substraten und Anlagen die Potentiale untersucht. Das mit Biogasertragstests ermittelte tägliche Potential der Anlagen bei den laut Betriebsgebüchern eingesetzten Substratmengen ist in Abbildung 6-39 gezeigt. Je nach Anlage schwankt dieses sehr stark, da das absolute Potential stark von der Fütterungsmenge abhängt.

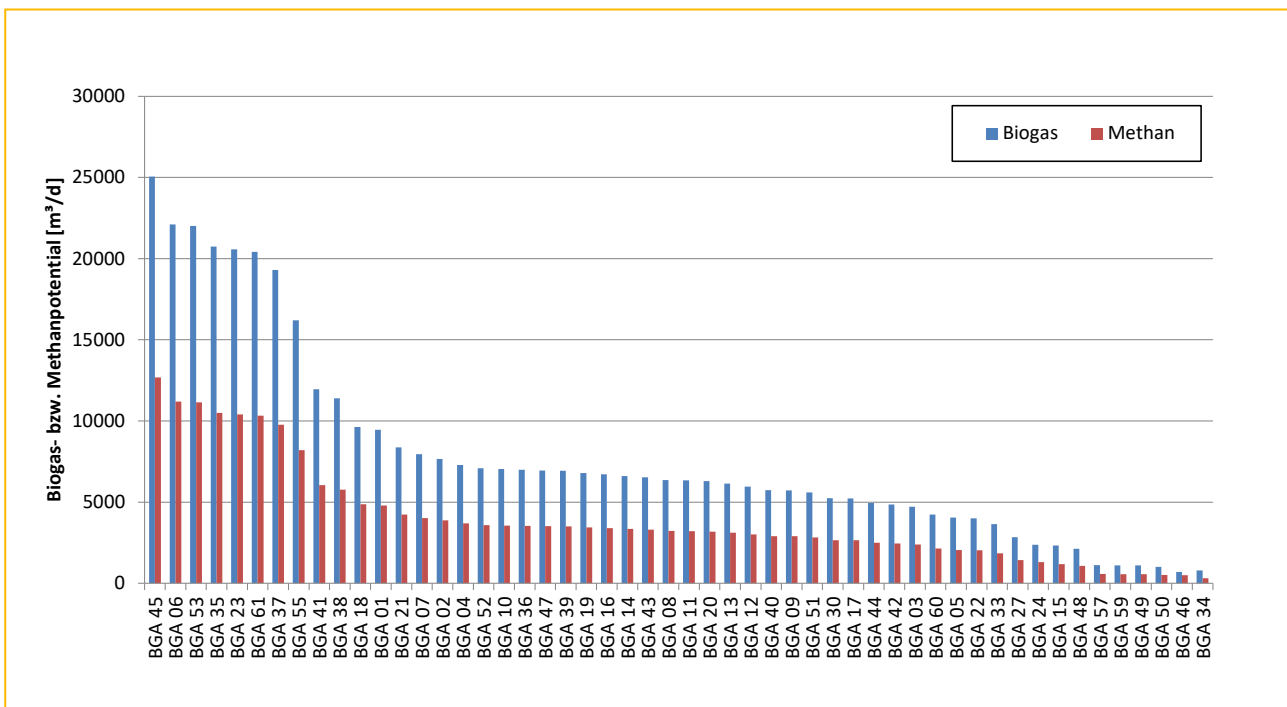


Abbildung 6-39: Biogas-/Methanpotential pro Tag: Bestimmt über Fütterungsmenge und ermitteltes Biogasertragspotential der Substrate mittels Biogasertragstest

Um einen Vergleich der Anlagen zu ermöglichen, wurde das spezifische Biogas-/Methanpotential bestimmt. Das spezifische Biogas-/Methanpotential bezieht sich auf die Fütterungsmenge in oTS und ist in Abbildung 6-40 aufgetragen. Je nach gefüttertem Substrat ist ein deutlicher Unterschied zu sehen. Erwartungsgemäß haben Anlagen mit hohem Gülleanteil das geringste spezifische Methanpotential (ca. $200 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$), während Anlagen mit hohem NawaRo Anteil ein fast doppelt so hohes spezifisches Methanpotential aufweisen (ca. $400 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$).

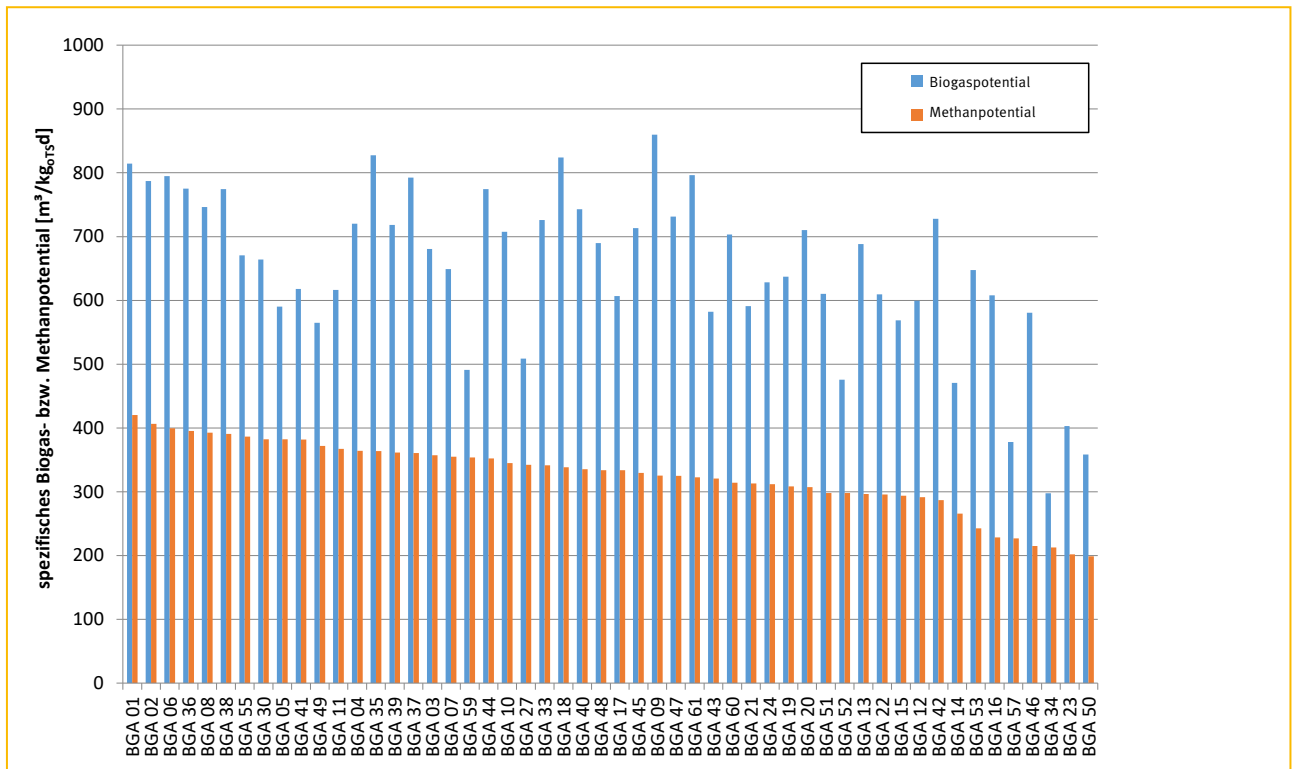


Abbildung 6-40: Biogas-/Methanpotential pro Tag und kg_{oTS}: Bestimmt über Fütterungsmenge und ermitteltes Biogasertragspotential mittels Biogasertragstest

In Abbildung 6-41 sind die spezifischen Methanerträge für die am häufigsten gemessenen Substrate aufgetragen. 50 Anlagen setzen Mais-GPS ein. Der Mittelwert dieser Proben lag bei $361 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$. Die Schwankungsbreite der Ergebnisse ist allerdings sehr groß zwischen $291\text{--}425 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$.

Der Mittelwert für Grassilage lag bei $329 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$. Die Schwankungsbreite von $155 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$ bis $400 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$ ist damit zu erklären, dass Gras viele mögliche Erntetermine besitzt und an vielen Standorten mit unterschiedlichen agrarwirtschaftlichen Bedingungen angebaut wird. Zudem sind die Extremwerte jeweils Ausreißer und die meisten Proben lagen in einer deutlich geringeren Spannweite. Roggen und Triticale-GPS werden von einer deutlich geringeren Anzahl der Anlagen als Substrat genutzt. Beide Ganzpflanzensilage haben ein ver-

gleichbares Methanpotential (359 und $367 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$). Weitere gemessenen Substrate sind Zuckerrübe ($348 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$) und diverse, meist zweitklassige Getreidekornarten ($350 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$).

Erwartungsgemäß ist in Abbildung 6-41 ein deutlich geringes Potential der Mistarten im Vergleich zu den Silagen zu sehen. Verwendet werden Pferdemist (Mittelwert des Methanpotentials: $176 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$), Rindermist ($197 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$), Schweine- ($256 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$) und Rindergülle ($225 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$). Hühner trockenkot fällt mit relativ hohem Methanpotential von $291 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$ auf. Deutlich wird die große Spannweite je nach Herkunft und Qualität der jeweiligen Probe.

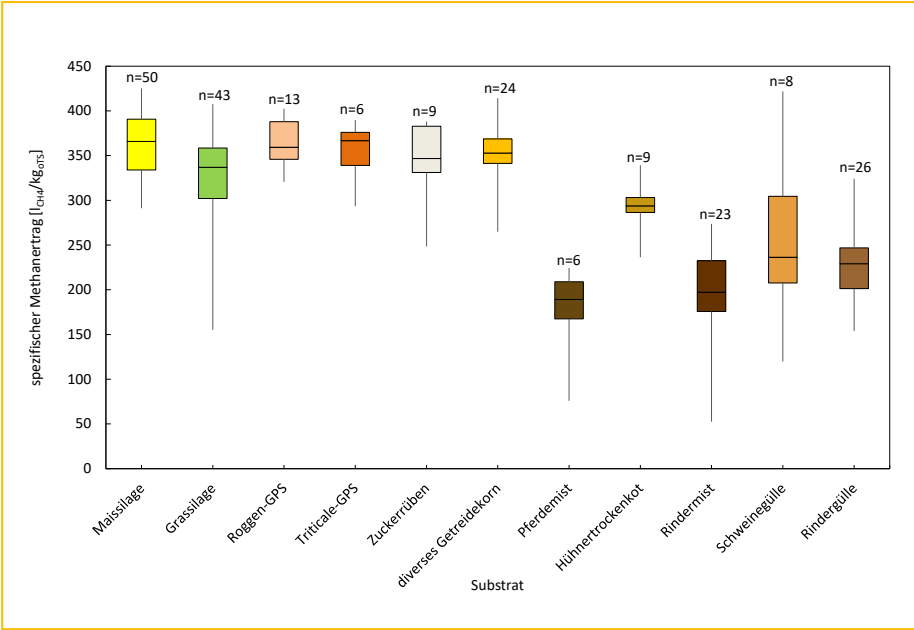


Abbildung 6-41: spezifisches Methanpotential für die am häufigsten getesteten Substrate mit Angabe der Anzahl der Anlagen, die dieses Substrat verwenden

6.2.8 Fermentierbare organische Trockensubstanz

Eine weitere Möglichkeit, das den Biogasanlagen zugeführte Methanbildungspotential zu bestimmen, ist die Ermittlung der zugeführten FoTS. Die im Messzeitraum den Biogasanlagen zugeführte Menge FoTS ist in Abbildung 6-42 dargestellt. Die zugeführten Mengen sind vordergründig von den zugegebenen Mengen an Frischmasse und der Substratmischung abhängig.

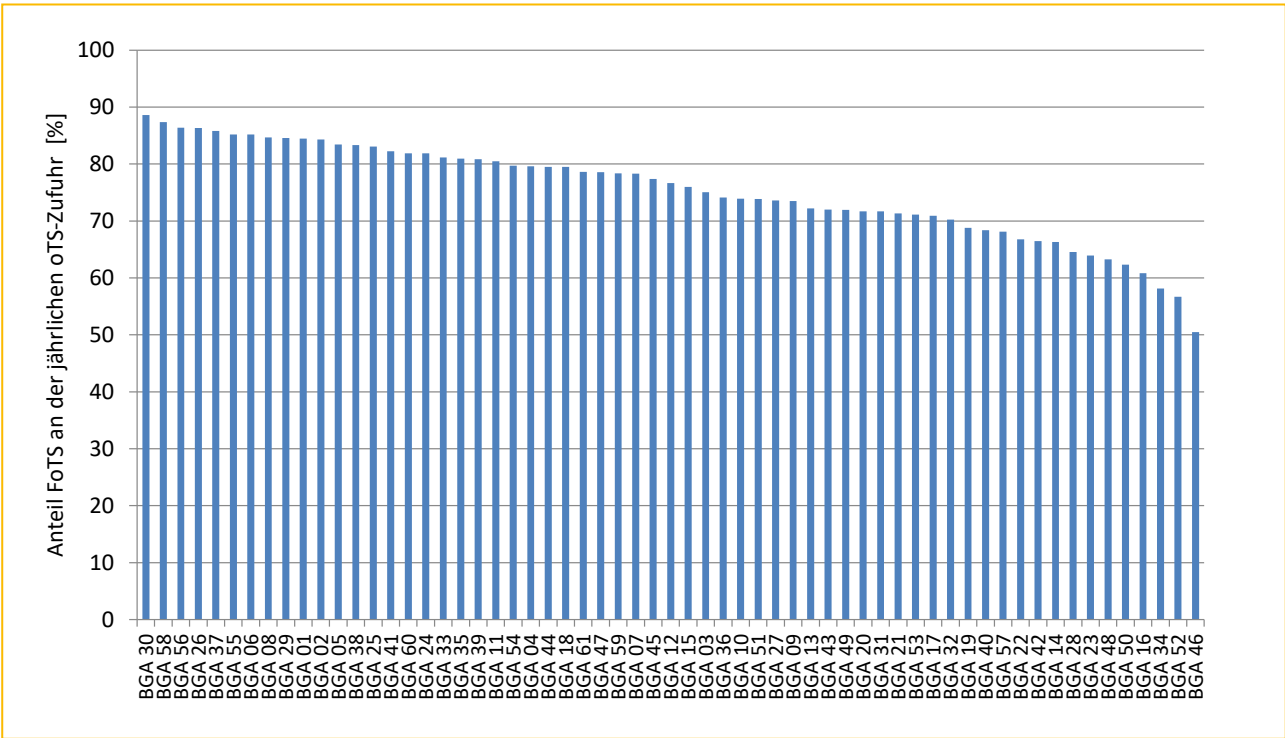


Abbildung 6-42: Durch Substratzugabe zugeführte Menge an FoTS im Untersuchungszeitraum

Für eine bessere Vergleichbarkeit der Anlagen ist in Abbildung 6-43 die zugeführte Menge FoTS auf die zugeführte Menge oTS bezogen. Durch diese Normierung lässt sich die durchschnittliche Fermentierbarkeit der Substratmischung bewerten. Für die untersuchten Anlagen wurden Werte zwischen 51 und 89% ermittelt, der Mittelwert liegt bei 75%. Diese Schwankungsbreite macht deutlich, dass die Bewertung des Gärprozesses von Biogasanlagen allein mittels oTS-Abbau nicht zielführend ist, da eine Vergleichbarkeit bei unterschiedlichen Substratmischung nicht gegeben ist.

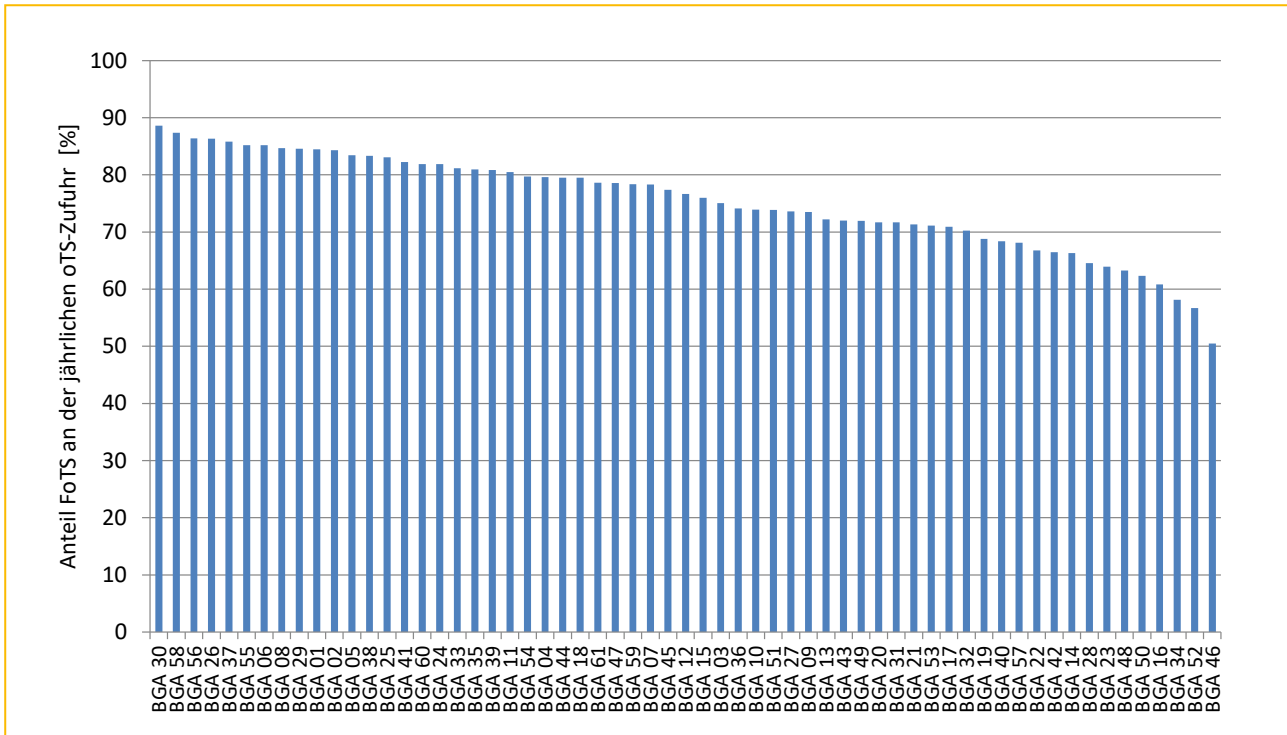


Abbildung 6-43: Fermentierbarer Anteil der zugeführten oTS in der Substratmischung

Der fermentierbare Anteil der Substratmischung ist wiederum abhängig von der Fermentierbarkeit der Einzelsubstrate und deren Mischungsverhältnis. Die FoTS wurde im BMP III für alle zugegebenen Einzelsubstrate ermittelt. Die Ergebnisse für die 10 am häufigsten verwendeten Substrate sind in Abbildung 6-44 gezeigt.

Für pflanzliche Substrate errechnet sich die FoTS aus gemessenen Werten des Rohfaser- und Aschegehalts. Für tierische Exkremente errechnet sich die FoTS allein mit Hilfe des Aschegehalts, sodass sich bei oTS-spezifischen Werten, wie in Abbildung 6-44 dargestellt, stets der gleiche Wert ergibt (siehe Berechnungsvorschrift in Kapitel 14.1.5). Die höchste Fermentierbarkeit zeigen Zuckerrüben, Getreidekorn und Mais-GPS, weshalb diese gerne in der Praxis eingesetzt werden. Die Fermentierbarkeit von Grassilage und Getreide-GPS ist dagegen etwas niedriger und zeigt höhere Schwankungen. Diese größeren Schwankungen sind mit der großen Variabilität in den Erntezeitpunkten dieser Substrate zu erklären.

Auf der Sekundärachse der Abbildung 6-44 ist für einen Vergleich mit den Ergebnissen aus den Biogasertragstest (vgl. Abbildung 6-41) zusätzlich das theoretische Methanpotential der auf der Primärachse abzulesenden FoTS-Gehalte dargestellt. Das Methanpotential der FoTS errechnet sich hierbei über einen festen Faktor von $420 L_{CH_4}/kg_{FoTS}$. Die errechneten Methanpotentiale über FoTS zeigen für NawaRo größere Schwankungen als die im Biogasertragstest gemessenen Methanerträge. Mais-Ganzpflanzensilage, Grassilage und Getreidekorn zeigen im Mittel vergleichbare Ergebnisse. Hingegen zeigen Roggen- und Triticale-Ganzpflanzensilage in Biogasertragstest im Mittel ein um $77 L_{CH_4}/kg_{FoTS}$ höheres Methanpotential und Zuckerrüben ein um $54 L_{CH_4}/kg_{FoTS}$ geringeres Potential als über FoTS berechnet. Die gemessene Variabilität der Methanpotentiale der Wirtschaftsdünger kann über die Berechnung der FoTS nicht abgebildet werden.

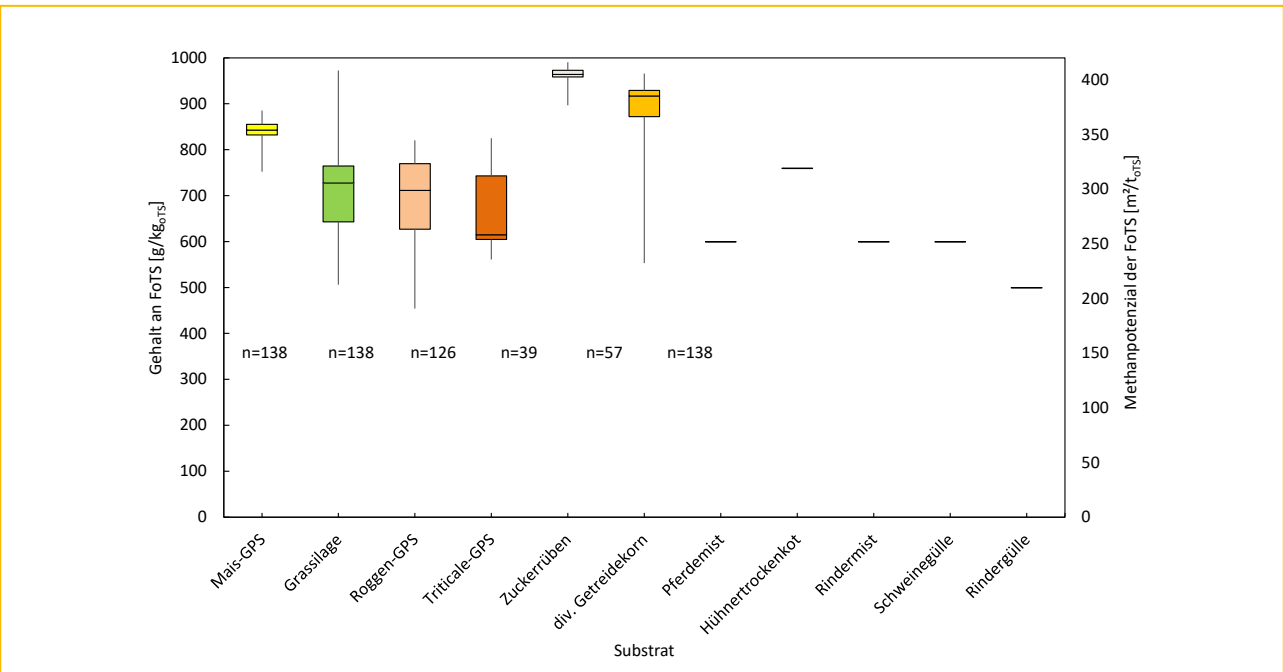


Abbildung 6-44: FoTS-Gehalt für die am häufigsten getesteten Substrate und daraus berechnete Methanpotentiale mit Angabe der Anzahl der Messungen n

6.2.9 Brennwert und Ligninanteil

Als Maß für den Energieinhalt wurde bei allen Anlagen quartalsweise der Brennwert der Substrate und Gärreste bestimmt. Der so bestimmte Energieinhalt gibt keine direkte Aussage zum Biogaspotential, da nicht alle Stoffgruppen im Substrat unter anaeroben Bedingungen im Gärprozess zu Biogas umgewandelt werden können. Er ermöglicht aber in der Effizienzbewertung ein Vergleich zu anderen Biomassekonversionspfaden.

Der mittlere Brennwert der Substratmischungen und der Gärreste für den Messzeitraum der Anlagen ist in Abbildung 6-45 dargestellt. Erwartungsgemäß zeigen die Gärreste niedrigere Frischmasse-spezifische Brennwerte als die eingesetzten Substratmischungen, da ein Großteil der zugeführten Energie im produzierten Biogas gebunden wird. Die ermittelten durchschnittlichen Brennwerte der Substratmischungen lagen zwischen 1,2 und 7,5 MJ/kg_{FM}, der Mittelwert liegt bei 4,7 MJ/kg_{FM}. Für die Gärreste liegen die Werte zwischen 0,3 und 2,5 MJ/kg_{FM}, der Mittelwert beträgt 1,2 MJ/kg_{FM}. Der höchste gemessene Brennwert eines Gärrests liegt höher als der niedrigste Wert bei den Substratmischungen. Die Streubreite des Brennwertes der Substratmischungen ist vordergründig durch die Trockenmasseanteil der Substrate bedingt. Weiterer wichtiger Einflussfaktor ist der Anteil der oTS, während Asche keinen Beitrag zum Brennwert liefert.

Bezieht man den gemessenen Brennwert auf den Anteil organischer Trockensubstanz in der Probe, ergibt sich die Darstellung in Abbildung 6-46. Hier zeigt sich, dass der Brennwert der oTS in der Substratmischung niedriger ist als im resultierenden Gärrest der Anlagen. Der Grund dafür ist, dass der Brennwert der oTS durch die enthaltenen Stoffgruppen bestimmt wird. Durch den

Gärprozess kommt es zum selektiven Abbau einiger Stoffgruppen, besonders von Kohlenhydraten wie Stärke, Hemicellulose und Cellulose, während andere Stoffgruppen, z. B. Lignin, unverändert in der oTS verbleiben. Diese Kohlenhydrate weisen einen niedrigeren Brennwert auf als das resistente Lignin. Durch die veränderten Anteile der Stoffgruppen in der oTS nach dem Gärprozess verschiebt sich der Brennwert der oTS in Richtung des höheren Brennwertes von Lignin. Dieser Zusammenhang kann auch genutzt werden, um mit Hilfe des gemessenen Brennwertes der Gärreste deren Ligninanteil abzuschätzen (vgl. Kapitel 14.2.4 der Onlinebroschüre). Diese Ergebnisse sind in Abbildung 6-47 dargestellt. Der Ligninanteil in der oTS der Gärreste variiert zwischen 16% und 59%, wobei der Mittelwert bei 26% liegt. Der höchste Ligninanteil wurde für den Gärrest der BGA 49 berechnet, welche mit 88% einen hohen Anteil an Wirtschaftsdüngern (Rindergülle, Hühnertrockenkot und Rindermist) in der Substratmischung aufweist.

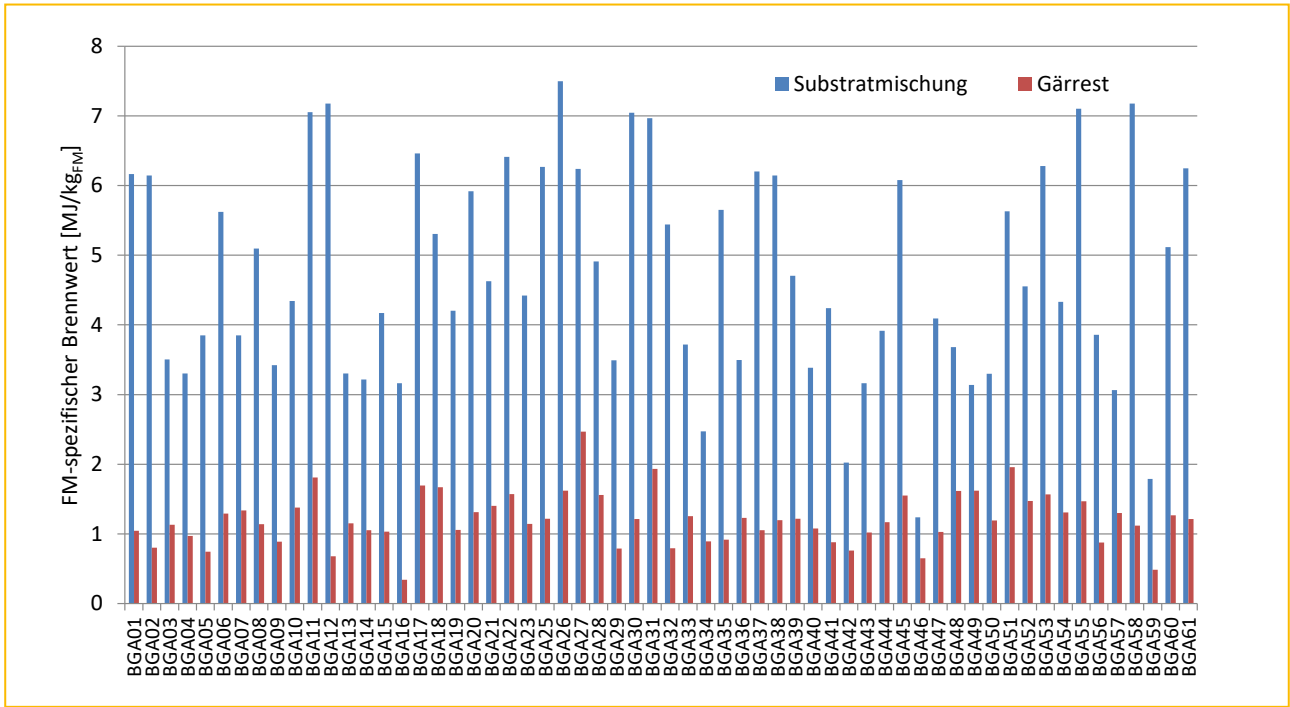


Abbildung 6-45: Auf die Frischmasse bezogener Brennwert in den Substratmischungen und Gärresten der untersuchten Biogasanlagen

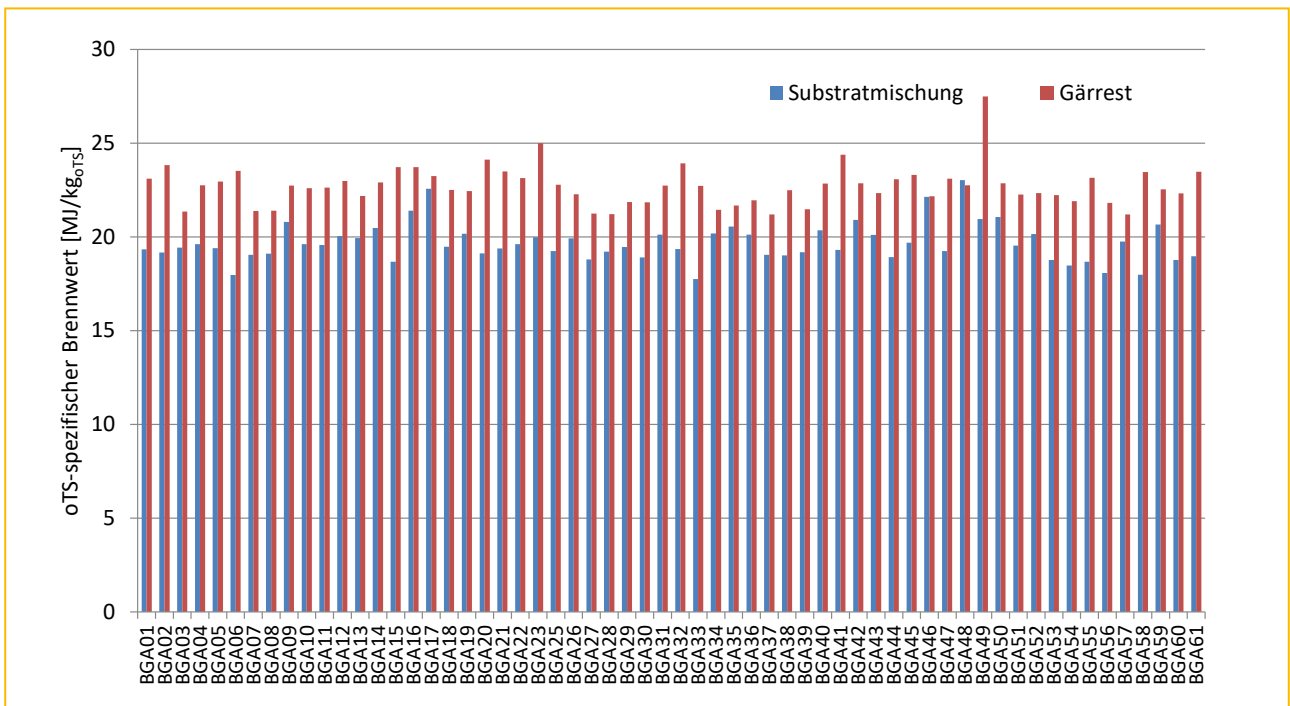


Abbildung 6-46: oTS-spezifischer Brennwert in den Substratmischungen und Gärresten der untersuchten Biogasanlagen

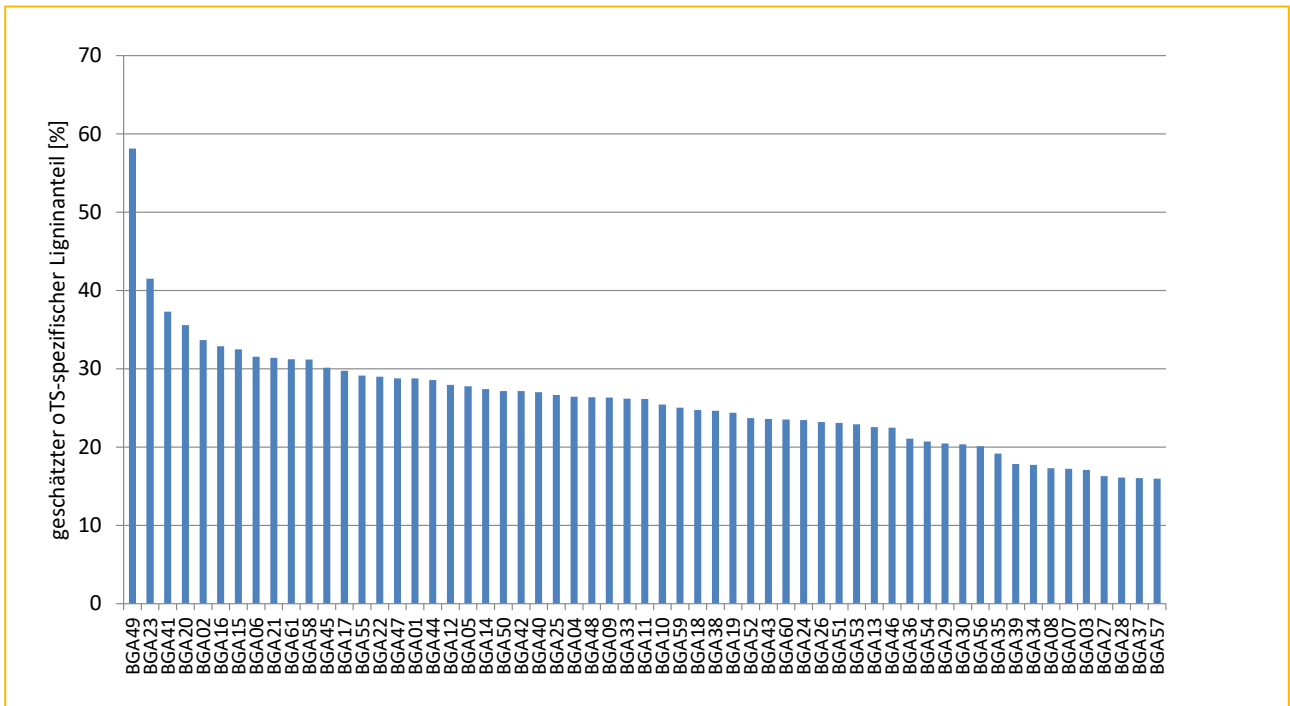


Abbildung 6-47: geschätzter Ligninanteil in den Gärresten der untersuchten Biogasanlagen

Abbildung 6-48 zeigt den oTS-spezifischen Brennwert der am häufigsten eingesetzten Substrate mit der Anzahl der Messungen. Wie zuvor beschrieben, hängt der oTS-spezifische Brennwert von der Zusammensetzung der organischen Substanz ab. Hier zeigen die verschiedenen Substrate kaum Unterschiede. Die Wirtschaftsdünger zeigen tendenziell leicht höhere oTS-spezifische Brennwerte, da ein Teil der leicht verfügbaren Kohlenhydrate im Tiermagen bereits abgebaut wurde. Daher sollte der hö-

here oTS-spezifische Brennwert nicht zu dem Trugschluss führen, dass diese Substrate aufgrund des höheren Brennwertes für den Gärprozess besser geeignet wären, als die pflanzlichen Einsatzstoffe. Der höhere Brennwert lässt eher auf höhere Ligningehalte schließen, welche im Gärprozess nicht umgewandelt werden. Die untersuchten Wirtschaftsdünger zeigen im Brennwert eine höhere Variabilität als die pflanzlichen Substrate.

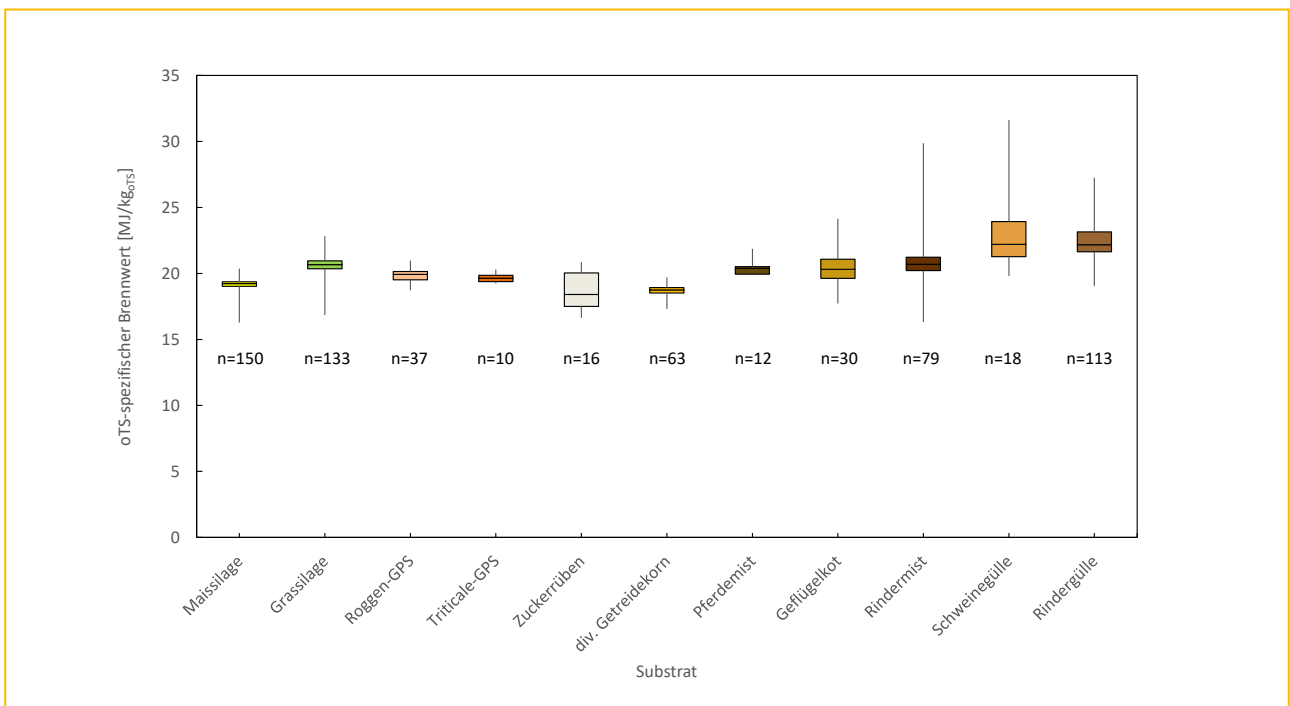


Abbildung 6-48: Brennwert der am häufigsten eingesetzten Substrate mit Angabe der Anzahl der Analysen n

6.2.10 Absolutes Restmethanpotential

Das absolute Restmethanpotential wurde im Rahmen des BMP III von jeder Anlage am letzten abgedeckten Behälter bei $37 \pm 1^\circ\text{C}$ und einer Verweilzeit von 60 Tagen bestimmt. Auf die Messung des Emissionspotentials bei 20°C wurde verzichtet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6-49 und zusammengefasst in Tabelle 6-6 zu sehen. Mit Ausnahme von BGA 10 haben alle Anlagen ein Restmethanpotential von unter 10 m^3 pro t Gärrest. Dieser Wert ist niedriger als beim BMP II, in dem noch 7 von 60 Anla-

gen ($11,7\%$) ein Restmethanpotential von mehr als 10 m^3 pro t aufwiesen. Ähnlich verhält es sich mit dem Mittelwert. Eine Verbesserung des Restmethanpotentials pro Tonne frischem Gärrest innerhalb der letzten 10 Jahre ist ebenfalls festzustellen. Das Restmethanpotential ist gegenüber dem Mittelwert für das BMP II von $9,5\text{ m}^3_{\text{CH}_4}/\text{t}_{\text{Gärrest}}$ im BMP III auf $4,9\text{ m}^3_{\text{CH}_4}/\text{t}_{\text{Gärrest}}$ für einstufige und auf $4,1\text{ m}^3_{\text{CH}_4}/\text{t}_{\text{Gärrest}}$ für mehrstufige Anlagen zurückgegangen.

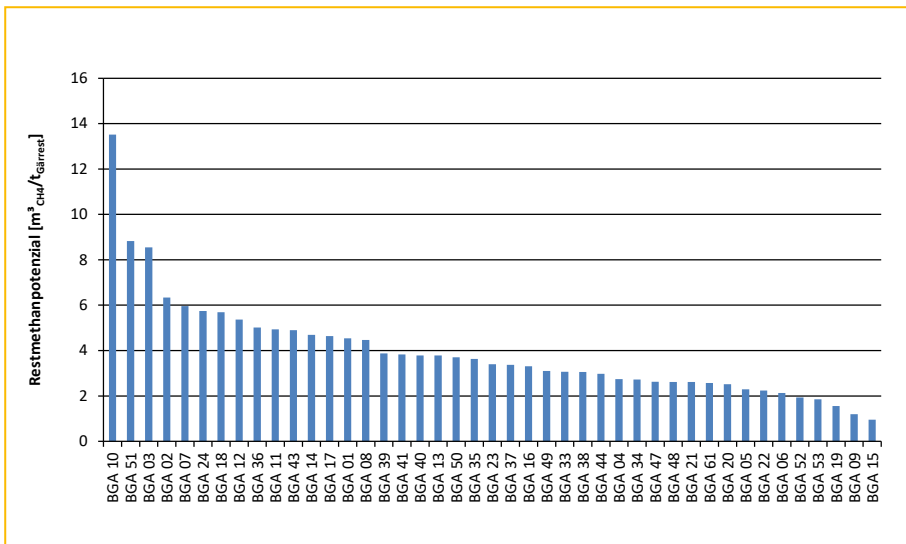


Abbildung 6-49: Absolutes Restmethanpotential je Tonne Material des Ablaufs der letzten Stufen (Gärrest) bei 37°C , 60 Tage Gärdauer

Neben der Vermutung, dass die jüngeren Biogasanlagen effizienter betrieben werden, ist die gesetzlich vorgeschriebene längere Verweilzeit ein wahrscheinlicher Grund für die geringeren Restmethanpotentiale. Zudem ist auch auf die Unterschiede der ausgewählten Anlagen in den Messprogrammen hinzuweisen.

Tabelle 6-6: Darstellung der Mittelwerte sowie der min. und max. Werte des absoluten Restmethanpotentials bei 37°C , 60 Tage Gärdauer

Absolutes Restmethanpotential	Mittelwert	Minimum	Maximum
$[\text{m}^3_{\text{CH}_4}/\text{t}_{\text{Gärrest}}]$	4,1	1,0	13,5
$[\text{m}^3_{\text{CH}_4}/\text{t}_{\text{oTS}}]$	69,2	18,1	218,9

6.3 Effizienzanalyse

Im folgenden Abschnitt erfolgt die Darstellung der Ergebnisse zur Gärprozesseffizienz. Diese wurden über vier verschiedene Methoden errechnet. Zuerst werden die Ergebnisse der einzelnen Methoden dargestellt. Am Ende des Unterkapitels erfolgt ein kurzer Vergleich der Methoden anhand der ermittelten Ergebnisse und deren Verteilung. Die Diskussion der Effizienz des Gesamtprozesses aus Biogaserzeugung und Biogasverwertung erfolgt in Kapitel 7.

6.3.1 oTS-Abbaugrad

Der oTS-Abbaugrad stellt eine Möglichkeit der Effizienzbewertung dar und wird mittels oTS Bestimmung des Gärrestes und des Substrats ermittelt. Der oTS-Abbaugrad zeigt für die untersuchten Anlagen eine breite Spannweite. Erwartungsgemäß haben mit BGA 02 und BGA 58 zwei Anlagen mit sehr hohem Anteil an Mais-Ganzpflanzensilage in der Fütterung von 82% und 75% die höchsten Abbauraten: der oTS-Abbaugrad liegt jeweils oberhalb von 90% (vgl. Abbildung 6-50). Mais-Ganzpflanzensilage ist ein vergleichsweise leicht und nahezu vollständig abbaubares Substrat. BGA 46, BGA 57 und BGA 49 hingegen haben mit 99% und 80% Wirtschaftsdüngeranteil die niedrigsten Abbaugrade aller untersuchten Anlagen in Höhe von 50% , 64% bzw. 64% . Dies stellt ein großes Problem in der Bewertung von Anlagen mit Wirtschaftsdünger als Substrat dar. Auf der einen Seite ist der Einsatz von Wirtschaftsdüngern gewollt, weil keine landwirtschaftlichen Flächen und Energien für den Anbau von NawaRo gebraucht werden, auf der anderen Seite sorgt der langsame Abbau dieser Substrate aufgrund des hohen Ligningehalts für eine scheinbar geringere Effizienz. Dies wird dadurch noch verstärkt, dass eine Vielzahl an Anlagen, die hohe Anteile von Wirtschaftsdüngern einsetzen, Güllekleinanlagen mit geringer Verweilzeit im beheizten System sind. In Abbildung 6-50 sind BGA 31 und 32 nicht aufgeführt, da eine Aufschlüsselung der Gärrestmengen nicht möglich und somit kein oTS-Abbaugrad bestimmbar war.

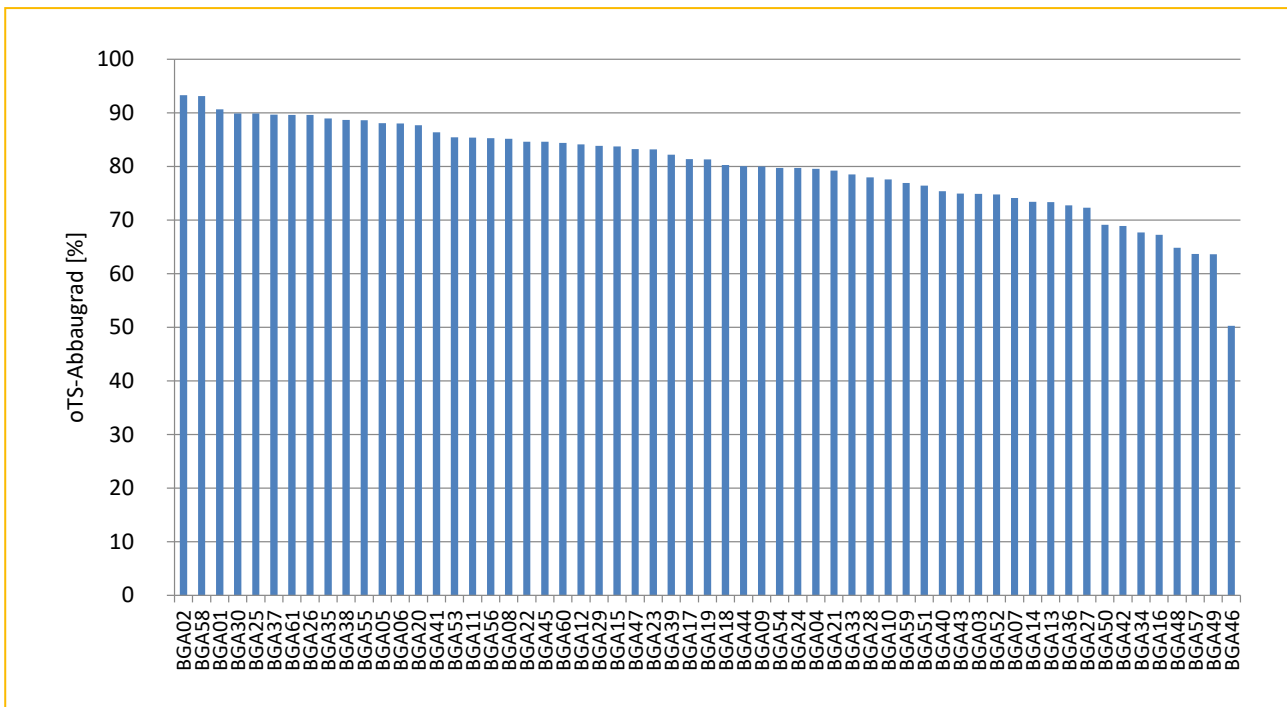


Abbildung 6-50: oTS-Abbaugrad von 59 der 61 Anlagen

6.2.11 FoTS-Ausbeute

Die FoTS-Ausbeute wird zur Bewertung der Anlagen in Kapitel 6.5 angewendet. Die Bewertung der Biogasanlagen per FoTS ist gegenüber der oTS eine Weiterentwicklung, da diese auf eine Abschätzung der anaerob abbaubaren Anteile der oTS abzielt. Die Ergebnisse für alle 61 untersuchten Biogasanlagen sind in Abbildung 6-51 dargestellt. Es wurden FoTS-Ausbeuten zwischen 63 % und 137 % berechnet, der Mittelwert liegt bei 108 %. Die Spannweite der Ergebnisse ist somit deutlich größer als beim oTS-Abbaugrad.

Die Anordnung der Anlagen bei der Sortierung nach Effizienz unterscheidet sich zwischen oTS-Abbaugrad und FoTS-Ausbeute. Während beim oTS-Abbaugrad der Anteil der verwendeten Wirtschaftsdünger in der Substratmischung einen Einfluss hatte, ist ein solcher Einfluss bei der FoTS-Ausbeute nicht ersichtlich. Beispielsweise wird die BGA 46, welche die zweitbeste Effizienz nach FoTS-Ausbeute aufweist, allein mit Wirtschaftsdüngern betrieben. Diese Anlage steht beim oTS-Abbaugrad an letzter Stelle. Ein anderes Beispiel ist die BGA 55, welche komplett ohne Wirtschaftsdünger betrieben wird. Diese zeigt im Anlagenvergleich eine eher schlechte FoTS-Ausbeute, wohingegen der oTS-Abbaugrad überdurchschnittlich gut war. Hieraus ist ersichtlich, dass eine Berücksichtigung der Abbaubarkeit der Substrate für den Vergleich von unterschiedlich gefütterten Biogasanlagen unabdingbar ist.

Die FoTS-Ausbeute zeigt für eine ganze Reihe von Anlagen Effizienzwerte von deutlich über 100 %. Dies deutet auf eine systematische Unterschätzung des Gaspotentials durch die Analysen bzw. die Berechnung der FoTS hin. Wenn das ermittelte theoretische Potential kleiner ist als die an der Anlage produzierte Gasmenge, erhält man Werte größer 100 %. Dieses Phänomen ist in der Branche auch bei der Verwendung der KTBL Gasertragswerte als Benchmark bekannt. Das erschwert einerseits Aussagen über Optimierungspotentiale einer einzelnen Anlage, lässt aber einen relativen Vergleich von Anlagen untereinander zu.

In der Analyse und der nachfolgenden Berechnung des Methanpotentials der FoTS können viele Faktoren (z.B. Bestimmung Rohfasergehalt, empirische Formel zur Verdaulichkeit, Annahmen zur stöchiometrischen Zusammensetzung des Substrates) zu dieser Unterschätzung führen. Zusätzlich basiert die Analyse der FoTS für die pflanzlichen Substrate auf Werten von Verdauungsversuchen mit Schafen. Die Verdauungsversuche sind für Wirtschaftsdünger jedoch nicht durchführbar, weshalb die FoTS-Bestimmung hier auf Gasbildungspotentialen der Substrate basiert. Für eine detailliertere Fehler- und Schwachstellenbetrachtung sei auf Kapitel 6.3.5 verwiesen.

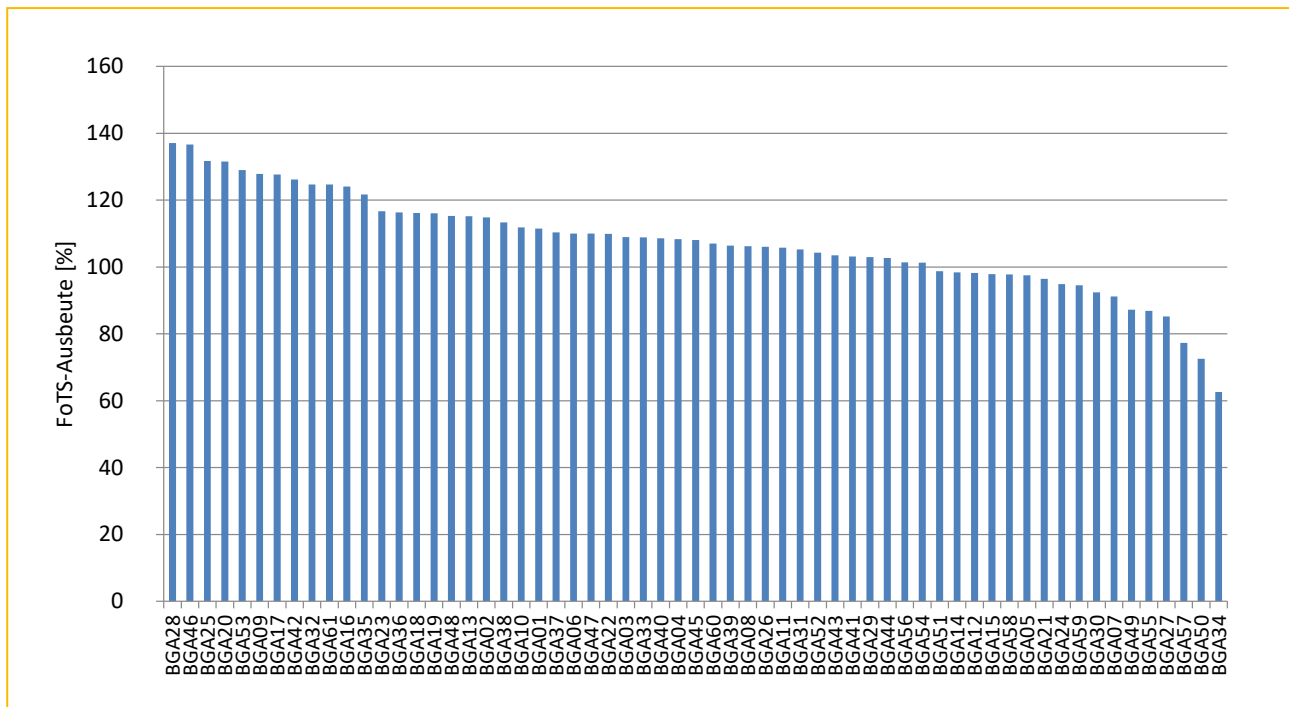


Abbildung 6-51: FoTS-Ausbeute der Anlagen im BMP III

6.3.3 Relative Methanausbeuten und Restmethanpotentiale

Biogasertragstests sind als Basis zur Auslegung von Biogasanlagen und zur Bestimmung von Verlusten über den Gärrest (Restgasuntersuchungen) eine etablierte Methode. Eine Effizienzbewertung auf Basis eines Umsatzes ist mit Hilfe des relativen Restmethanpotentials möglich. Die Ergebnisse im BMP III hierzu sind in Abbildung 6-52, Abbildung 6-53 und Tabelle 6-7 dargestellt.

Das relative Restmethanpotential konnte für 46 der 61 Biogasanlagen bestimmt werden. Für die nicht dargestellten Anlagen konnten keine Bilanzen über das Restmethanpotential erstellt werden, da die Probenahme am letzten abgedeckten Behälter nicht möglich war. Wie schon beim absoluten Restmethanpotential sticht BGA 10 mit einem relativen Restmethanpotential von über 15% heraus. Bei BGA 10 ist eine Hydrolysestufe mit einer hydraulischen Verweilzeit von ca. 5 Tagen vorgeschaltet. Das anschließende zweistufige Fermentersystem bietet eine relativ kurze hydraulische Verweilzeit von 57 Tagen. Das sich anschließende unbeheizte Lagersystem erlaubt zwar eine Ausdehnung der gasdichten Fermenterstrecke auf 124 Tage Verweilzeit. Dies scheint aber bei dem hier gewählten System nicht auszureichen. Es sei zudem darauf hingewiesen, dass aufgrund eines geringen Füllstands bei Probenahme die Verweilzeit deutlich geringer sein kann als der Wert, der sich aus dem Arbeitsvolumen berechnet.

Drei weitere Anlagen haben ein relatives Restmethanpotential von über 10%. Bei BGA 50 handelt es sich um eine Güllekleinanlage mit 75 kW_{el} Leistung, die schwer abbaubare Reststoffe wie z. B. Pferdemist vergärt und eine Verweilzeit im beheizten System von lediglich 50 Tagen realisiert. Ähnlich verhält es sich mit BGA 34. Dies ist ebenfalls eine Güllekleinanlage, die zudem im Untersuchungszeitraum mit Instabilitäten des

Gärprozesses zu kämpfen hatte. BGA 03 ist eine einstufige Anlage mit kurzer Verweilzeit von 78 Tagen, was zu Kurzschlussströmungen in das nicht gasdichte Gärproduktlager führen kann. Dies könnte einen möglichen Grund für das hohe Restmethanpotential darstellen.

Auffällig ist, dass mit BGA 06, 53 und 61 die drei Anlagen mit den geringsten relativen Restmethanpotentialen zugleich Anlagen mit hoher Fütterungsrate sind. BGA 53 und BGA 61 sind Biomethananlagen, während BGA 06 eine installierte Leistung von 2.770 kW besitzt. Dies verwundert, da die Verweilzeit nicht mit der produzierten Leistung wächst. Ursache hierfür ist aber vermutlich der hohe Anteil an NawaRo im Substratmix der Biogasanlagen. Diese These wird auch von dem niedrigen relativen Restmethanpotential weiterer Anlagen wie z. B. BGA 20 und BGA 22, die jeweils keine Gülle einsetzen, gestützt. Die bessere Abbaubarkeit von NawaRo könnte zu den geringeren Restmethanpotentialen führen, wenn es nicht zu Mangel-situationen oder zu geringem Puffervermögen kommt. BGA 15 hingegen fällt mit einer ausgeglichenen Substratmischung bei niedriger Raumbelastung und mit einer hohen Verweilzeit im beheizten System (178 Tage) auf, welches scheinbar zu einer hohen Abbaurate und somit zu einem geringen relativen Restmethanpotential führt.

Bei Betrachtung der Restmethanpotentiale der drei auszuwertenden Güllekleinanlagen ist eine klare Tendenz zu erkennen. BGA 34 und 50 besitzen zwei der drei höchsten relativen Restmethanpotentiale. Ursache für diese Tendenz ist vermutlich das schwer abbaubare Substrat aus Gülle und Festmist, welches zu einem hohen relativen Restmethanpotential führt.

Das relative Restmethanpotential zeigt im Gegensatz zum BMP II nur eine schwache Abhängigkeit zur Verweilzeit (vgl. Abbildung 6-52). Hohe relative Restmethanpotentiale scheinen allerdings mit geringeren Verweilzeiten einherzugehen (vgl.

Abbildung 6-53). So haben alle Anlagen mit Ausnahme von BGA 50 mit einer Verweilzeit von mehr als 150 Tagen ein relatives Restmethanpotential von unter 8%. Bei BGA 50 handelt es sich um eine Güllekleinanlage, die zu 25% Pferdemist ohne Aufbereitung einsetzt. Die Verwendung des schwer vergärbaren Substrats führt anscheinend zu einem hohen relativen Restmethanpotential trotz langer Verweilzeit.

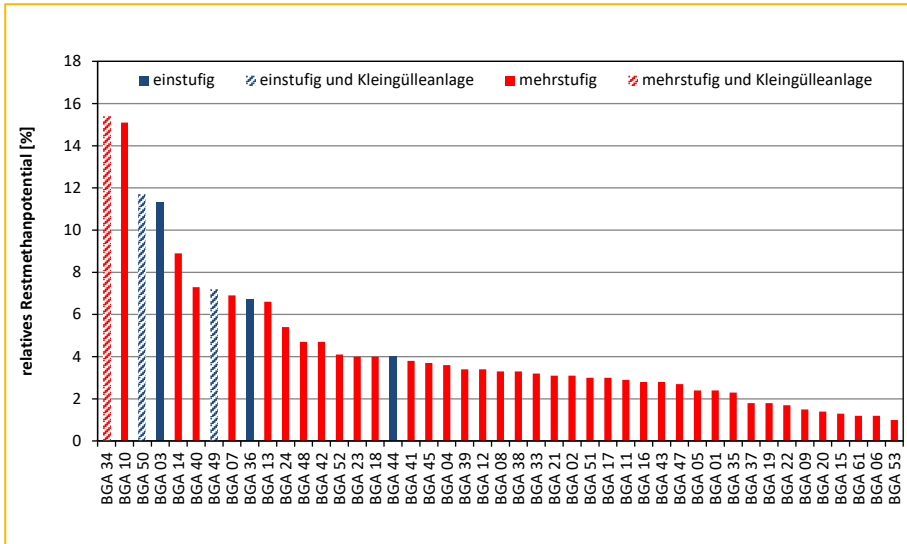


Abbildung 6-52: Relatives Restmethanpotential bei 37°C von 45 der 61 Anlagen jeweils am letzten abgedeckten Behälter gezogen

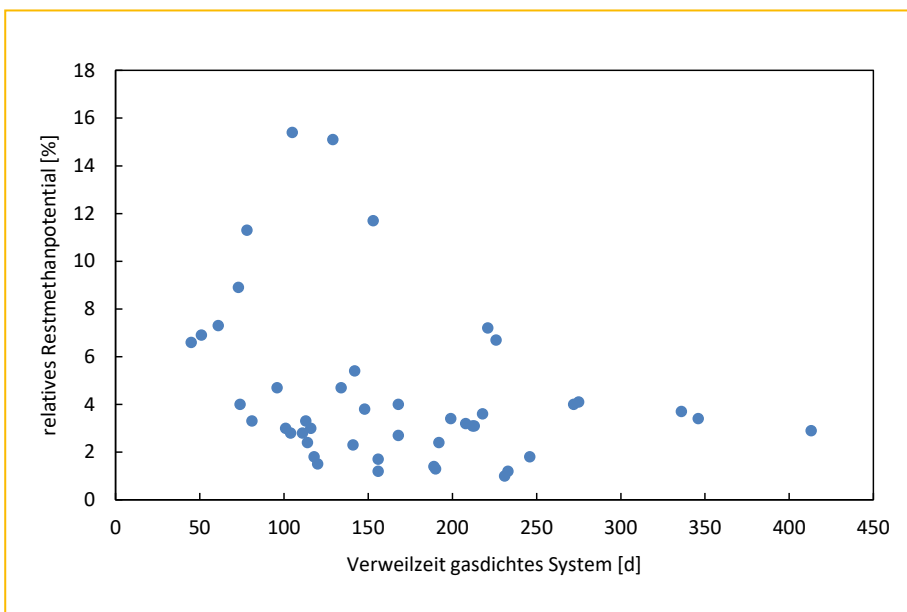


Abbildung 6-53: Relatives Restmethanpotential bei 37°C und nach 60 Tagen über Verweilzeit im gasdichten System aufgetragen

Tabelle 6-7: Darstellung der Mittelwerte sowie der min. und max. Werte des relativen Restmethanpotentials bei 37°C und einer Gärdauer von 60 Tagen, bezogen auf die erzielte relative Methanausbeute pro Tonne Substratinput

Relatives Restmethanpotential		Mittelwert	Minimum	Maximum
einstufig	[%]	8,2	4,0	11,7
mehrstufig	[%]	4,0	1,0	15,4

Die relative Methanausbeute ist in Abbildung 6-54 dargestellt. 31 von 45 Anlagen (69%) erreichen eine relative Methanausbeute von über 100%. Da beim Biogasertragstest davon ausgegangen wird, dass die maximale Methanausbeute der Substrate bestimmt wird, sind diese Werte unplausibel. Ursachen könnten Messfehler vor allem bei der Erfassung der Input-Substratmengen oder aber auch eine Unterschätzung des Biogaspotentials im Biogasertragstest sein, z.B. aufgrund der nicht vorhandenen Effekte der Co-Vergärung im Biogasertragstest. Diese Unterschätzung ist ebenfalls beim FoTS zu beobachten und für beide Parameter ergibt sich ähnliche Rangfolge der Anlagen. Der direkte Vergleich der Anlagen ist zwar theoretisch möglich, es kann aber unmöglich ausgeschlossen wer-

den, dass der Unterschied zwischen den Anlagen nicht auf einem zufälligen Messfehler beruht und somit falsch gedeutet wird. Dies wird in Kapitel 6.3.5 weiter erläutert.

Beim direkten Vergleich des Restmethanpotentials mit der Methanausbeute fällt auf, dass keine eindeutige Korrelation besteht. Beispielsweise hat BGA 10 das zweithöchste Restmethanpotential, befindet sich aber im Mittelfeld der Anlagen bzgl. der relativen Methanausbeute mit 107%. Neben dem Messfehler können Gasverluste z.B. aus der Überdrucksicherung ein möglicher Grund für die unterschiedlichen Rangfolgen der beiden Parameter sein.

Die relative Methanausbeute zeigt ebenfalls keine Abhängigkeit zur Verweilzeit im System.

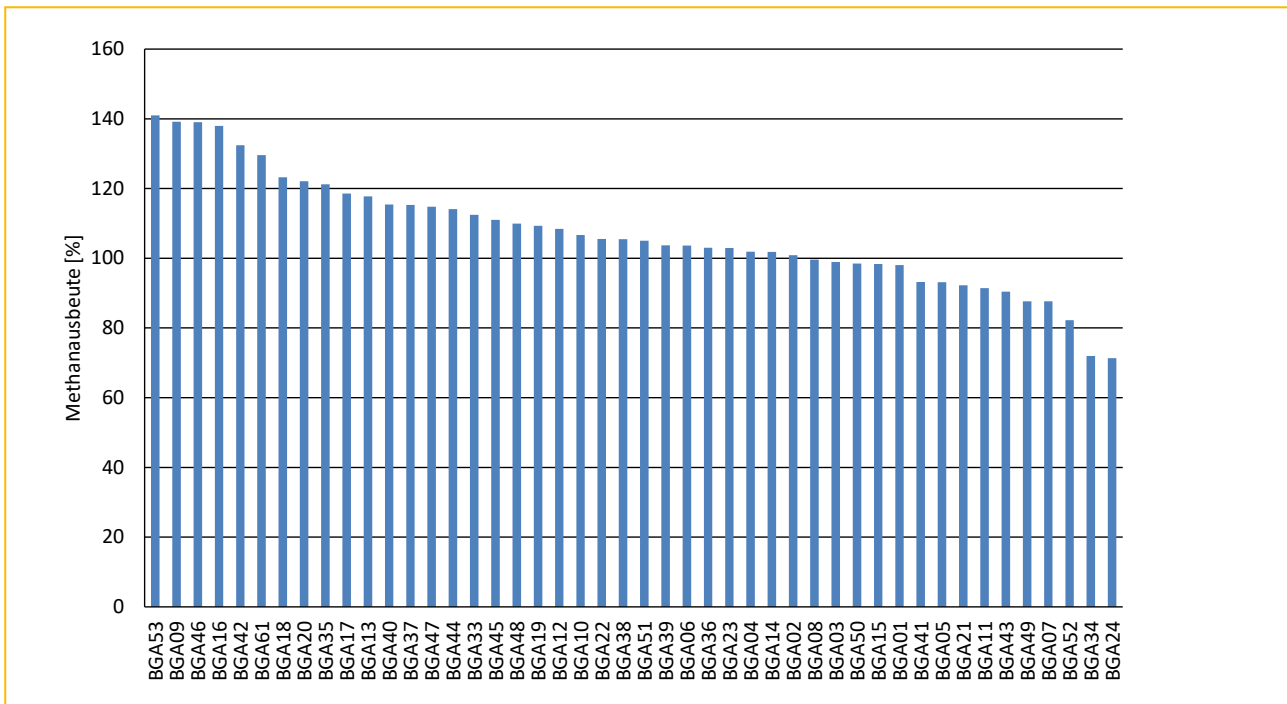


Abbildung 6-54: Relative Methanausbeute von 45 Anlagen; Werte über 100 % bedeuten, dass in den Anlagen mehr Gas produziert wurde, als theoretisch aus dem Biogasertragstest zu erwarten war

6.3.4 Bewertung mittels anaerob energetischem Umsatzgrad und anaerob energetischer Ausbeute

Die Bewertung der Effizienz des Gärprozesses über die im Substrat, Biogas und Gärrest enthaltene chemische Energie ist eine bisher selten angewandte Methode. Die Bewertung kann als Umsatz oder Ausbeute erfolgen. Der anaerob energetische Umsatzgrad (AEU) bewertet die Differenz zwischen der anfänglich vorhandenen anaerob umwandelbaren Energiemenge im Substrat und der Restenergie im Gärrest – unabhängig vom Schicksal der umgewandelten Energie. Die berechneten Werte für 59 Anlagen sind in Abbildung 6-55 dargestellt. Für zwei Anlagen konnten aufgrund unzureichender Datenlage über die abgegebenen Gärrestmassen keine Werte berechnet werden. Bei den fünf mit Sternchen gekennzeichneten Anlagen musste der Bilanzzeitraum um wenige Monate verkürzt werden, weil zeitweise Daten fehlten.

Die ermittelten Werte für den AEU liegen zwischen 60% und 96%. Der Mittelwert liegt bei 85%. Am unteren Ende der Effizienzskala liegen eher kleinere Anlagen mit hohem Anteil Wirtschaftsdünger in der Fütterung. Die oberen 20% der Anlagen setzen alle weniger als 10% Wirtschaftsdünger ein (vgl. Abbildung 6-57).

Die anaerob energetische Ausbeute (AEA) zeigt in Abgrenzung zu AEU direkt auf, wieviel von der im Substrat vorhandenen, anaerob umwandelbaren Energiemenge im Zielprodukt Biogas gebunden wurde. Die Ergebnisse der Berechnung der AEA sind in Abbildung 6-56 dargestellt. Die Rangfolge unterscheidet sich nur wenig von der des AEU. Die Spannweite der Ergebnisse für AEA reicht von 33 bis 104%, der Mittelwert liegt bei 76%. Da bei der Umwandlung der Substratenergie zu Methan zwangsläufig Verluste auftreten, lassen Werte über 85% für AEA keine nennenswerte Steigerung mehr erwarten und sind daher bereits als sehr gut einzustufen. In diesem Bereich liegen 14 von 59 untersuchten Anlagen, was einem Anteil von 24% entspricht.

Auffällig ist, dass bei BGA 25 geringfügig mehr Energie im Biogas gemessen werden konnte, als mit dem Substrat an umwandelbarer Energie zugeführt wurde (AEA = 104%). Das kann zum einen durch Messfehler und zum anderen durch einen nicht stationären Prozess begründet sein. Auch bei der AEA finden sich unter den effizienteren Anlagen vordergründig solche, die wenig Wirtschaftsdünger einsetzen. Am unteren Ende der Skala sind wiederum eher Anlagen mit höheren Wirtschaftsdüngeranteilen im Substratmix zu finden.

Trotz Berücksichtigung des Ligninanteils als nicht abbaubare Fraktion erscheinen Anlagen mit erhöhten Ligninanteilen in der Fütterung (vor allem Wirtschaftsdünger) bei der Bewertung benachteiligt zu werden. Das muss nicht vordergründig mit einer Unterschätzung des Ligninanteils zusammenhängen, sondern kann auch Folge der Lignocellulosestruktur sein: Lignin umschließt Cellulosefasern und behindert dadurch deren Abbau. Die Methodik von AEU und AEA bewertet die Cellulose als Potential, welches durch geeignete Aufschlussverfahren verfügbar gemacht werden könnte. Eine Fütterung mit erhöhtem Ligninanteil erschwert also den Abbau von Cellulose, weshalb so gefütterte Anlagen eher schlechter abschneiden.

Aus der mit den Stoffströmen berechneten Energiebilanz des Gärprozesses der untersuchten Anlagen lässt sich auch errechnen, welcher Anteil der mit dem Substrat zugeführten Energie als Wärme, Entropie oder Gasleckage dem Prozess verloren geht. Dieser Verlust ist mit Ausnahme von Gasleckagen, nicht vermeidbar, da bei der Stoffumwandlung immer ein Umwandlungsverlust auftritt. Werte von 0% können daher nicht erreicht werden. Die berechneten Werte für die Verluste sind in Abbildung 6-58 dargestellt. Die Werte schwanken zwischen -11 und +35%. Im Mittel sind es 8%, der Medianwert ist 5%. Negative Verluste sind nicht plausibel und auf Messfehler und instationäre Prozessverhältnisse zurückzuführen. Der höchste Verlust mit 35% wurde für BGA 34 berechnet, welche im Messzeitraum einen BHKW-Schaden hatte und daher größere Mengen Biogas mit der Notfackel verbrannt hat. Da das produzierte Biogas aus der mit dem BHKW produzierten Strommenge errechnet wird, sind Biogasleckage und Notfackelbetrieb im Verlust rechnerisch miteingeschlossen. Die hier aufgezeigten Werte gelten also nicht nur für die Abwärme und Entropieänderung während des mikrobiellen Stoffwechsels im Gärprozess.

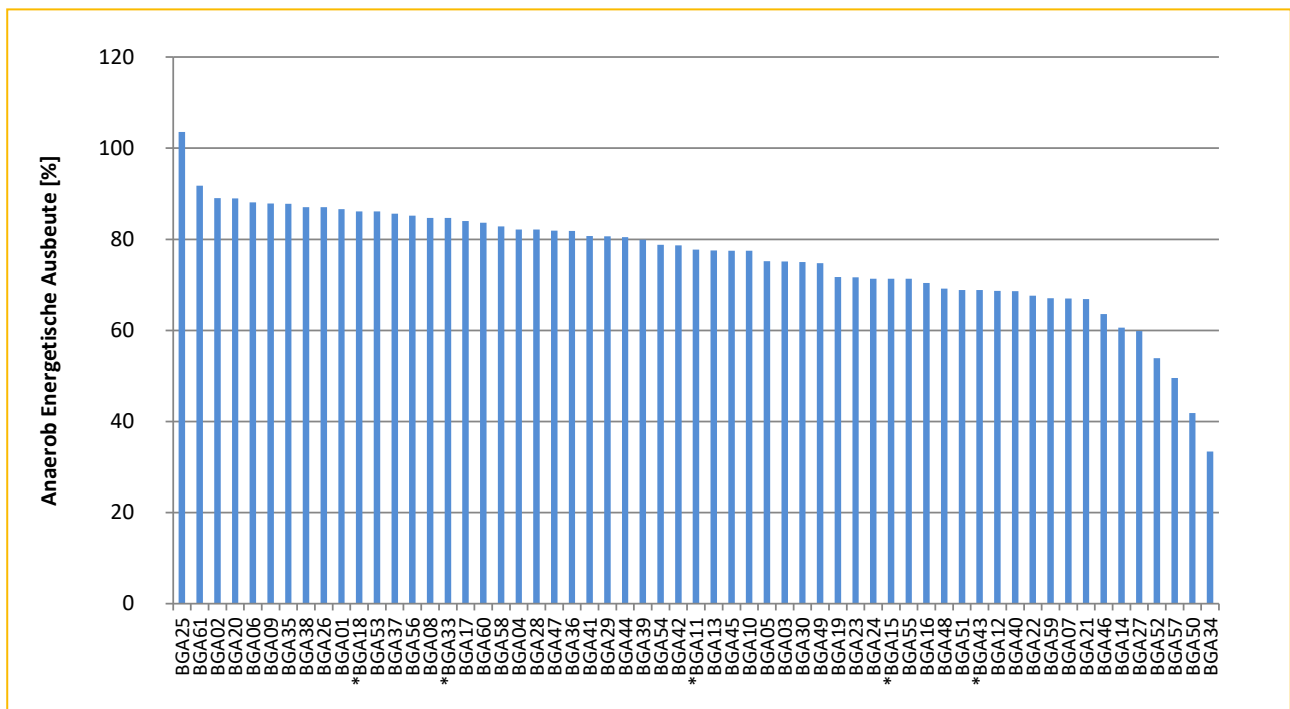


Abbildung 6-55: Anaerob energetischer Umsatz von 59 Biogasanlagen (* reduzierter Bilanzzeitraum)

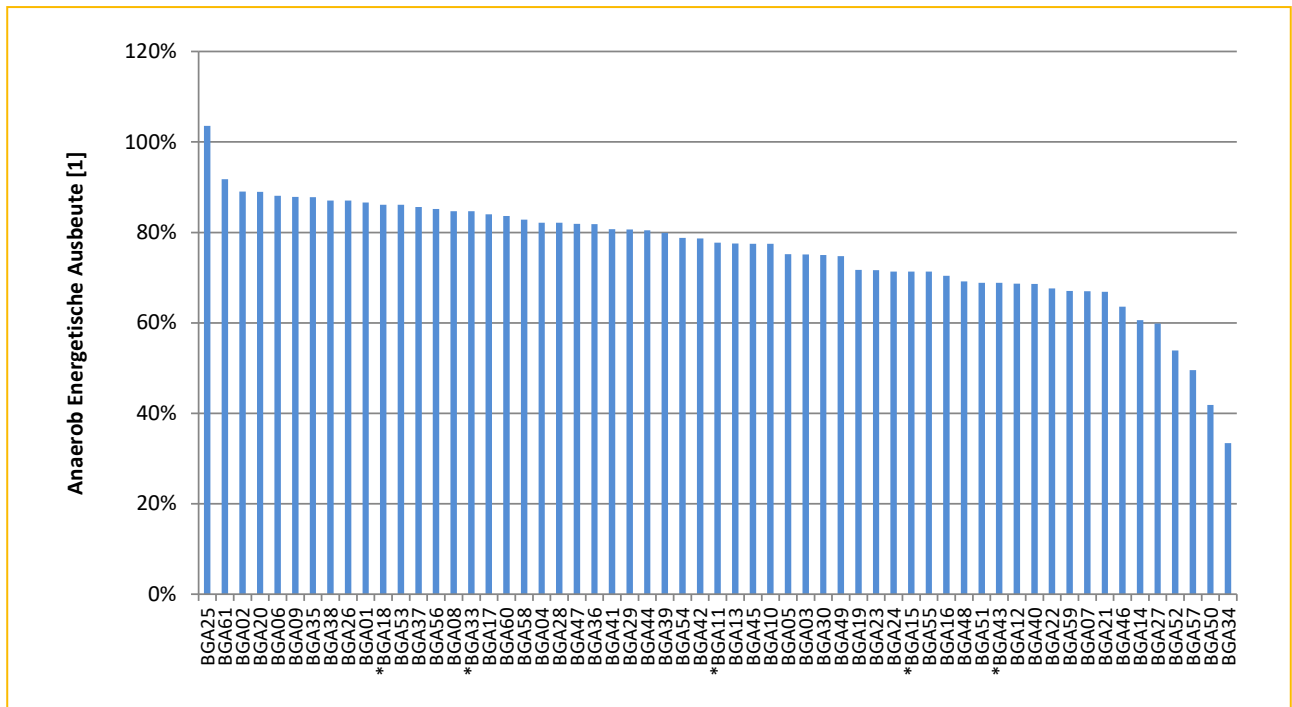


Abbildung 6-56: Anaerob energetische Ausbeute von 59 Biogasanlagen (* reduzierter Bilanzzeitraum)

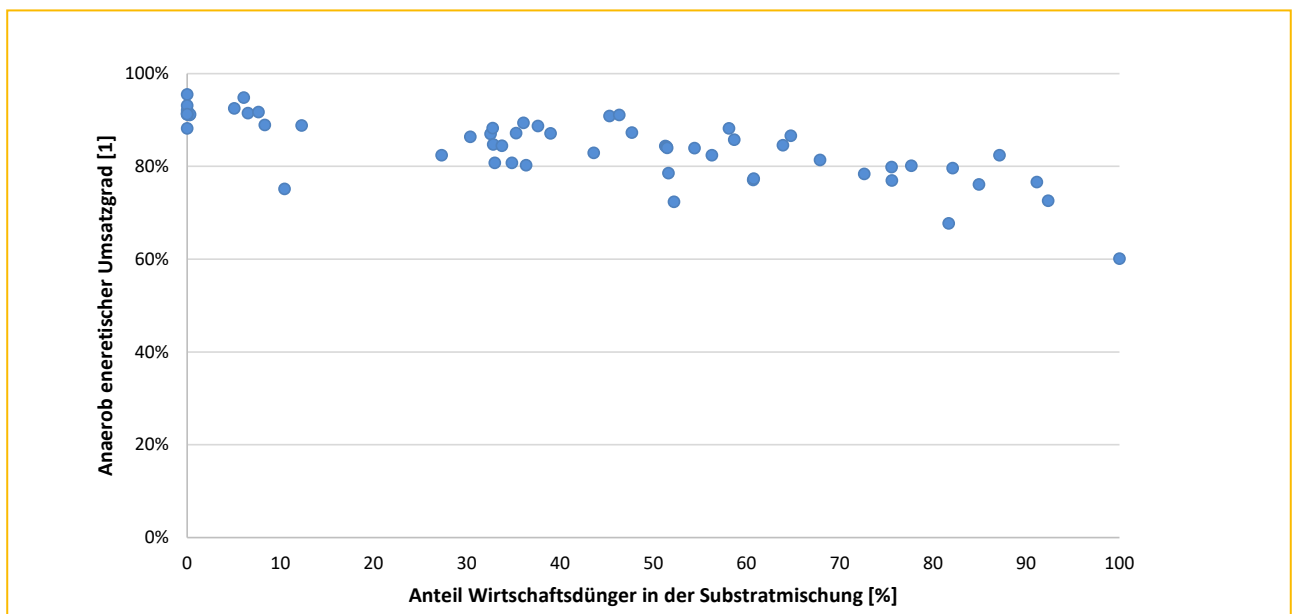


Abbildung 6-57: Zusammenhang zwischen anaerob energetischem Umsatzgrad und dem Wirtschaftsdüngeranteil

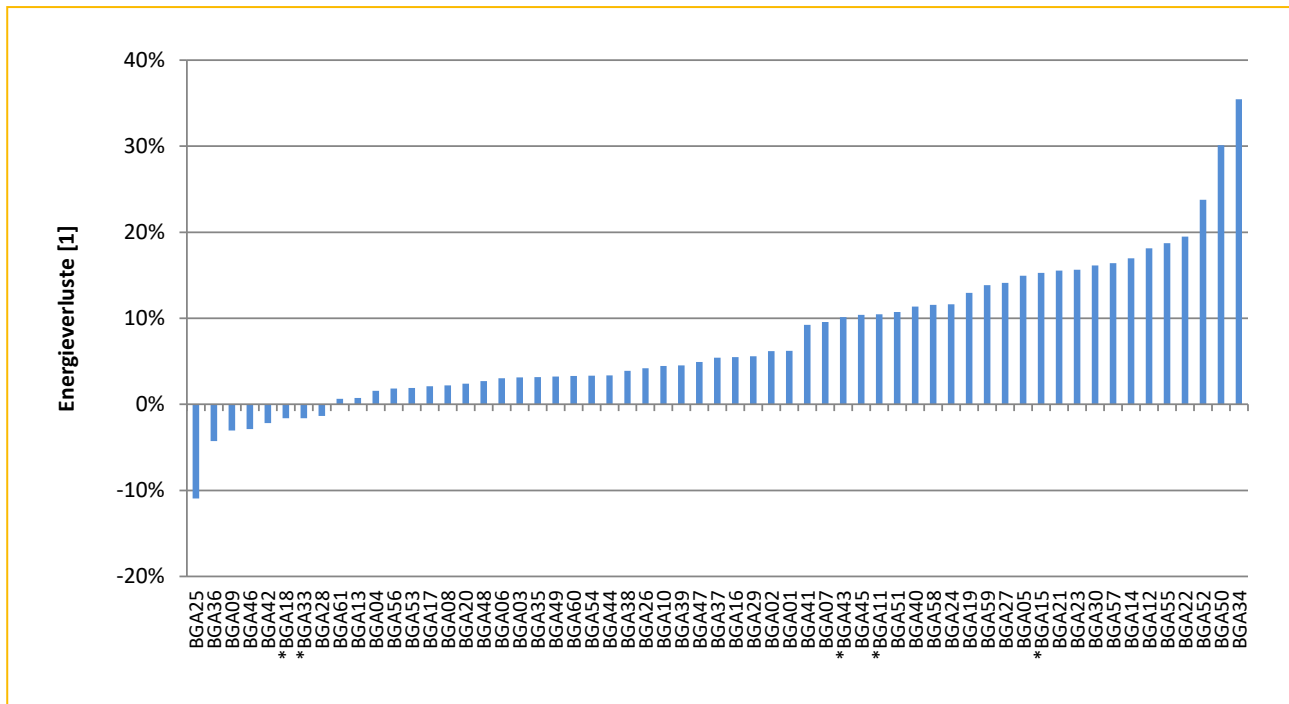


Abbildung 6-58: Energieverlust im Gärprozess als Anteil der Substratenergie (* reduzierter Bilanzzeitraum)

6.3.5 Vergleichende Bewertung der Effizienzanalyse, Fehler- und Schwachstellenbetrachtung

Wie in den vorangegangenen Unterkapiteln dargestellt wurde, können mit den verschiedenen Methoden ganz unterschiedliche Effizienzwerte des Gärprozesses errechnet werden. Außer dem oTS-Abbaugrad haben dabei alle Methoden das Ziel, den Gärprozess substratunabhängig zu bewerten, d.h. die unterschiedlich gute Abbaubarkeit der Substrate im Biogasprozess zu berücksichtigen.

Die Methoden unterscheiden sich darin, wie für das Substrat das Methanpotential bestimmt wird. Zur Berechnung der Effizienzkenngößen wird dem methoden-individuellen Methanpotential des Substrats jeweils die tatsächliche Methanausbeute in der Anlage gegenübergestellt. Da die tatsächliche Methanausbeute methodenunabhängig ist, erfolgt hier der Vergleich der Methoden aufgrund der unterschiedlich berechneten Methanpotentiale der Substrate.

In Abbildung 6-59 sind für alle 61 untersuchten Biogasanlagen des BMP III die spezifischen Methanausbeuten und die über verschiedene Methoden berechneten spezifischen Methanpotentiale aufgetragen. Die berechneten Werte der Einzelanlagen sind unabhängig – die Darstellung als zusammenhängende Linie dient ausschließlich der übersichtlichen, vergleichenden Darstellung der Methoden zueinander. Die aus der anaerob abbaubaren Energie berechneten Methanpotentiale sind direkt mit dem spezifischen Brennwert von Methan errechnet, obwohl bei der Umwandlung noch Verluste durch den mikrobiellen Stoffwechsel entstehen, sodass die Potentiale in der Praxis geringer ausfallen. Diese Verluste sind bei den ermittelten Werten über FoTS, Gasertragstest und KTBL-Faustzahlen-Biogas methodisch bereits enthalten, woraus sich erklärt, warum das Methanpotential aus der energetischen Betrachtung für diese Methode im Diagramm etwas höher liegt.

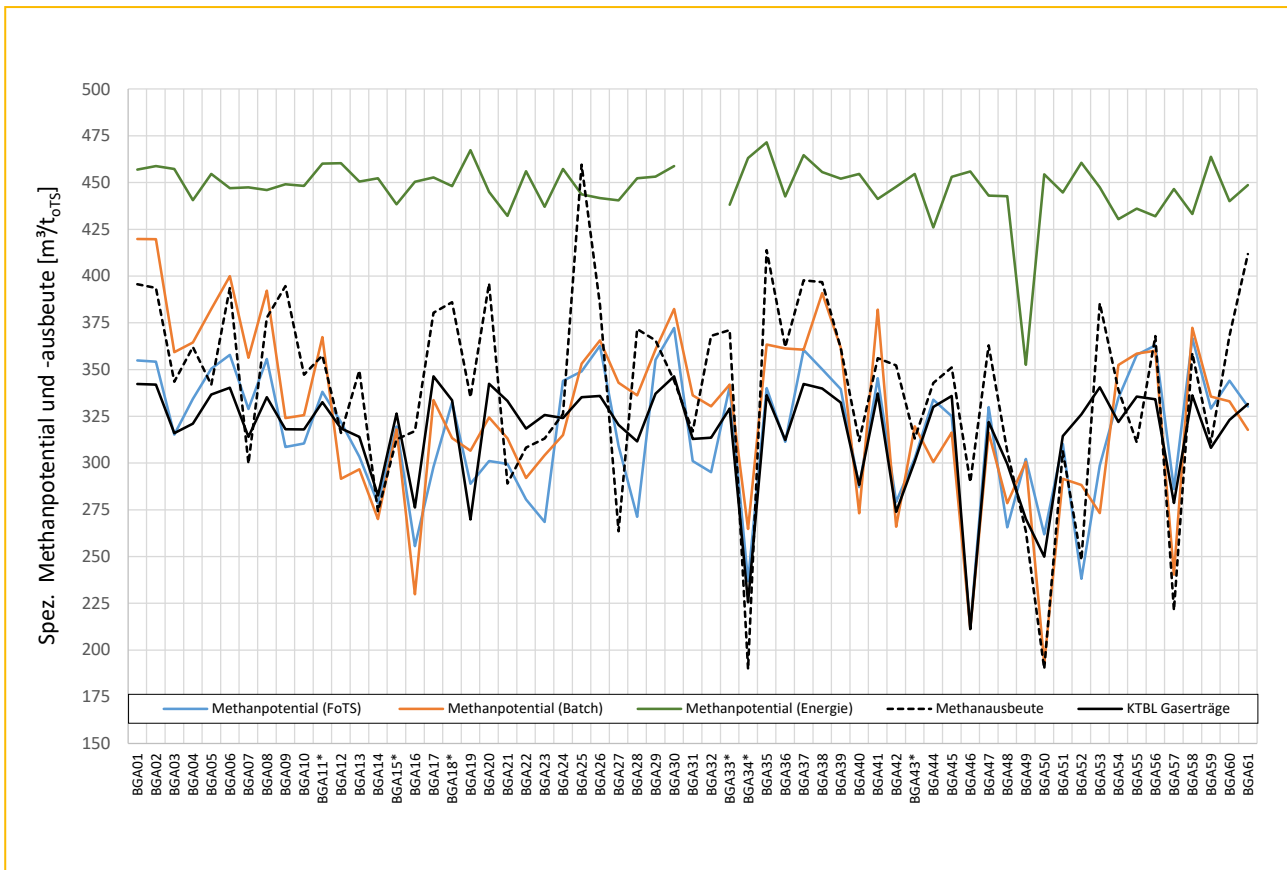


Abbildung 6-59: Vergleich der ermittelten Methanausbeute und des mittels unterschiedlicher Methoden berechneten Methanpotentials für die untersuchten Anlagen (* reduzierter Bilanzzeitraum)

Aus dem Diagramm ist zu erkennen, dass das Methanpotential per energetischer Betrachtung nur geringe Unterschiede zwischen den Anlagen zeigt. Hingegen zeigen die Methanpotentiale per FoTS und per Gasertragstest größere Unterschiede zwischen den Anlagen und grundsätzlich einen sehr ähnlichen Verlauf untereinander und auch zu den aus KTBL-Faustzahlen-Biogas berechneten Methanpotentials. Tendenziell können diese Methoden also die realen Methanausbeuten besser abbilden als die rein energetische Betrachtung.

Immer wenn die gemessenen spezifischen Methanausbeuten höher sind als die Methanpotentiale, errechnen sich als Effizienzkennzahlen Ausbeuten über 100 %, was als Einzelergebnis schwierig zu interpretieren ist. Das betrifft insbesondere die Kennzahlen FoTS-Ausbeute und relative Methanausbeute über Biogasertragstest, was auf eine Unterschätzung der Methanpotentiale über diese Methoden hindeutet. Grundsätzlich können sowohl die berechneten spezifischen Methanausbeuten als auch die errechneten spezifischen Methanpotentiale fehlerhaft sein.

Mögliche Fehler bei der Bestimmung des Methanpotentials der Substrate sind:

- Ungenaue Wiegung der Substratmengen und vor allem auch der einzelnen Futterkomponenten in der Mischung
- Abschätzung des Volumenstroms der flüssigen Substraten, speziell von Flüssigmist
- Einfluss der Probenahme der Substrate, z. B. am Probenahmetag keine repräsentative Probe vorhanden, Fehler bei der

Probenahme, Schwankungen des Potentials im Gärsubstrat nicht erfassbar

- Abschätzung der Mischungsverhältnisse von Mischsubstraten
- Messfehler bei Laboranalysen
- Fehler in den Methoden (systematischer Fehler, der zu einer Über- oder Unterschätzung des Potentials führt)

Mögliche Fehler bei der Bestimmung der spezifischen Methanausbeuten sind:

- Ungenaue Wiegung der Substratmengen
- Falsche Annahmen der BHKW-Wirkungsgrade oder der Trafoverluste bei der Berechnung der Gasmengen
- Nicht ermittelbare Gasverluste im gasführenden System vor dem BHKW
- Fehlerhafte Messung der Gasqualität

Da die Ergebnisse aus FoTS und Biogasertragstest Ergebnisse im Mittel mit den Werten der KTBL-Faustzahlen übereinstimmen, ist dies ein Ergebnis, das in der Praxis durchaus bekannt ist. Betrachtet man in Abbildung 6-59 die spezifischen Methanausbeuten der Anlagen allerdings separat, so ist zu erkennen, dass einige Anlagen deutlich über theoretisch erreichbaren Werten liegen. Unter Berücksichtigung der Stöchiometrie sind bei den eingesetzten Substraten spezifische Methanpotentiale von bis zu $420 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{OTS}}$ denkbar. Rechnet man dann noch die ermittelten Restmethanpotentiale (Durchschnitt: 4 %) ein,

dann können Werte größer $400 \text{ m}^3/t_{\text{OTS}}$ schon theoretisch nicht auftreten. Etwaige Verluste, die sicher auftreten, sind dabei noch gar nicht berücksichtigt. Werte wie bei der BGA 25 deuten entsprechend auf Fehler in den Messwerten hin und führen zwangsläufig zu Effizienzkennzahlen, die größer 100 % sind.

Die Genauigkeit der Wiegung der Fütterungsmengen hat sehr großen Einfluss auf die Ergebnisse. Es hat sich bereits bei den vorherigen Messprogrammen (BMP I und BMP II) gezeigt, dass die Waagen einen großen Messfehler verursachen können. Bei Mischsilagen ist eine genaue Wiegung nicht möglich, da die Einzelsubstratmengen beim Einbringen in das Silo nicht erfasst, sondern nur abgeschätzt werden können. Zusätzlich wird in der Praxis vielfach nur die gesamte Fütterungsmenge gewogen und die Anteile der Einzelsubstrate werden pauschal abgeschätzt, auch dies führt zu Fehlern. Es wurde im Vorhaben auch auf einigen Anlagen festgestellt, dass die Betreibenden die Futtermengen nicht täglich notieren, sondern über längere Zeiträume im Nachhinein summieren. Die Güllemenge wurde zum Teil nur abgeschätzt, da Volumenstrommessgeräte fehlen.

Die Erfassung der Biogasmenge ist auf fast allen Anlagen problematisch, da die Gaszähler zu selten kalibriert werden und einen relativ großen Fehler enthalten. Um im Rahmen des Messprogramms eine einheitliche und vergleichbare Größe für den Energieoutput zu bekommen, wurde die erzeugte Biogasmenge über die produzierten Strommengen berechnet. Hierfür musste sowohl ein Transformatorverlust von 2 % als auch die Wirkungsgrade der BHKWs herangezogen werden. Dabei wurde jeweils vom Nennwirkungsgrad ein Abzug von 3,1 %-Punkten eingerechnet, um der Tatsache gerecht zu werden, dass der Wirkungsgrad im Laufe der Lebensdauer der BHKW abnimmt und am Standort nur selten der Nennwirkungsgrad erreicht werden kann. Dies kann je nach Anlage zur Über- oder Unterschätzung des Potentials gegenüber einer Gasmengenerfassung führen.

Neben den erwähnten Einflussfaktoren auf der Anlage spielt auch die Probennahme für die Substratanalysen eine Rolle. Damit können Schwankungen der Substratzusammensetzung, die in Realität auftreten, nur begrenzt erfasst werden. Einzelne Proben können somit auch stark vom Jahresmittel abweichen.

Aus Kostengründen musste auch im Forschungsprojekt die Häufigkeit der Probennahme beschränkt werden: Proben für den Biogaspotentialtest wurden einmal pro Jahr genommen, für die Bestimmung von FoTS und Brennwert viermal im Jahr. Proben, die an einem der Probenahmetage eine zufällige Schwankung vom „Normalzustand“ aufweisen, führen zu einer Über- bzw. Unterschätzung des Potentials. Eine häufigere Probennahme kann ggf. eine Verbesserung des Werts erzielen (eine Überprüfung dieser Annahme war im Projekt allerdings nicht möglich).

Messfehler der Labore konnten im Ringversuch auf maximal $\pm 10\%$ je Methode begrenzt werden. Durch die zweimalige Durchführung des Ringversuches konnten Fehler gefunden und ausgeglichen werden. Derartige Untersuchungen sind jedoch nicht völlig ohne Fehler bzw. Abweichungen zwischen den Laboren durchführbar. Einen weiteren Einfluss kann zudem die systematische Unter- bzw. Überschätzung des Methanertrags aufgrund der Methodendefinition haben, wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt.

Es ist festzuhalten, dass fast alle vorherigen genannten Fehlermöglichkeiten einen zufälligen Fehler über alle Anlagen produzieren müssten. Dies ist beim Vergleich der Potentiale auf Basis KTBL, FoTS und Biogasertragstest auch zu erkennen. Obwohl die Werte an den einzelnen Anlagen deutlich voneinander abweichen können, liegen sie im Mittel über alle Anlagen sehr nah beieinander.

Die Ausbeuten basierend auf FoTS und die relativem Methanpotential weisen eine deutliche positive Korrelation zueinander auf, die bei linearer Regression ein Bestimmtheitsmaß von 0,65 ergibt (vgl. Abbildung 6-60). Daraus ist zu erkennen, dass Anlagen mit geringer Effizienz im relativen Anlagenvergleich mit beiden Methoden zuverlässig erkannt werden. Es ist wahrscheinlich, dass die meisten untersuchten Anlagen bereits eine hohe Effizienz besitzen und diesbezüglich nur minimal voneinander abweichen (innerhalb der Messgenauigkeit der Verfahren). Dafür spricht, dass das im Vergleich zum BMP II im Mittel geringere relative Restmethanpotential (vgl. Kapitel 6.3.3) nur durch einen hohen Substratumsatz zu realisieren ist. Die Anlagen weisen somit einen hohen Substratumsatz auf.

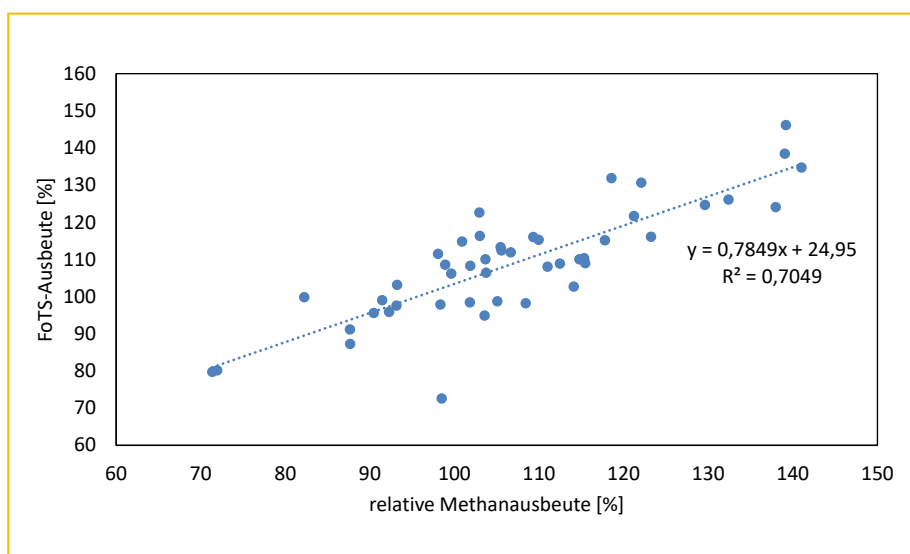


Abbildung 6-60: FoTS-Ausbeute über relative Methanausbeute aufgetragen, gestrichelte Linie: lineare Regression

Abschließend lässt sich feststellen, dass die Bewertung über die anaerobe energetische Ausbeute eine reine Betrachtung der Energie der abbaubaren Fraktion des Stoffgemischs ohne Berücksichtigung der physikalischen Zugänglichkeit der Stoffe ist. Im Gegensatz dazu erlauben der Biogasertragstest und die Analyse über die FoTS eine direkte Bewertung der anaeroben Abbaubarkeit der Substrate. Deshalb können diese Methoden die realen Gasbildungspotentiale besser abbilden als die energetische Betrachtung.

Die Optimierung einer Anlage auf Basis der gemessenen Effizienz per Methanpotentialtest/FoTS oder KTBL-Faustzahlen Biogas gestaltet sich schwierig, da der verbliebene Spielraum bis zum theoretischen Maximum nicht bekannt ist. Die Suche nach den Fehlern in der Bilanzierung kann sehr aufwendig sein. In diesem Kontext ist das Restmethanpotential (oder Energiepotential) des Gärrests eine verlässliche Größe, um die Effizienz des Prozesses zu bewerten. Hohe Restgaspotentiale weisen sicher auf Optimierungsmöglichkeiten hin.

Auf Basis der vorliegenden Werte und unter Betrachtung aller Anlagen war eine Auswahl der objektiv „besten“ Methode zum Vergleich der Anlagen nicht möglich. In Kapitel 7 erfolgt die Bewertung mittels FoTS, wobei in der Gegenüberstellung gezeigt werden konnte, dass im Mittel FoTS und Methanpotentialtest sehr dicht beieinanderliegen. Das Ergebnis des Vergleichs der Anlagen für beide Methoden sollte entsprechend ähnlich und somit methodenunabhängig sein. Auf den Vergleich hat die gezeigte systematische Überschätzung der Effizienz keinen Einfluss.

Anlagen, die eine Effizienz (auf Basis FoTS und Methanpotentialtest) kleiner 100% aufweisen, haben tendenziell Optimierungspotential, wenn gleichzeitig ein hohes Restgaspotential nachgewiesen wird. In jedem Falle ist vor der Entscheidungsfindung für Maßnahmen zu prüfen, wie belastbar die Daten sind. Dazu ist es hilfreich, die Daten mittels mehrerer Analysen zu plausibilisieren. Die Ausweisung von Verlusten gestaltet sich aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Methanpotentiale und -ausbeuten schwierig. Die auftretenden Fehler sind wesentlich größer als die zu erwartenden Verluste. Die verfügbaren Daten müssen eine hohe Qualität aufweisen, um potentielle Verluste im niedrigen einstelligen Bereich zu identifizieren. Die Ergebnisse dieses Vorhabens lassen diese Präzision nicht zu.

Als Vorgehensweise für die Anlagenbetreiber kann folgendes empfohlen werden:

In einem ersten Schritt sollte die Anlageneffizienz auf Basis von KTBL Werten nachvollzogen werden. Auftretende Mängel in der Datenerfassung und Datenqualität können so identifiziert und gegebenenfalls minimiert werden. Eine Restgaspotentialbestimmung verschafft zudem Aufschluss über das verfügbare Gaspotential im Gärrest. Sollte die Effizienzbewertung damit zu einem vertretbar geringen Fehler führen, können präzisere Verfahren wie der Methanpotentialtest (Batch Test) oder FoTS herangezogen werden.

6.4 Ökonomische Bewertung

Für die Darstellung der ökonomischen Bewertung wird die in Kapitel 3.5 beschriebene Methodik der Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen der DLG genutzt. Hierbei kann ein kalkulatorisches Betriebszweigergebnis bestimmt werden, welches sich aus den jährlichen Leistungen abzüglich der jährlichen Kosten einer Biogasanlage zusammensetzt. Für insgesamt 50 der 61 im BMP III betrachteten Biogasanlagen kann eine ökonomische Beurteilung vorgenommen werden. Für die Anlagen BGA 05, 20, 21, 26, 30, 32, 36, 45, 55, 58 und 60 ist dies leider nicht möglich, da die Datengrundlage zu lückenhaft ist oder aufgrund der Freiwilligkeit der Datenerhebung die ökonomischen Daten nicht zur Verfügung gestellt wurden.

6.4.1 Datenqualität der ökonomischen Daten

Bei den insgesamt 50 Biogasanlagen, die ökonomisch analysiert werden, gibt es verschiedene kleinere Datenlücken, z. B. beim effektiven Zinssatz für die Ausweisung der jährlichen Zinszahlungen für Kredite. Diese fehlenden Parameter werden auf Basis entsprechender Fachliteratur ergänzt. Diese Ergänzungen sind bei den jeweiligen Biogasanlagen mit einem (*) unterhalb des ökonomischen Datenblattes kenntlich gemacht. Mittels einer eigens entwickelten Datenmaske, auf Basis der Vorgaben der Betriebszweigabrechnung der DLG, können die wirtschaftlichen Daten einheitlich erfasst werden. Insgesamt werden die ökonomischen Ergebnisse als belastbar eingestuft. Insbesondere die Daten zu den erwirtschafteten Leistungen/Erlösen sind in der Regel sehr gut verfügbar, da hier Abrechnungen seitens der Verteilnetzbetreiber vorliegen sowie, je nach Anlagentyp, Unterlagen von Direktvermarktern und externen Wärmeabnehmern als Datenquelle genutzt werden können.

Probleme bzgl. der Datenverfügbarkeit gibt es teilweise bei Anlagen, die bereits mehr als die Hälfte ihres 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraumes erreicht haben. Hier fehlen bei einigen Anlagen die Archivunterlagen bzgl. den Erstinvestitionen, da diese bei den entsprechenden Biogasanlagen nach der gesetzlichen Aufbewahrungsfrist von zehn Jahren entsorgt wurden. Dies sind im Wesentlichen die beiden Hauptgründe, weshalb insgesamt elf Biogasanlagen nicht in die weitere ökonomische Bewertung aufgenommen werden konnten.

Für die 50 untersuchten Biogasanlagen kann allerdings, wie im BMP II auch, nicht ausgeschlossen werden, dass bestimmte Kostenpositionen trotz sorgfältiger Datenaufnahme und mehrfacher Kontrolle innerhalb des Projektkonsortiums nicht korrekt ausgewiesen werden. Hierzu zählen die Personalkosten, insbesondere für Buchführung und Verwaltung, da diese zumeist den allgemeinen Gemeinkosten des landwirtschaftlichen Betriebs zugeschlagen werden. Weiterhin sind kalkulatorische Ansätze bzgl. den Substratkosten immer kritisch zu hinterfragen, da die landwirtschaftlich geprägten Unternehmen durchaus Möglichkeiten haben, diese zu variieren, d. h. die angesetzten Substratkosten müssen nicht zwingend den realen Kosten entsprechen und können sowohl darüber als auch darunterliegen. Mögliche

Ursachen hierfür sind, dass z.B. Ernte-, Transport- oder Silagekosten zu gering eingeschätzt werden bzw. in der Gesamtschau dem Betriebszweig Acker- bzw. Futterbau zugeschlagen werden. Insbesondere wenn Personal eingesetzt wird, welches sonst im landwirtschaftlich geprägten Unternehmen keine direkten Berührungspunkte mit der betriebseigenen Biogasanlage hat, werden diese Personalkosten in der Regel nicht anteilig der Biogasanlage zugeschlagen.

6.4.2 Investitionsbedarfe der Biogasanlagen

Nachfolgend werden die Investitionsbedarfe der 50 ökonomisch untersuchten Anlagen hinsichtlich der Gesamtinvestition und der Kosten für die BHKW näher erläutert.

6.4.2.1 Gesamtinvestition

Das Gesamtinvestitionsvolumen wird unterteilt in vier Positionen: Bau, Technik, BHKW und, keine Afa. Die Position ‚keine Afa‘ enthält Investitionsbedarfe für Grundstücke, z.B. die Kosten für den Kauf eines Grundstückes für die BGA, Vermessungs-, Gerichts-, Notariats- und Genehmigungsgebühren, Maklerprovisionen, Grunderwerbssteuer, Grundstücksnebenkosten, etc. sowie dessen Erschließung. Kosten für Genehmigungen, z.B. Bau- und BImSch-Genehmigung, zählen zu den Herstellungs-

kosten einer BGA und sind abschreibungspflichtig. Das Gesamtinvestitionsvolumen der BGA setzt sich dabei zusammen aus den Positionen Erstinvestition sowie Folgeinvestitionen im Rahmen von Repowering- und Flexibilisierungsmaßnahmen sowie Maßnahmen zur Einhaltung neuer gesetzlicher Regelwerke und Gesetze, sofern diese im Anlagenverzeichnis inventarisiert und nicht im Rahmen von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten den Betriebskosten zugeschlagen werden. Der Wertebereich der Gesamtinvestitionsvolumina erstreckt sich von rund 494.000€ für die Güllekleinanlage BGA 49 bis zu rund 10,72 Mio. € für die Biomethananlage BGA 35 (vgl. Abbildung 6-61). Bei der Aufteilung in die vier Kostenpositionen gibt es einige Ungenauigkeiten bzgl. der korrekten Zuordnung, da bei einigen BGA lediglich die Gesamtanlage als eine Kategorie (Bauliche Anlage) pauschal über 12 (BGA 46), 14 (BGA 03) oder 20 Jahre (BGA 50) abgeschrieben werden. In diesem Falle werden zunächst die Kosten für das BHKW anhand der installierten elektrischen Leistung ermittelt und es wird nachfolgend die Differenz zu den Gesamtkosten für den Ersteinvest aufgeteilt in 60% Bauliche Anlage und 40% Technik. Die prozentuale Verteilung der Gesamtinvestitionsvolumina für die Position Bauliche Anlage liegen zwischen knapp 10% (BGA 33) und rund 71% (BGA 56) (vgl. Abbildung 6-62).

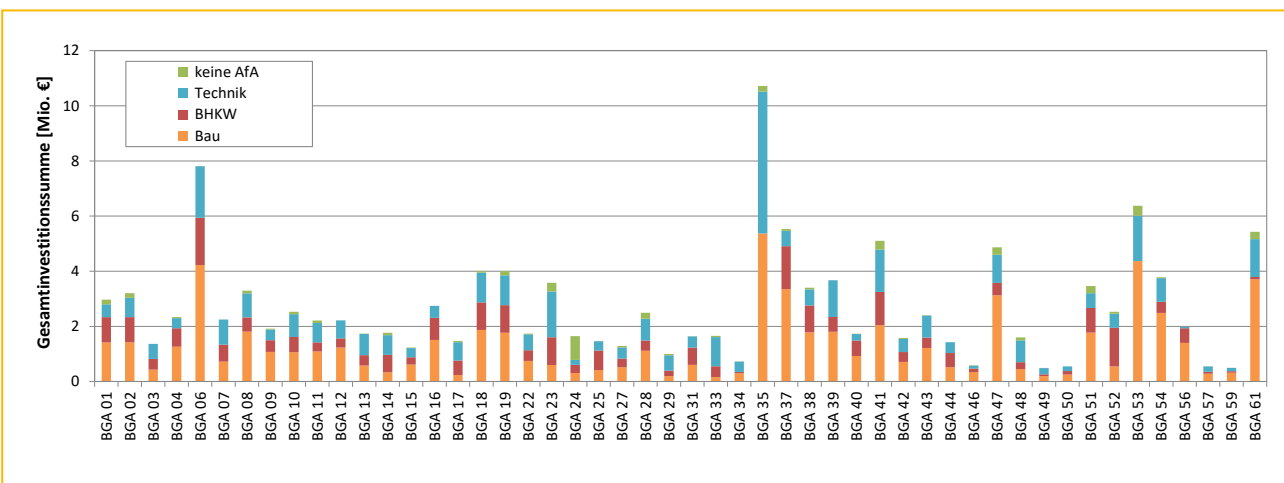


Abbildung 6-61: Gesamtinvestitionssummen der Biogasanlagen; differenziert in die Bereiche Bau, Technik, BHKW und keine Afa

Bei BGA 24 ist der Anteil der Kosten, die keiner Abschreibung unterliegen, mit rund 52% besonderes hoch, was mit den sehr hohen Erschließungskosten am vorhandenen Standort der Forschungsbiogasanlage sowie besonderen staatlichen Förderkonditionen zu tun hat.

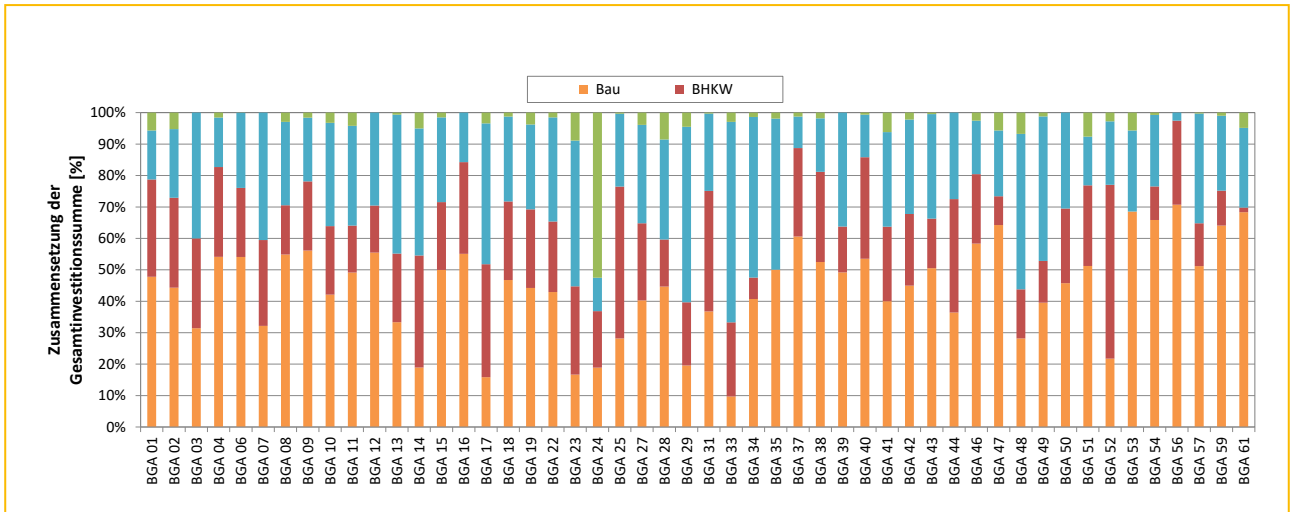


Abbildung 6-62: Relative Aufteilung der Gesamtinvestitionssummen der Biogasanlagen; differenziert in die Bereiche Bau, Technik, BHKW und keine Afa

Die relative Häufigkeitsverteilung der Gesamtinvestitionssummen kann Abbildung 6-63 entnommen werden. Dabei können zwei Schwerpunkte bzgl. der Verteilung der Gesamtinvestitionsvolumina identifiziert werden. So liegen elf Biogasanlagen im Bereich von 1,5–2,0 Mio. € und 16 Biogasanlagen mit einem Gesamtinvest von größer 3 Mio. €. Lediglich die Kleingülleanlage (BGA 49) mit einer installierten Leistung von 75 kW_{el} weist das Merkmal von kleiner 0,5 Mio. € Gesamtinvestitionen auf. Hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass Biogasanlagen, die bereits seit einigen Jahren in Betrieb sind, tendenziell bei ähnlich Höchstbe-

messungsleistung eine höhere Gesamtinvestitionssumme aufweisen als Anlagen, deren Inbetriebnahme erst kürzlich stattfand. Als Gründe hierfür lassen sich insbesondere umfangreiche Repowering- (BGA 14 oder BGA 43) und Flexibilisierungsmaßnahmen (BGA 51 und BGA 52) anführen, weshalb die Gesamtinvestitionssumme teils deutlich oberhalb des Erstinvests liegt. Zudem haben die sechs untersuchten Güllekleinanlagen, die erst in den Jahren 2013 bis 2016 in Betrieb gingen, auf Grund ihrer geringeren Größe einen deutlich geringeren Erstinvest ggü. dem Durchschnitt der untersuchten Biogasanlagen.

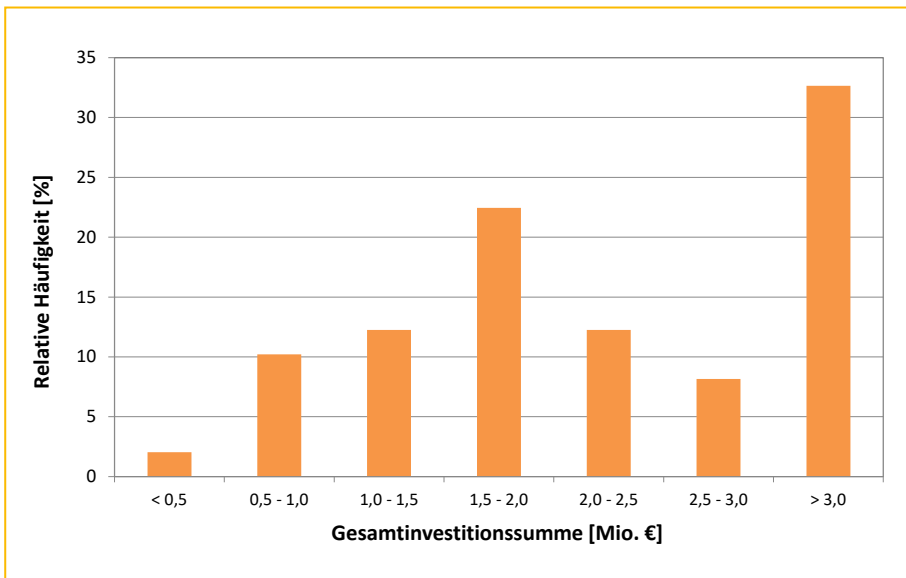


Abbildung 6-63: Relative Häufigkeiten der Gesamtinvestitionssumme

Die spezifischen Investitionssummen auf Basis der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung (vgl. Abbildung 6-64) variieren von 2.219 €/kW_{el} (BGA 25) bis 10.310 €/kW_{el} (BGA 34): Letzterer Wert ist außerordentlich hoch aufgrund sehr hoher Baukosten, was einer der Gründe ist, weshalb diese Biogasanlage aufgrund von hohen Abschreibungen seit mehreren Jahren ein negatives Betriebszweigergebnis aufweist. Der Mittelwert liegt

hier bei 4.935 €/kW_{el}. Bei dieser Betrachtung bleiben die drei Anlagen BGA 07, 19 und 23, die einen hohen Anteil an Rohbiogas direkt verkaufen, und die drei Biomethananlagen BGA 35, 53 und 61 außen vor, da hier die Kennzahl der spezifischen Investitionssumme nur sehr eingeschränkt bzw. bei Biomethananlagen aufgrund fehlender BHKW-Kapazitäten gar nicht angewendet werden kann.

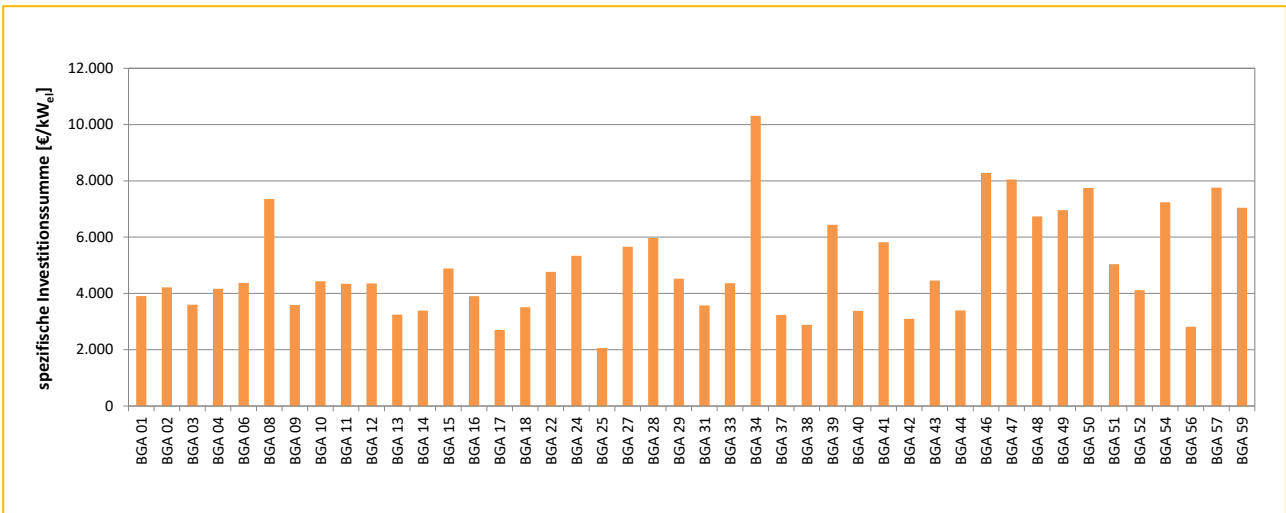


Abbildung 6-64: Spezifische Investitionssummen, bezogen auf die Höchstbemessungsleistung der Biogasanlagen

Die relative Häufigkeitsverteilung der spezifischen Investitionssummen auf Basis der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung ist in Abbildung 6-65 dargestellt. Unter 2.000 €/kW_{el} liegt keine der untersuchten Anlagen. Zwischen 2.000 und

3.000 €/kW_{el} liegen vier Anlagen. Jeweils 12 Anlagen bzw. 27% liegen in den beiden Bereichen von 3.000–4.000 €/kW_{el} bzw. 4.000–5.000 €/kW_{el}. Alle weiteren Anlagen verteilen sich in den Bereichen 5.000–6.000 €/kW_{el} und höher.

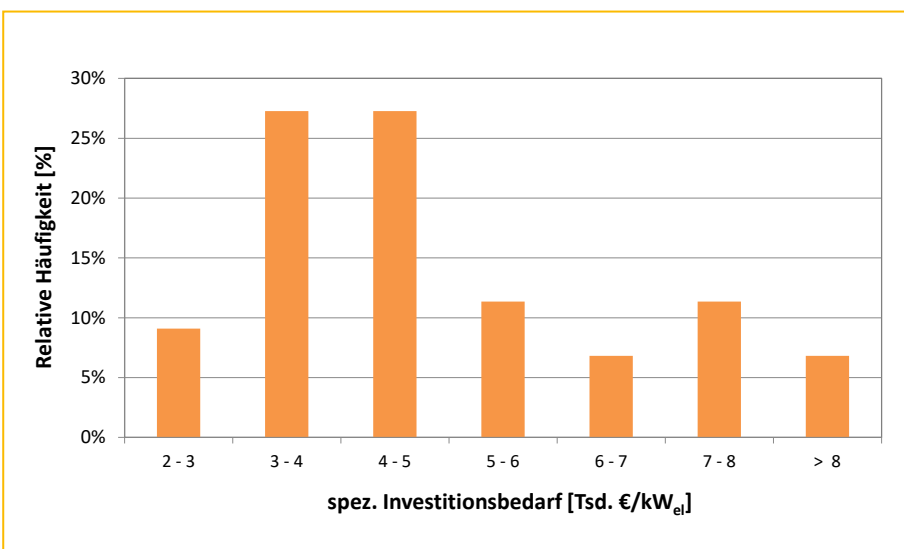


Abbildung 6-65: Relative Häufigkeitsverteilung der spezifischen Investitionssumme pro kW_{el} anhand der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung

Allgemein kann die Aussage getroffen werden, dass aufgrund von diversen Skaleneffekten, größere Biogasanlagen in der Regel einen niedrigeren spezifischen Investitionsbedarf aufweisen als kleinere Anlagen. Dieser Zusammenhang, ist in Abbildung 6-66 dargestellt. Allerdings gibt es durchaus in der

Praxis einige Ausreißer, die diesem allgemeinen Trend nicht folgen. Die Ursachen können dabei sehr vielfältig sein. Einige davon werden in Kapitel 6.4.6 näher beschrieben.

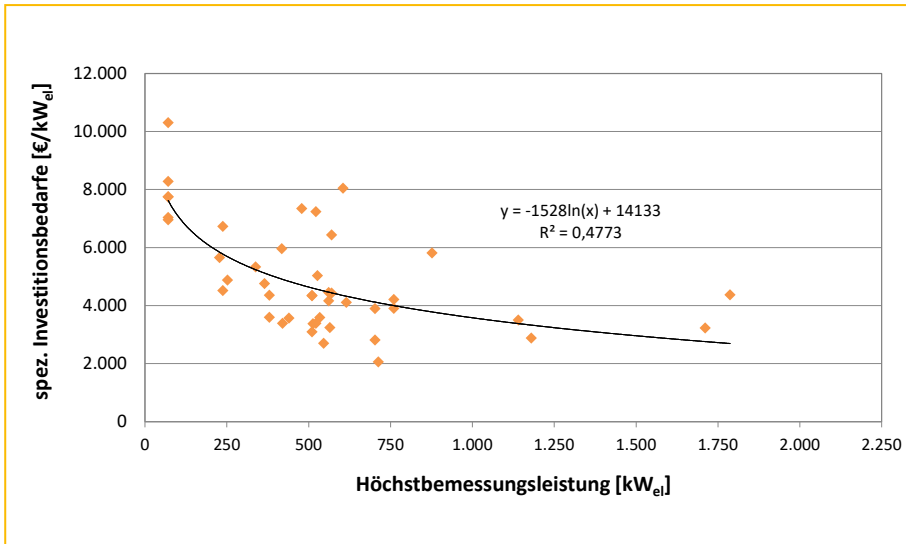


Abbildung 6-66: Zusammenhang zwischen gesetzlicher Höchstbemessungsleistung und spezifischen Investitionsbedarfen pro kW_e

6.4.2.2 Kosten für die BHKW

Bei den Investitionsbedarfen für die BHKW erfolgt eine Unterscheidung zwischen Gas-Otto-Motoren und Zündstrahlaggregaten, wobei lediglich fünf Zündstrahl-Motoren im BMP III verzeichnet sind und damit analysiert werden konnten. Alle anderen BHKW sind Gas-Otto-Motoren. Hierbei zeigt sich, wie in einschlägiger Literatur bereits dokumentiert (ASUE, 2014), ein regressiver Kurvenverlauf zwischen den spezifischen BHKW-Kosten und der installierten elektrischen Leistung, d. h. mit zunehmender installierter elektrischer Leistung nehmen die spezifischen BHKW-Kosten tendenziell ab. Insbesondere im kleineren Leistungsbereich gibt es einige Gas-Otto-Motoren, die teils deutlich oberhalb der Kostenfunktion liegen (vgl. Abbildung 6-67).

Für die BGA 03, 23, 33 und 50 mussten aufgrund fehlender Angaben zu den Kostendaten für die BHKW diese Kosten

auf Grundlage der Broschüre „BHKW-Kenndaten 2014/15“ der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) rechnerisch ermittelt werden (ASUE, 2014). Hierbei erfolgt die Ermittlung der BHKW-Gesamtkosten auf Basis der Richtwerte der Modulkosten, des Transports und der Einbindung in die Gesamtanlage inkl. der Abnahme vor Ort. Durchschnittlich liegen die Kosten für die BHKW bei rund 24 % des Gesamtinvestitionsvolumens (ohne Biomethananlagen), wobei es eine erhebliche Schwankungsbreite gibt. So liegen die anteiligen Kosten für das BHKW bezogen auf das Gesamtinvestitionsvolumen bei der Güllekleinanlage BGA 34 bei lediglich 6,8%. Bei der dreifach überbauten und damit flexibilisierten BGA 52 liegen die Kosten für die drei BHKW hingegen bei 55,3% des Gesamtinvestitionsvolumens. Im Durchschnitt liegen die spezifischen BHKW-Kosten, Zündstrahler und Gas-Otto-Motoren gemeinsam betrachtet, bei 849 €/kW_e.

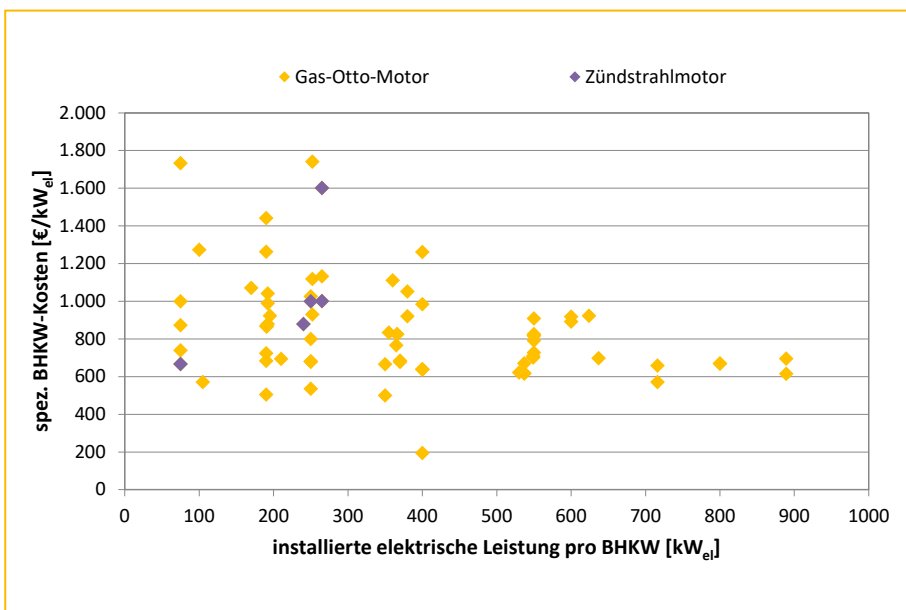


Abbildung 6-67: Zusammenhang zwischen installierter elektrischer Leistung und den spezifischen BHKW-Kosten getrennt für einzelne Aggregate und differenziert nach Motortypen

6.4.3 Finanzierung der Anlagen

Die Finanzierung der Biogasanlagen setzt sich im Wesentlichen aus Krediten von Banken (Fremdkapital), staatlichen Fördergeldern sowie Eigenkapital bzw. das Erbringen von Eigenleistungen der Gesellschafter von ausgewählten Gewerken, z.B. Erdarbeiten, zusammen. Evtl. gewährte staatliche Zuschüsse, z.B. Investitionszuschüsse zum Bau einer Biogasanlage, werden dem Eigenkapital zugeschlagen, z.B. für BGA 09, 10 oder 14. In Abbildung 6-68 ist die prozentuale Aufschlüsselung von Fremdkapital und Eigenkapital bzw. Eigenleistung dargestellt. Bei den Anlagen, bei denen sowohl Daten für die Eigenkapital- als auch die Fremdkapitalfinanzierung vorliegen, werden diese durchschnittlich zu 69,7% fremd- und 30,3% eigenfinanziert. Prozentual am höchsten ist der Fremdkapitalanteil bei BGA 17 mit 98,3% bzw. BGA 15 mit rund 97,5%. Die mit Ab-

stand niedrigste Fremdkapitalquote weist BGA 19 mit 30,3% auf sowie BGA 14 mit 39,8%. BGA 14 konnte hierbei einen staatlichen Zuschuss in Höhe von ca. 270.000€ für den Bau der Anlage in Anspruch nehmen und hat mehrere Gewerke in Eigenleistung erbracht.

Das lediglich für 37 der 50 untersuchten Biogasanlagen die relative Zusammensetzung der Anlagenfinanzierung dargestellt werden kann, liegt insbesondere darin begründet, dass zu den jeweils gewährten Krediten der Banken keine Finanzierungsunterlagen verfügbar waren bzw. diese aus datenschutzrechtlichen Gründen nicht herausgegeben wurden. Für die Anlagen BGA 01, 02, 03, 22, 23, 28, 31, 33, 35, 37, 38, 39 sowie 54 fehlen die Angaben zu den gewährten Kredithöhen, weshalb hierzu keine nähere Ausschlüsselung vorgenommen werden kann.

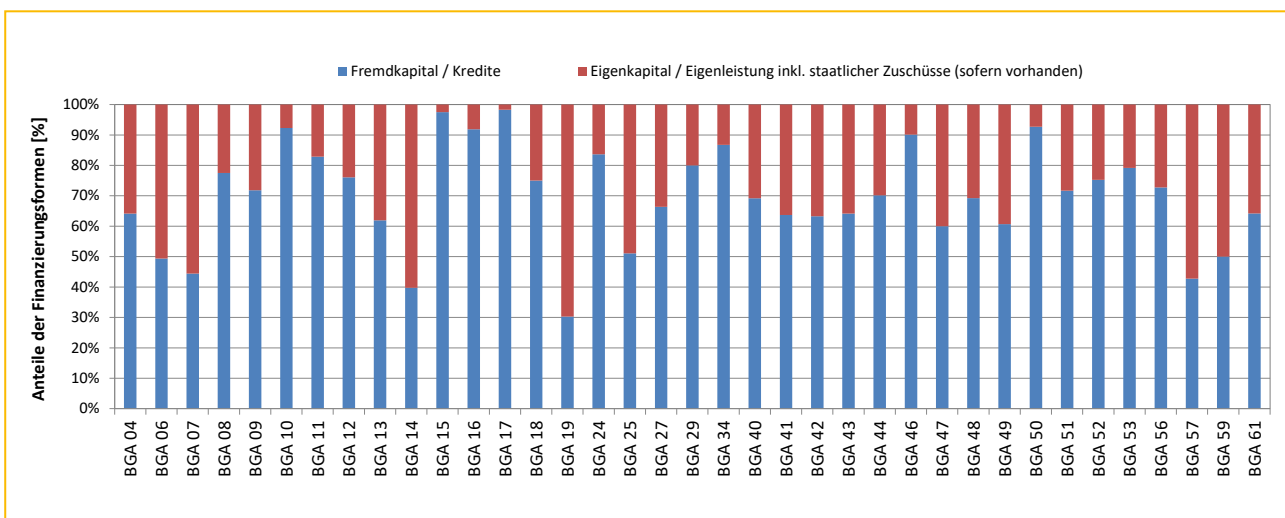


Abbildung 6-68: Anteilige Zusammensetzung der Anlagenfinanzierung ausgewählter Biogasanlagen

Wie viele, insbesondere ältere Biogasanlagen zudem eine staatliche Förderung bei Erst- und/oder Folgeinvestitionen erhalten haben, kann ebenso wie die gewährte Höhe der Förder volumina aufgrund fehlender Angaben bzw. Unterlagen seitens der Betreibenden an dieser Stelle nicht dargestellt werden. Ergänzend sei erwähnt, dass die in Abbildung 6-68 nicht dargestellte BGA 28 komplett eigenfinanziert wird. Die zugehörige Aktiengesellschaft als Eigentümer der Anlage verrechnet die Aufwendungen der Erstinvestition über eine Miete bzw. Pacht für die Nutzung der Biogasanlage. Die Forschungsbiogasanlage BGA 24 ist des Weiteren über eine Stiftung finanziert worden. Hierbei fallen keine Zinszahlungen an.

6.4.4 Jährliche Leistungen

Die hier betrachteten Leistungen setzen sich zusammen aus dem Verkauf von Strom und Wärme sowie sonstige Erlöse. Die Stromerlöse setzen sich insbesondere zusammen aus der Vergütung über das EEG 2000, 2004, 2009, 2012 oder 2014. Dies beinhaltet die Grundvergütung, den NawaRo-, Gülle-, Technologie-, Formaldehyd- und den Landschaftspflegebonus. Die Vermarktung des eingespeisten Stroms kann über die in Kapitel 3.5 (siehe Online-Version) erläuterte Direktvermarktung inner-

halb des Marktprämienmodells erfolgen, wodurch weitere Erlösoptionen über die Strombörse EPEX Spot oder Regenergieerlöse hinzukommen. Wenn alle rechtlichen und technischen Voraussetzungen erfüllt sind und die Anlage einen Zahlungsanspruch nach der jeweils geltenden Fassung des EEG innehat, kann im Rahmen der Flexibilisierung ergänzend eine Flexibilitätsprämie über einen Zeitraum von 10 Jahren in Anspruch genommen werden, sofern die bereitgestellte installierte elektrische BHKW-Leistung erhöht (aktive Flexibilisierung) und das Datum der Inbetriebnahme der Anlage vor dem 31. Juli 2014 liegt. Für alle Anlagen, deren Erst-Inbetriebnahme nach dem 31. Juli 2014 erfolgt ist, sowie für alle Bestandsanlagen die in das Ausschreibungsverfahren nach dem EEG 2017 wechseln, besteht die Inanspruchnahme eines Flexibilitätszuschlags. Diese wird für 20 Jahre für Neuanlagen bzw. für die 10-jährige Anschlussvergütung im Rahmen der Ausschreibungen ausgezahlt. Bei einer passiven Flexibilisierung (Downsizing) erfolgt eine Reduzierung, in der Regel eine Halbierung, der jährlichen Bemessungsleistung ohne eine Veränderung der bereits bestehenden installierten elektrischen BHKW-Leistung.

Der KWK-Bonus, welcher jährlich über Umweltgutachten ermittelt wird, wird den Wärmeerlösen hinzugerechnet. Weitere

Wärmeerlöse stellen diejenigen Mengen an Wärme, die extern an Wärmesenken über Nahwärmenetze verkauft werden, z.B. an Privathaushalte, Gewerbe- oder Industriekunden. Sonstige Erlöse bezeichnen alle Einnahmen aus dem Verkauf von Rohbiogas, Biomethan, Gärrest bzw. Gärprodukten sowie alle kalkulatorischen Erlöse, z.B. Heizmitteleinsparungen oder dem Düngewert durch die Einsparung von mineralischem Dünger beim Ausbringen von Gärresten bzw. Gärprodukten auf landwirtschaftlich genutzten Flächen.

Bei den Heizmitteleinsparungen handelt es sich um eine Größe, die nicht von allen Betreibenden angegeben werden kann. Hierbei ist im Rahmen der Datenerhebung, soweit dies möglich war, versucht worden, die geschätzte Menge an Heizöl oder Erdgas zu ermitteln, die durch die Nutzung von Wärme aus der Biogasanlage eingespart wird. Dabei werden die marktüblichen Preise für Heizöl und Erdgas im Jahr 2017 zu Grunde gelegt (Statistisches Bundesamt, 2019).

Bei den Biogasanlagen BGA 07, 19 und 23 wird der überwiegende Teil der jährlichen Einnahmen über den Verkauf von Rohbiogas erlöst. Die Summe der Einnahmen aus dem Verkauf von Rohbiogas konnten entsprechend von den Betreibenden erhoben und verwendet werden. Bei den Anlagen BGA 53 und 61 wird auf Grund fehlender Angaben über die Summe der Einnahmen für den Verkauf von Biomethan, als Biomethanpreis das Branchenbarometer der Deutschen Energie-Agentur (Völler und Reinholz, 2019) für die eingespeiste Menge an Biomethan zu Grunde gelegt. Da bei den Anlagen BGA 53 und 61 zusätzlich die Biogasaufbereitung beim jeweiligen Netzbetreibenden und nicht durch die jeweiligen Betreibenden erfolgt, werden die Erlöse aus dem Verkauf von Biomethan anteilig um die Kosten der Biogasaufbereitung (Daniel-Gromke et al., 2020) reduziert.

Die Reduzierung der Ausbringung von mineralischem Dünger durch die Ausbringung von Gärresten bzw. Gärprodukten wird über den Düngewert abgebildet. Viele Betreibende konnten, ebenso wie im BMP II, diesen nicht angeben und dokumentieren diesen auch bewusst nicht. Hierbei konnte im Rahmen der Datenerhebung festgestellt werden, dass viele Betreibende den Standpunkt vertreten, dass die Gutschriften aus der Aus-

bringung von Gärresten bzw. von Gärprodukten mit den Kosten für dessen Ausbringung nahezu deckungsgleich sind. Die tatsächliche Einsparung von mineralischem Dünger wird damit zwar eingestanden. Offenbar wird aber der administrative Aufwand der exakten Erfassung einer Düngegutschrift von vielen Betreibenden als höher angesehen als der tatsächliche Nutzen einer innerbetrieblichen Verrechnung für eine genaue Abrechnung des Betriebszweiges Biogas. Aufgrund dieser Tatsache, dass viele Betreibende weder eine Düngegutschrift (kalkulatorische Erlöse) noch die Kosten der Gärrestausrückführung (kalkulatorische Kosten) dem Betriebszweig Biogas anrechnen, wird aus Gründen der Vereinfachung darauf verzichtet, pauschale Kosten bzw. Gutschriften für Gärreste bzw. -produkte anzusetzen. Diese Vereinfachung führt dazu, dass ausgewählte Anlagen, die sowohl die kalkulatorischen Erlöse als auch die kalkulatorischen Kosten der Gärrestausrückführung erfassen, in der ökonomischen Gesamtbewertung marginal besser oder auch schlechter (ca. 0,5% bis 3%) in der ökonomischen Gesamtbewertung dargestellt sein können, im Vergleich zu Anlagen, bei denen beides nicht vorliegt. Die Anlagen BGA 06, 07, 24, 35 und 37 haben in der Betriebszweigabrechnung zusätzlich pagatorische Kosten bei den Gärresten berücksichtigt, d.h. hierbei sind Aufwendungen für die Gärrestverbringung an externe Abnehmer angefallen. Begründet wird dies damit, dass die genannten Biogasanlagen bzw. die zugehörigen landwirtschaftlich geprägten Unternehmen entweder über zu wenig bzw. über gar keine eigenen landwirtschaftlich genutzten Flächen verfügen oder der Standort der jeweiligen Anlage sich in Regionen mit Nährstoffüberschüssen befindet, insbesondere in Bezug auf Stickstoff und/oder Phosphat.

Die Zusammensetzung der Einnahmenseite in absoluten Werten ist in Abbildung 6-69 dargestellt. Die höchsten absoluten Gesamteinnahmen weisen BGA 06 mit rund 3,75 Mio. € auf sowie die Biomethananlage BGA 35 mit rund 3,71 Mio. €. Die geringsten Gesamteinnahmen hat die Güllekleinanlage BGA 46 mit 141.724 €. Durchschnittlich erwirtschaften die betrachteten Biogasanlagen im Bewertungszeitraum rund 1,21 Mio. € an Einnahmen.

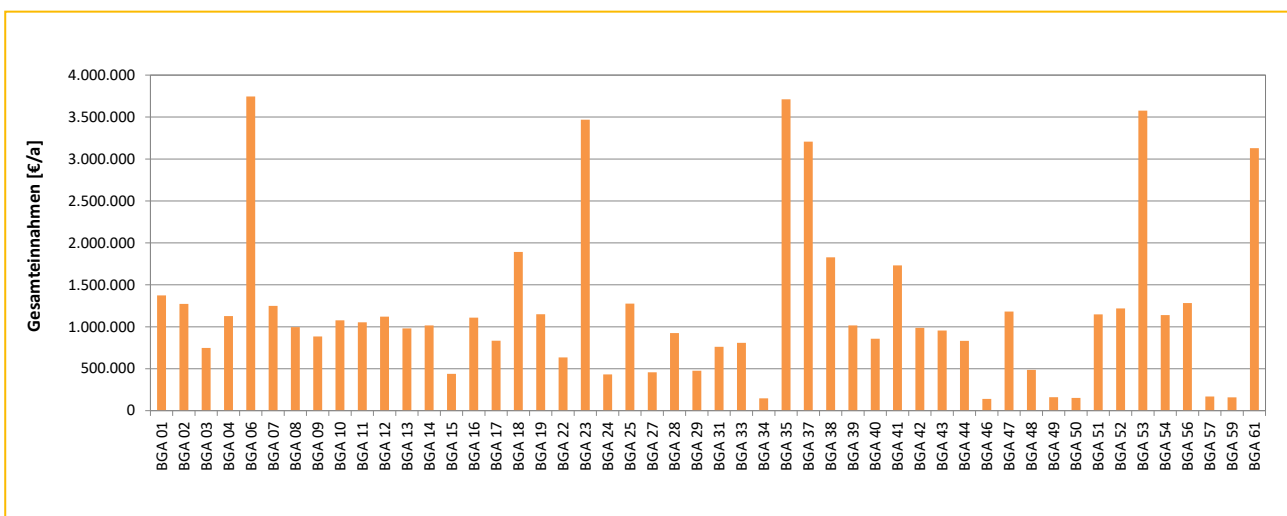


Abbildung 6-69: Jährliche Gesamteinnahmen der Biogasanlagen in absoluten Werten

Bei den Stromerlösen wird die eingespeiste Strommenge beim jeweiligen Netzbetreibenden und deren Vergütung über das jeweilige EEG als Datenbasis zu Grunde gelegt. Die jährlichen Einnahmen im Bewertungszeitraum für den Verkauf von Strom variieren von 0 € bei den drei Biomethananlagen BGA 35, 53 und 61 bis ca. 3,19 Mio. € bei BGA 06.

Die höchsten absoluten Wärmeerlöse erwirtschaftet ebenfalls BGA 06 mit rund 514 Tsd. €, gefolgt von BGA 37 mit rund 488 Tsd. €. Keine Wärmeerlöse erzielten die BGA 07, 19, 34, 35, 46, 49, 50, 52, 53 sowie 61. Führend bei den sonstigen Einnahmen sind erwartungsgemäß die drei Biomethananlagen. Deren Einnahmen in dieser Kategorie liegen zwischen

3,13 Mio. € (BGA 61) und 3,71 Mio. € (BGA 35). Die relative Zusammensetzung der Einnahmenseite ist in Abbildung 6-70 dargestellt. Die jährlichen Einnahmen verteilen sich dabei, über alle betrachteten Anlagen hinweg, im Mittel auf ca. 81% Stromerlöse, 7,9% Wärmeerlöse und 11,2% sonstige Erlöse. Bleiben die drei Anlagen, die im größeren Umfang Rohbiogas verkaufen (BGA 07, 19 und 23) sowie die drei Biomethananlagen (BGA 35, 53 und 61) in der Betrachtung außen vor, verteilen sich die durchschnittlichen prozentualen Erlöse zu 89,1% auf den Verkauf von Strom, 8,9% durch den Verkauf von Wärme und lediglich 2,0% auf sonstige Erlöse.

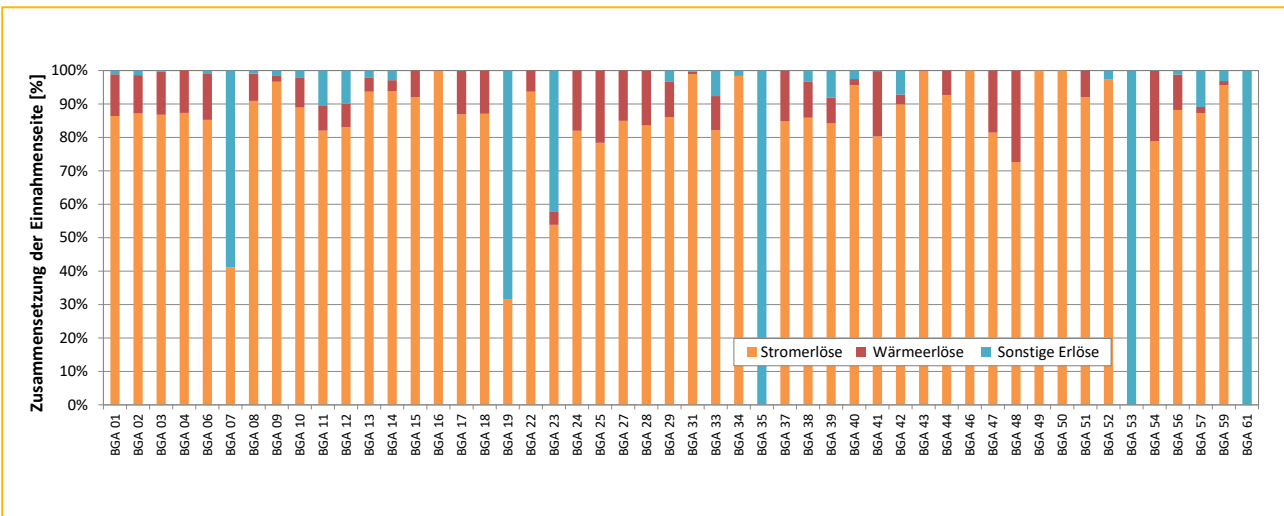


Abbildung 6-70: Relative Zusammensetzung der Einnahmenseite

Bei den drei Anlagen BGA 07, 19 und 23 beträgt der durchschnittliche prozentuale Anteil der Erlöse aus dem Verkauf von Rohbiogas 56,6% der Gesamteinnahmen im jeweiligen Bewertungszeitraum. Die höchsten relativen Wärmeerlöse an den Gesamterlösen erzielt BGA 48 mit 27,4% werden. BGA 48 wird auch als einzige Anlage im BMP III wärmegeführt gefahren.

In Abbildung 6-71 sind die strombezogenen Einnahmen der Biogasanlagen abgebildet. Hierbei werden alle Strom-, Wärme- sowie sonstigen Erlöse auf die eingespeiste Strommenge umgerechnet. Bei den Anlagen mit Rohbiogasverkauf und Biomethan erfolgt ebenfalls eine entsprechende Umrechnung.

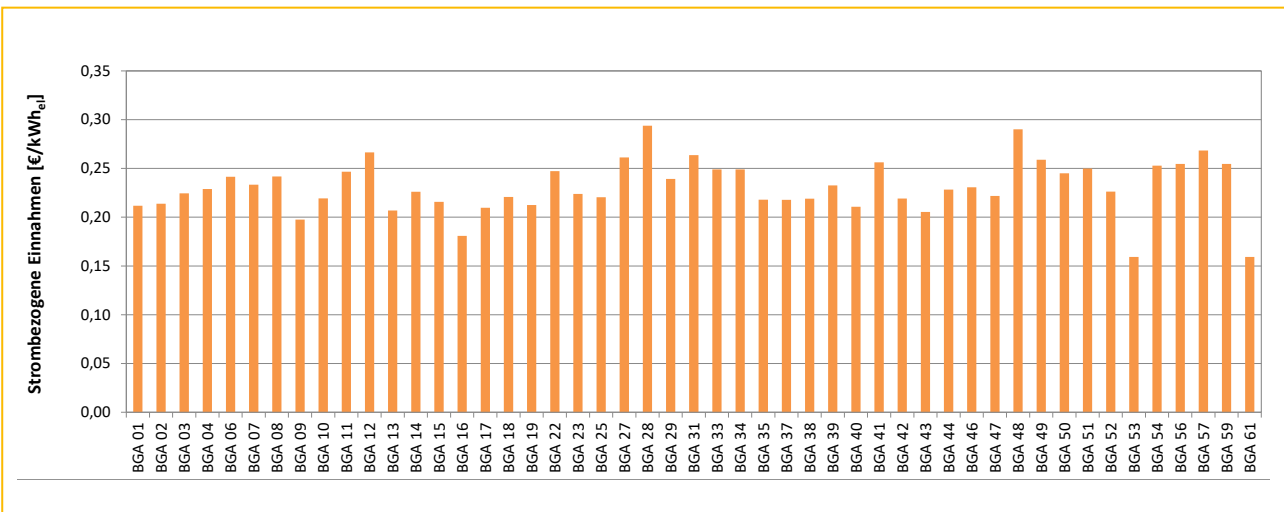


Abbildung 6-71: Strombezogene Einnahmen der Biogasanlagen (inkl. Umrechnungen von Rohbiogas und Biomethan)

Die durchschnittlichen strombezogenen Einnahmen liegen, über alle Anlagen hinweg, bei 23,4 ct/kWh_{el} innerhalb eines Wertebereiches von 15,93 ct/kWh_{el} (BGA 53 und BGA 61, die beide Biomethananlagen sind) bis 29,01 ct/kWh_{el} bei der wärmegeführten Anlage BGA 48 (vgl. Tabelle 6-8). Letzteres kann begründet werden durch eine hohe externe Wärmeauskopp- lung zzgl. einer vergleichsweise hohen spezifischen Vergütung

der Wärme. Die Forschungsbiogasanlage BGA 24 bleibt bei der Betrachtung außen vor, da nur ein geringer Teil der bereitge- stellten Strommenge tatsächlich ins öffentliche Stromnetz ein- gespeist wird (38,31 %) und daher ein Vergleich dieser Kenn- zahl mit allen anderen untersuchten Anlagen nicht zielführend ist.

Tabelle 6-8: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte der jährlichen Erlöse

		Mittelwert	Median	Minimum	Maximum
Gesamterlöse	[€/a]	1.210.534	1.016.093	140.724	3.745.440
Stromerlöse		81,0	87,0	0,0	100,0
Wärmeerlöse	[% der Gesamterlöse]	7,9	7,5	0,0	27,4
Sonstige Erlöse		11,1	1,1	0,0	100,0
Strombezogene Erlöse	[€/kWh _{el}]	0,23	0,23	0,16	0,29

6.4.5 Jährliche Kosten

Die jährlichen Kosten werden unterteilt in die fünf Kategorien In- standhaltungskosten, Abschreibung, Personal-, Substrat- und sonstige Kosten. Diese jährlichen Gesamtausgaben der Biogas- anlagen in absoluten Werten sind in Abbildung 6-72 dargestellt. Der Wertebereich reicht von 57.720€ für die Güllekleinanlage BGA 50 bis hin zu ca. 3,69 Mio. € bei der Biomethananlage BGA 35. Durchschnittlich betragen die jährlichen Gesamtausgaben über alle untersuchten Anlagen hinweg rund 991 Tsd. €.

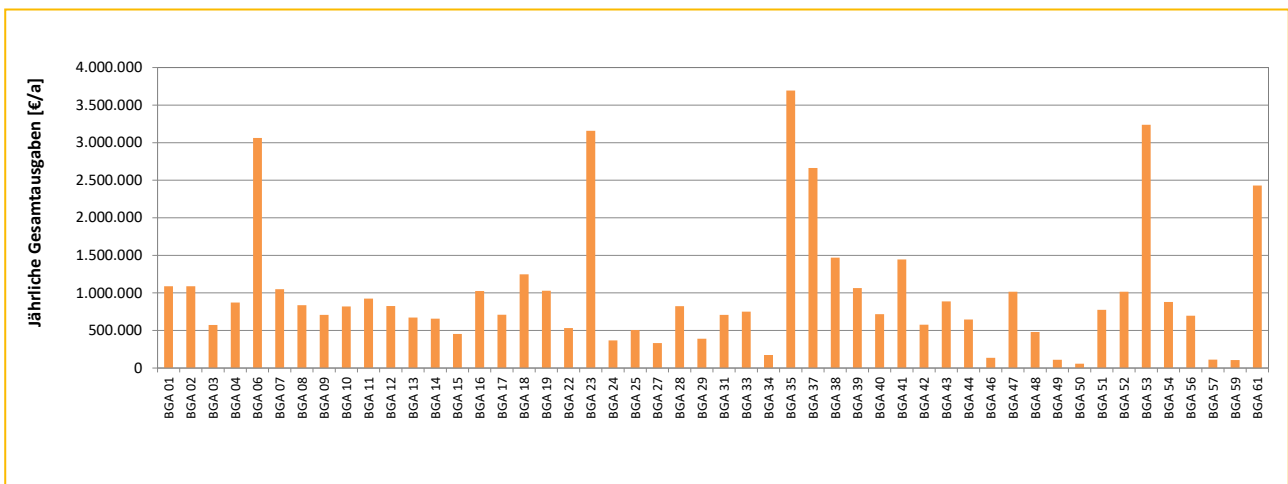


Abbildung 6-72: Jährliche Gesamtausgaben der Biogasanlagen in absoluten Werten

Die relative Zusammensetzung der jährlichen Gesamtausga- ben, unterteilt in die bereits erläuterten fünf Kategorien, kann Abbildung 6-73 entnommen werden. Hierbei liegen die durch- schnittlichen relativen Substratkosten im Bewertungszeitraum bei rund 38,2 %, für die Personalkosten bei 6,0%, für die In- standhaltungskosten bei ca. 12,2%, für die Kategorie Abschrei- bung bei 21,8% sowie für die sonstigen Betriebskosten bei ca. 21,9% an den Gesamtausgaben.

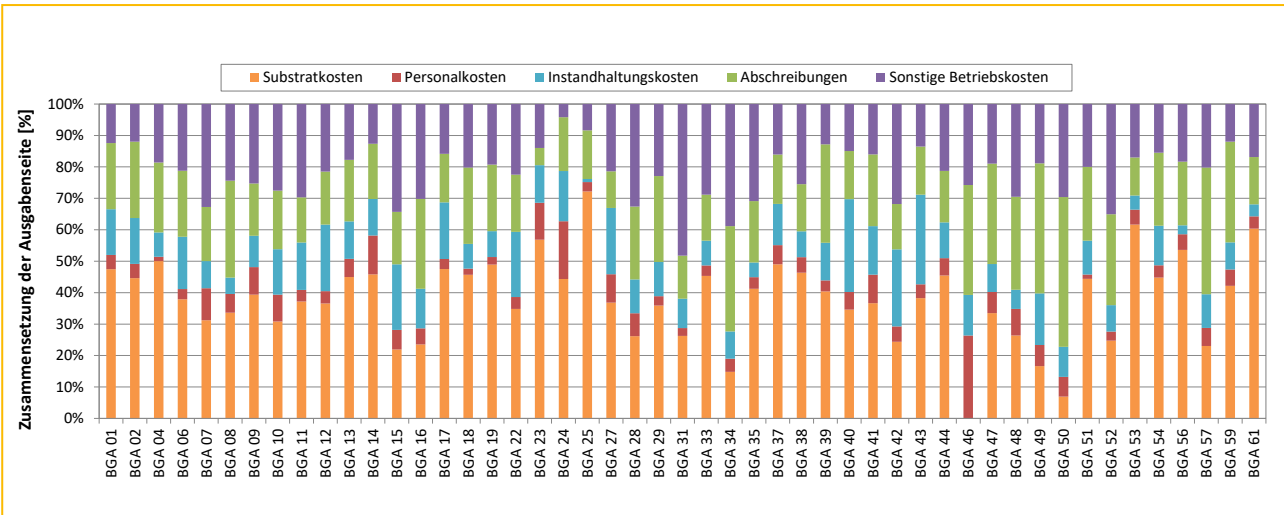


Abbildung 6-73: Relative Zusammensetzung der jährlichen Gesamtausgaben, differenziert nach Substratkosten, Personalkosten, Instandhaltungskosten, Abschreibungen und Sonstige Betriebskosten

Weitere minimale, durchschnittliche und maximale Werte bzgl. der absoluten und relativen Zusammensetzung der jährlichen Gesamtkosten sind in Tabelle 6-9 aufgeführt.

Tabelle 6-9: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte der jährlichen Kosten

		Mittelwert	Median	Minimum
Jährliche Gesamtkosten	[€/a]	991.716	57.720	3.694.784
Substratkosten	[% der Gesamtkosten]	38,15	0,0	72,2
Personalkosten		5,99	1,3	26,4
Instandhaltungskosten		12,17	1,0	29,5
Abschreibungen		21,80	5,5	47,6
Sonstige Betriebskosten		21,89	4,2	48,2
Stromgestehungskosten	[€/kWh _{el}]	0,189	0,09	0,32

6.4.5.1 Abschreibungen

Die Abschreibungsdauer nach der DLG wurde bereits in Tabelle 3-11 in Kapitel 3.5 dargestellt (DLG, 2006). Sofern der Betreibende die entsprechenden Abschreibungszeiträume komponentenspezifisch angeben kann, z. B. über ein Anlagenverzeichnis, werden diese entsprechend genutzt. Wenn dabei abweichende betriebsindividuelle Abschreibungssätze vorgenommen werden, werden diese vorrangig in den Auswertungen berücksichtigt, um möglichst reale Betriebszweigabrechnungen zu bestimmen. Einige Betreibende konnten lediglich pauschale Abschreibungssätze für die gesamte Anlage zur Verfügung stellen. Sofern dies der Fall ist, werden die eben genannten Abschreibungszeiträume der DLG für die einzelnen Komponenten zu Grunde gelegt. Die Aufteilung der jährlichen Abschreibungen der Biogasanlagen in absoluten Werten erfolgt differenziert nach den vier Unterkategorien (Bau, Technik und Maschinen, BHKW und Sonstiges) und ist in Abbildung 6-74 dargestellt. Zur Vereinfachung werden die Kategorie Technik sowie die Kategorie Maschinen, nach denen die DLG differenziert, in dieser Abbil-

dung zusammengefasst. Die unterschiedlichen Abschreibungsdauern bleiben indes bestehen. In die Unterkategorie Sonstiges zählen alle Abschreibungen bzgl. Substraten (Siloplatte, Radlader, Futtermischwagen) und alle anderen Abschreibungen, die den Kategorien Bau, Technik & Maschinen sowie BHKW nicht zugeordnet werden können. Hierbei handelt es sich zumeist um sehr kleine Abschreibungsposten. Die höchsten jährlichen Abschreibungen weisen die Anlagen BGA 35 mit rund 721 Tsd. € sowie BGA 06 mit ca. 643 Tsd. € auf. Im Gegensatz dazu liegen die niedrigsten jährlichen Abschreibungen bei den sechs untersuchten Güllekleinanlagen BGA 34, 46, 49, 50, 57 und 59 mit jeweils unter 60.000 € vor. Den niedrigsten Wert weist hierbei Anlage BGA 50 mit 27.500 € auf. Ergänzend sei an dieser Stelle die Anlage BGA 27 mit einer Höchstbemessungsleistung von 228 kW_{el} mit Abschreibungen von lediglich knapp 39.000 € erwähnt. Diese geringe Höhe der Abschreibungen ist begründet durch das Alter der Anlage mit einer Erstinbetriebnahme zum 21.12.2005, weshalb hier bereits eine Reihe von technischen Komponenten vollständig abgeschrieben sind.

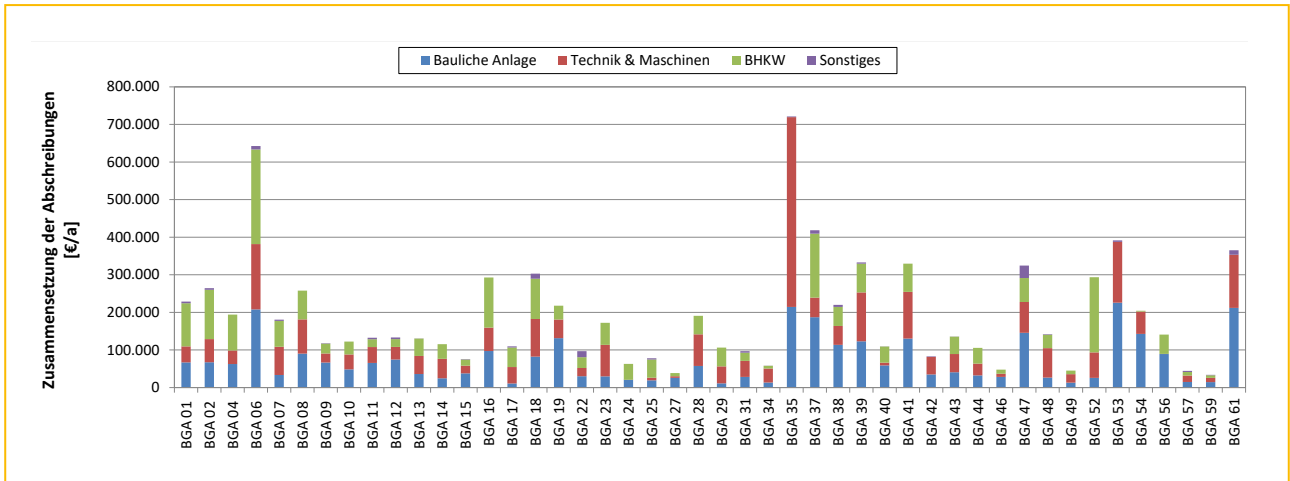


Abbildung 6-74: Jährliche Abschreibungen der Biogasanlagen in absoluten Werten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen, BHKW und Sonstiges

Die relative Zusammensetzung der jährlichen Abschreibungen nach den vier beschriebenen Kategorien zeigt Abbildung 6-75. Die höchsten relativen Anteile der jährlichen Abschreibungen in der Kategorie bauliche Anlagen hat BGA 54 mit 69,8%. Die niedrigsten Anteile weisen BGA 52 mit 8,9% sowie BGA 17 mit 9,8% auf. Durchschnittlich liegt der Anteil in dieser Kategorie bei 37,3%. Im Bereich Technik und Maschinen liegen die relativen Anteile zwischen 0% (BGA 24 und 56)

und 70,3% (BGA 35). In dieser Kategorie liegt der Mittelwert der relativen Abschreibung an den Gesamtabschreibungen bei 31,5%. Mit 68,1% weist BGA 52 sehr hohe Abschreibungen in der Kategorie BHKW auf und liegt damit deutlich über dem Durchschnitt von 29,4%. Begründet werden kann dies damit, dass im Rahmen der Flexibilisierung eine Verdreifachung der ursprünglich vor Ort installierten elektrischen BHKW-Leistung an dieser Anlage durchgeführt wurde.

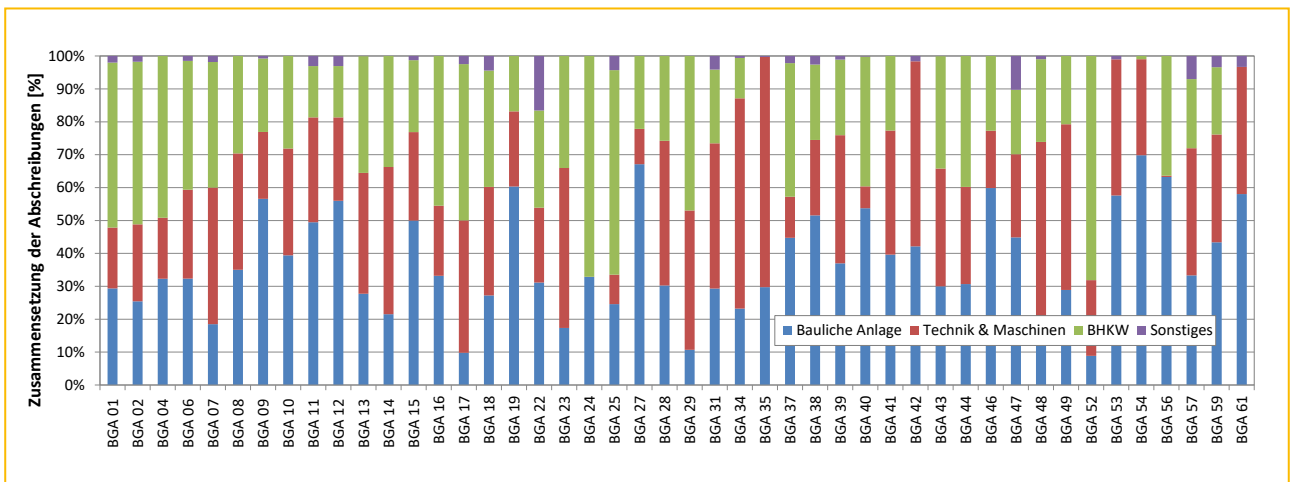


Abbildung 6-75: Relative Zusammensetzung der jährlichen Abschreibungen, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschine, BHKW und Sonstiges

Bei den drei Biomethananlagen entfallen entsprechend die Abschreibungen in der Kategorie 'BHKW'. Sonstige Abschreibungen sind mit einem Mittelwert von 1,8% generell sehr niedrig ausgeprägt, lediglich BGA 22 weist einen höheren Anteil von rund 16,5% in dieser Kategorie auf. Dabei ist bei BGA 22

zu berücksichtigen, dass ein noch in Betrieb befindliches BHKW sowie einige technische Komponenten aufgrund des Alters der Anlage bereits vollständig abgeschrieben sind und die Gesamtabschreibungen im Bewertungszeitraum bei lediglich 96.721 € liegen (Anteil Sonstiges: 16.000 €).

6.4.5.2 Substratkosten

Die Kategorie Substratkosten beinhaltet die Kosten für Substrate, die aus dem eigenen bzw. angeschlossenen landwirtschaftlich geprägten Unternehmen zur Verfügung gestellt und mit einem betriebsinternen Verrechnungssatz der BGA zugerechnet werden, sowie Kosten für Substrate, die extern zugekauft werden. Die Substratkosten werden frei Silo ermittelt, d. h. alle Kosten für Pflanzenbau, Ernte, Transport, Einlagerung bzw. Silierung sind mit inbegriffen. Nicht inbegriffen sind die Kosten für die Entnahme und Beschickung der Substrate, insbesondere der NawaRo, in den Fermenter, z. B. über einen Radlader oder Fut-

termischwagen zzgl. dem erforderlichen Kraftstoff- und Personalbedarf. Für den Bewertungszeitraum 2017 sind für fünf Substratchargen (Mais, Gras, Getreide, Getreide-GPS und Zuckerrüben) die mittleren Substratkosten (frischmassebezogen) sowie deren Spannweite in Tabelle 6-10 angegeben. Ein zugehöriger Boxplot in Abbildung 6-76 für ausgewählte Substrate zeigt ergänzend die Spannweite und Mittelwerte der Substratkosten je Substratcharge auf. Die genauen Werte der Boxplots (Mittelwert, Median, Minimum, Maximum) können Tabelle 6-10 entnommen werden.

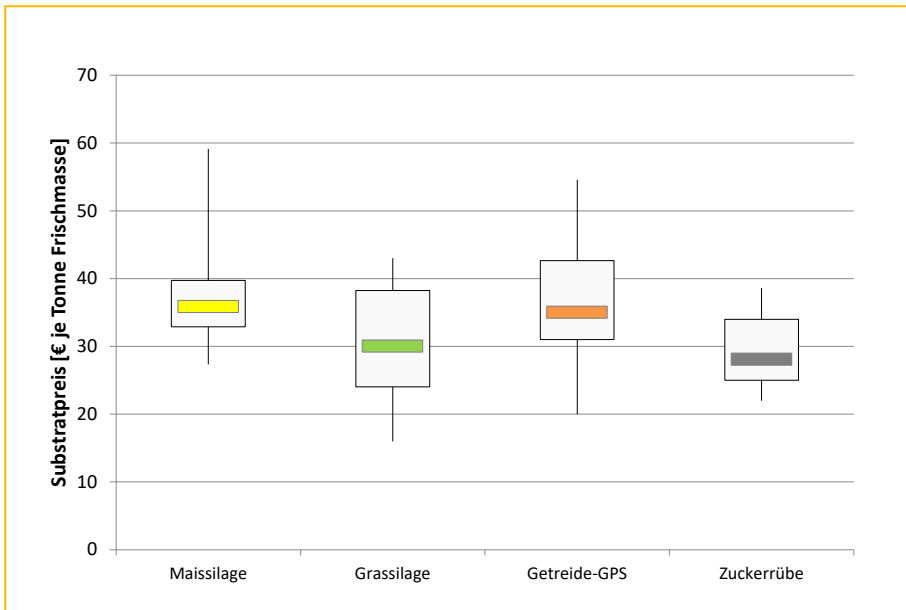


Abbildung 6-76: Kostenspreizung zu ausgewählten Substraten, frischmassebezogen

Die Substratkosten liegen zwischen 0 € (Güllekleinanlage BGA 46) und rund 1,99 Mio. € (Biomethananlage BGA 53), wobei BGA 53 100 % des eingesetzten Substrats extern eingekauft wurden. Die höchsten relativen Anteile der Substratkosten an den jährlichen Gesamtkosten weist BGA 25 mit 72,2 % auf.

Tabelle 6-10: Substratkosten frei Silo, Bewertungszeitraum: 1. Juli 2016 bis 31. Dezember 2017, Werte gerundet

Substrat	mittlere Substratkosten	Median der Substratkosten	Minimum	Maximum	Anzahl der Rückmeldungen
	[€/t _{FM}]	[€/t _{FM}]	[€/t _{FM}]	[€/t _{FM}]	[n]
Mais-Ganzpflanzensilage	36	36	27	59	38
Grassilage	31	30	16	43	34
diverses Getreidekorn	129	130	48	172	22
Getreide-GPS	37	35	20	55	7
Zuckerrüben	30	28	22	39	9

6.4.5.3 Personalkosten

Personalkosten enthalten tatsächlich gezahlte Löhne und Gehälter (Arbeitgeber-Brutto) für Anlagenfahrende, Betreibende, Geschäftsführende etc. sowie innerbetrieblich verrechnete Personalkosten, die der Biogasanlage zugeordnet werden können (bspw. Unternehmerlohn). Hierbei muss beachtet werden, dass in der Praxis der zeitliche Aufwand und auch der kalkulatorische Arbeitslohn von den Betreibenden sehr oft unterschätzt werden. Kosten für Buchführung und Verwaltung sind allgemein der Kategorie sonstige Betriebskosten zugeordnet, da es sich hierbei um eine Kostenstelle und damit um Gemeinkosten handelt. Die durchschnittlichen relativen Personalkosten an den jährlichen Gesamtkosten liegen zwischen 1,3% bzw. 1,4% (BGA 4 und 51) und 18,4% bzw. 26,4% (BGA 24 und 46). Alle weiteren relativen Anteile der Personalkosten an den jährlichen Gesamtkosten sind in Abbildung 6-73 dargestellt.

6.4.5.4 Instandhaltungskosten

Die Instandhaltungskosten werden in die drei Unterkategorien Bauliche Anlage, Technik & Maschinen und BHKW unterteilt und beinhalten die Wartungs- und Instandhaltungskosten für folgende bauliche und technische Komponenten:

- **Bau:** Vorgrube, Hydrolyse, Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager, Lager für Substrate bzw. Siloplatten, Maschinenräume zzgl. weitere Kleinposten (Beheizung, Aufstieg, Laufsteg, Nebenkosten etc.)
- **Technik und Maschinen:** Feststoffeintrag inkl. Zubehör (Wägeeinrichtung, Steil-, Förder- und Stopfschnecke, etc.), Mobiltechnik für Feststoffe (Radlader, Schneidzange, Futtermischwagen, etc.), Tragluftdach/Gasspeicherfolie, Pumpen/zentrale Pumpstation inkl. Zubehör, Rührwerkstechnik, Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik, Gasfackel, Über-/Unterdrucksicherung, Elektroinstallationen, Rohrleitungen (für Substrate, Biogas), Gaskühlung, Feinentschwefelung, Katalysator, Transformator, Stromleitungen, Substratzerkleinerung/Aggregate zur Desintegration
- **BHKW:** Kosten hinsichtlich Wartung und Instandhaltung der BHKW inkl. Zubehör, Einhausung

Die jährlichen Instandhaltungskosten der Biogasanlagen in absoluten Werten sind in Abbildung 6-77 dargestellt. Größere Biogasanlagen weisen absolut betrachtet erwartungsgemäß höhere Instandhaltungskosten auf als kleinere, wobei hier zu beachten ist, dass dieser Zusammenhang – bezogen auf die Höchstbemessungsleistung – nicht zutrifft. Besonders hoch sind die absoluten Instandhaltungskosten für die Unterkategorie „Bauliche Anlage“ bei BGA 37 in Höhe von 107.594 €. Überhaupt keine Instandhaltungskosten für die Unterkategorie Technik & Maschinen und die Kategorie „Bauliche Anlage“ fielen im Untersuchungszeitraum bei BGA 25 an. Da bei dieser Anlage mit 5.000€ generell die niedrigsten Instandhaltungskosten anfallen, neben den beiden Güllekleinanlagen BGA 50 und 59 mit 5.500€ bzw. 9.115€, wirkt sich dies sehr positiv auf das Be-

triebsergebnis aus. Die höchsten absoluten Instandhaltungskosten für die Unterkategorie Technik & Maschinen weisen mit ca. 265 Tsd. € bzw. 253 Tsd. € BGA 23 und 43 auf. Bei BGA 43 begründet sich diese hohe Kostenposition insbesondere im Zusammenhang mit dem Neubau eines rund 4.800 m³ großen gasdichten Gärrestlagers sowie durch die Anschaffung von drei neuen Oxidationskatalysatoren und einer neuen Gasreinigung mit Aktivkohle, welche nicht inventarisiert werden müssen. Bei der Unterkategorie BHKW liegen die Instandhaltungskosten im jeweiligen Bewertungszeitraum zwischen 0€ bei BGA 9, 10, 33, 34, 35, 43, 52, 53 und 61 und 364.474€ für die fünf BHKW bei BGA 06 bzw. 229.909€ für die drei BHKW bei BGA 37. Bei allen Biogasanlagen, die eine Vor-Ort-Verstromung des Biogases über BHKW vornehmen, muss dieser Wert (0€) allerdings allein aufgrund von regelmäßig notwendigen unterjährigen Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten angezweifelt werden. Hier müssten theoretisch Instandhaltungskosten im Bewertungszeitraum angefallen sein. Womöglich werden diese Kosten anderen Positionen zugeschlagen, z. B. der Unterkategorie Technik & Maschinen. Die Instandhaltungskosten sind zwischen den Bewertungszeiträumen zum Teil starken Schwankungen unterworfen. Als Beispiel sei hier angefügt, dass im Jahr 2016 umfangreiche Wartungs- und Instandhaltungskosten an den Baulichen Anlagen, z. B. an den Gärbehältern, vorgenommen wurden. Im untersuchten Bewertungszeitraum für 2017 beträgt diese Kostenposition dann allerdings 0€, da keinerlei weitere Instandhaltungsmaßnahmen hierfür vorgenommen werden (mussten). Eine Inventarisierung von Wartungs- und Instandhaltungskosten in ein Anlagenverzeichnis ist nicht erforderlich. Dieser Beispiel-Sachverhalt kann möglicherweise auch in genau anderer Reihenfolge stattgefunden haben. Um diese starken Schwankungen auf Ebene der Einzelanlage zu revidieren, empfiehlt es sich, die gesamte Anlagenhistorie zu betrachten und Durchschnittswerte hierfür zu bilden, was allerdings im Rahmen des BMP III nicht Gegenstand der Betrachtung war.

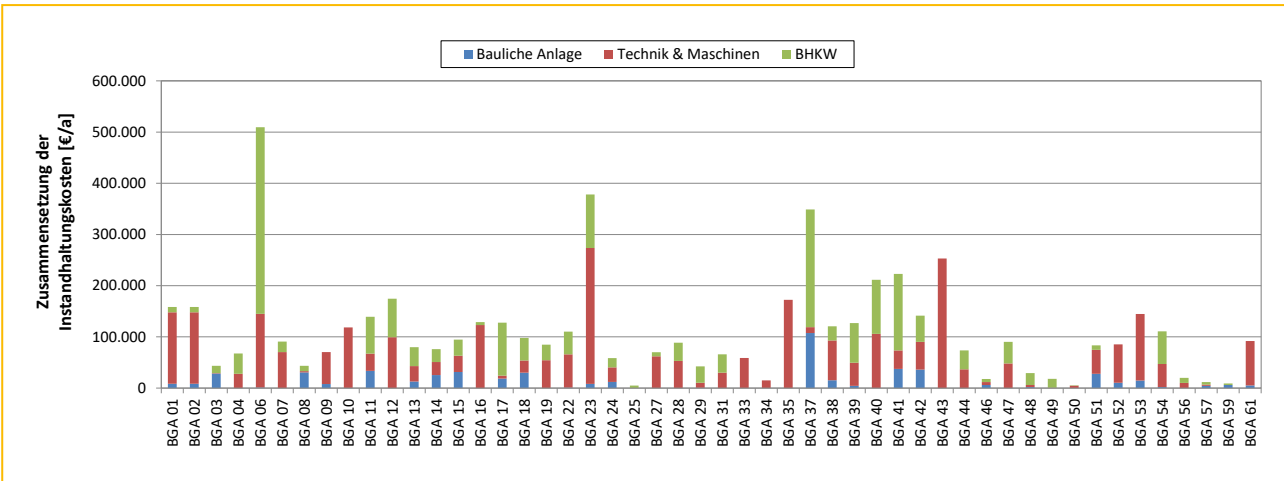


Abbildung 6-77: Jährliche Instandhaltungskosten der Biogasanlagen in absoluten Werten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen und BHKW

Die relative Zusammensetzung der jährlichen Instandhaltungskosten kann Abbildung 6-78 entnommen werden. Diese verteilen sich im Mittel zu 12,6% auf die Unterkategorie Bauliche Anlage, zu 51,4% auf Technik & Maschinen und zu 36,0% auf die BHKW. BGA 08 hat mit 70,8% die höchsten relativen Instandhaltungskosten für die Unterkategorie Bauliche Anlage. Insgesamt 21 Biogasanlagen weisen keinerlei Instandhaltungskosten in dieser Unterkategorie auf. BGA 10, 33, 34, 35 und 43 weisen ausschließlich Instandhaltungskosten in der Unterkategorie Technik und Maschinen auf. BGA 25 hat hingegen ausschließlich Instandhaltungskosten in der Kategorie BHKW. Hingegen weisen die BGA 01, 02 und 16 sehr geringe Anteile an Instandhaltungskosten in der Kategorie BHKW auf. Die drei Biomethananlagen BGA 35, 53 und 61 weisen ebenfalls aufgrund der technischen Gegebenheiten keinerlei Instandhaltungskosten in dieser Kategorie auf.

Insgesamt gibt die Aufschlüsselung der Wartungs- und Instandhaltungskosten ein sehr heterogenes Bild wieder, wobei relativ betrachtet die Instandhaltungskosten für die Unterkategorie Technik & Maschinen mit 51,4% deutlich überrepräsentiert sind.

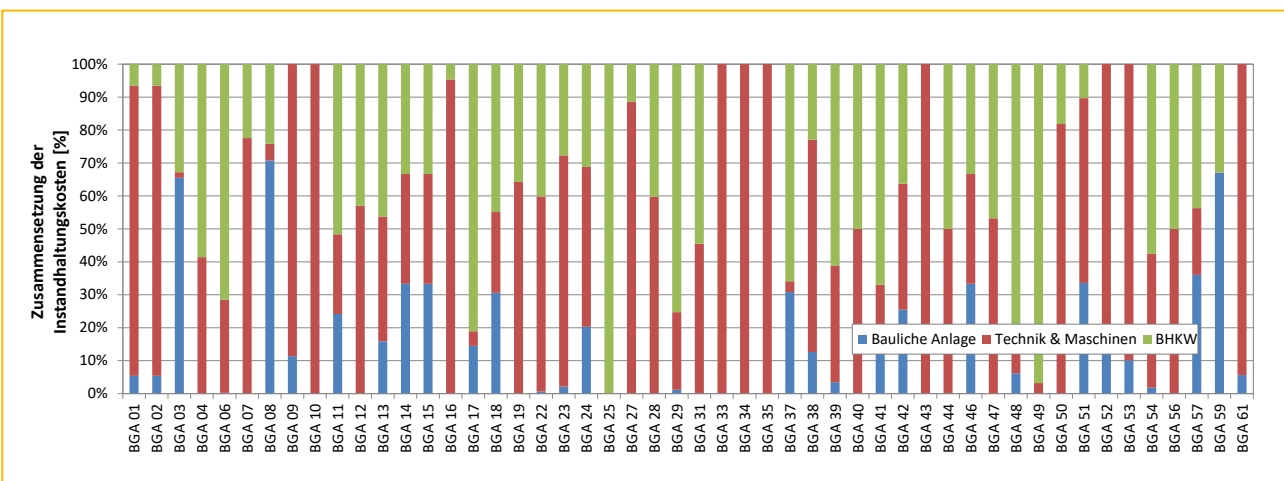


Abbildung 6-78: Relative Zusammensetzung der jährlichen Instandhaltungskosten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen und BHKW

6.4.5.5 Sonstige Betriebskosten

Sonstige Kosten enthalten verschiedene Betriebskosten, unterteilt in Kosten für Zündöl, Strombezug, Miete/Pacht, Maschinenmiete/Leasing, Prozessbetreuung/Beratung, Versicherung, Berufsgenossenschaft, Schmierstoffe/Betriebsmittel, Zinszahlungen, Buchführung/Verwaltung und Sonstiges. Die durchschnittlichen jährlichen sonstigen Betriebskosten liegen bei 210.321 €, innerhalb eines Wertebereichs von 12.681 € (BGA 59) bis rund 1,14 Mio. € (BGA 35). Die Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte der jährlichen sonstigen Betriebskosten kann Tabelle 6-11 entnommen werden.

Insgesamt lassen sich einige Ausreißer identifizieren. So liegt bei BGA 56 der relative Anteil der jährlichen Aufwendungen für Strom an den sonstigen Betriebskosten bei 70,0% (absolute Strombezugskosten: 89.433 €). Hierbei ist zu erwähnen, dass der Eigenstrombedarf für die angeschlossene Trocknungsanlage ebenfalls der Biogasanlage zugeschlagen wird, weshalb dieser Posten fast doppelt so hoch ausfällt wie der Mittelwert

über alle 50 untersuchten Anlagen von 36,6%.

Überproportional hohe Aufwendungen für Miete und Pacht an den sonstigen Betriebskosten weisen aufgrund ihrer Eigentümerstruktur BGA 28 mit 186 Tsd. € (69,2%) und BGA 31 mit 252 Tsd. € (73,9%) auf. Ebenfalls hoch fällt mit 38,9% dieser Anteil bei BGA 33 aus. Alle anderen BGA weisen keinerlei Zahlungen für Miete und Pacht auf bzw. liegen diese im einstelligen Prozentbereich. Die genannten drei Anlagen verzerren daher die durchschnittlichen Aufwendungen für diesen Posten in erheblichem Maße, was an der hohen Diskrepanz zwischen Mittelwert und Median zu erkennen ist.

Bei der Güllekleinanlage BGA 50 fällt der relative Anteil der Zinszahlungen mit 76,5% an den sonstigen Betriebskosten sehr hoch aus. Absolut betrachtet ist dieser Posten mit 13.073 € allerdings eher gering und sollte nicht überbewertet werden, da diese Anlage sonst vergleichsweise sehr geringe sonstige Betriebskosten im Bewertungszeitraum ausweist.

Tabelle 6-11: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte der jährlichen sonstigen Kosten

		Mittelwert	Median	Minimum	Maximum
Sonstige Betriebskosten	[€/a]	210.321	155.161	12.681	1.141.035
Zündöl	[% der sonstigen Betriebskosten]	17,4	18,9	7,4	29,5
Strombezug		36,6	39,1	3,1	70,0
Miete und Pacht		9,4	2,0	0,0	73,9
Maschinenmiete und Leasing		5,7	3,9	0,1	17,5
Prozessbetreuung und Beratung		5,3	3,1	0,4	16,1
Versicherung, Beiträge und Abgaben		9,5	8,7	1,3	25,8
Berufsgenossenschaft		0,5	0,3	0,1	1,6
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel		9,0	6,4	0,3	33,4
Zinszahlungen		22,1	17,9	1,8	76,5
Buchführung und Verwaltung		4,2	4,0	0,5	8,9
Sonstiges		14,8	10,2	0,5	56,7

6.4.5.6 Stromgestehungskosten

Die mittleren Stromgestehungskosten über alle 50 Biogasanlagen betragen 18,9ct/kWh_{el} und sind in Abbildung 6-79 dargestellt. Für die drei Anlagen mit Rohbiogasverkauf und die drei Biomethananlagen wurde bei dieser wichtigen Schlüsselkennzahl eine entsprechende Umrechnung anhand des Heizwertes von Biomethan in Höhe von 9,97 Kilowattstunden je Kubikmeter und eines elektrischen Wirkungsgrades des Verstromungsaggregats von 40% vorgenommen. Bei den drei Anlagen mit Verkauf von Rohbiogas wird ergänzend der von den Betreibenden zur Verfügung gestellte relative Methangehalt des Rohbiogases zur Umrechnung mit einbezogen.

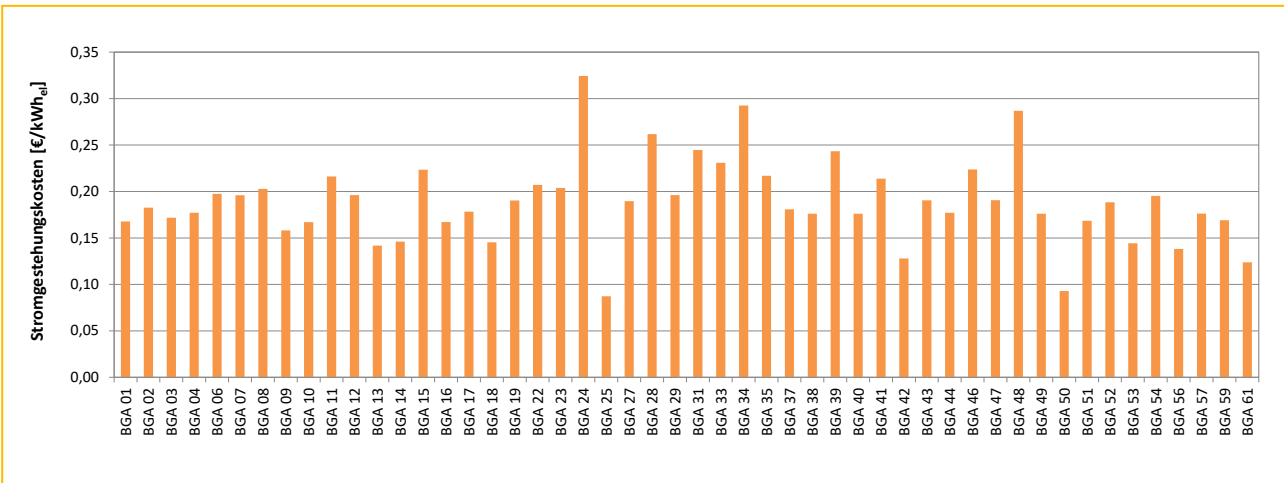


Abbildung 6-79: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen auf Basis der eingespeisten Strommenge (inkl. Umrechnungen von Rohbiogas und Biomethan)

Ergänzend sind in Abbildung 6-80 die Stromgestehungskosten aufsteigend sortiert und farbig in vier Anlagenklassen unterteilt gemäß ihrer gesetzlichen Höchstbemessungsleistung nach §101 Abs. 1 EEG 2014. Hierbei zeigt sich, dass Biogasanlagen mit einer gesetzlichen Höchstbemessungsleistung von 501 bis 1.000 kW_{el} (hellblau markiert) tendenziell niedrigere Stromgestehungskosten aufweisen als Anlagen im Bereich von 75 kW_{el}

bis 500 kW_{el}. Die Güllekleinanlagen weisen einen Schwankungsbereich von 9,3 ct/kWh_{el} (BGA 50) bis 29,3 ct/kWh_{el} (BGA 34) auf. Die niedrigsten Stromgestehungskosten erzielt die sehr wirtschaftlich betriebene BGA 25 mit 8,7 ct/kWh_{el}, was einen sehr geringen Wert bzw. Ausreißer „nach unten“ darstellt; nur knapp darüber liegt BGA 50. Die höchsten Stromgestehungskosten hat die Forschungsbiogasanlage BGA 24 mit 32,4 ct/kWh_{el}.

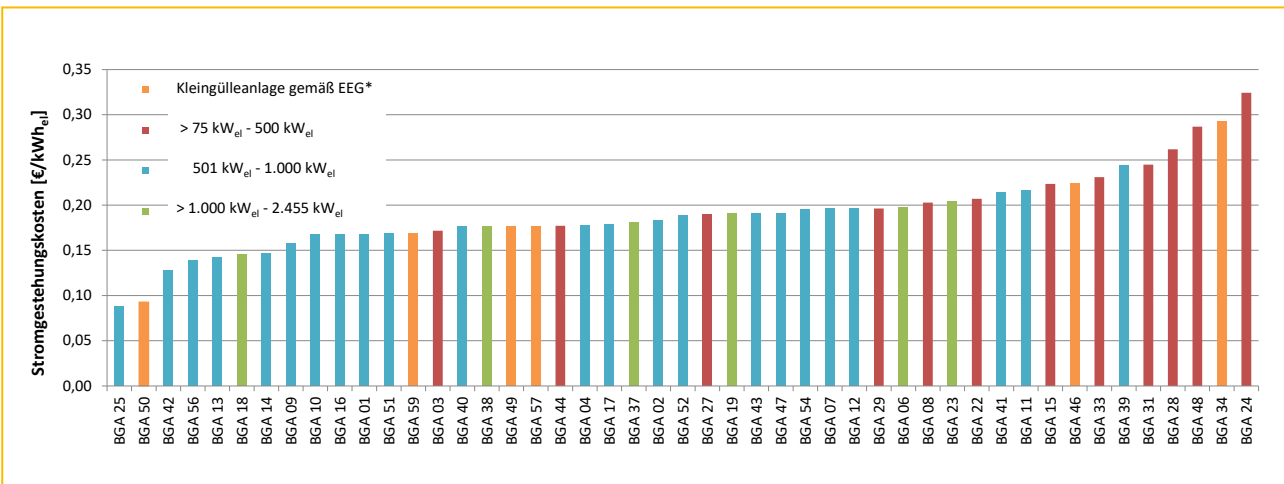


Abbildung 6-80: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen, unterteilt in vier Anlagenklassen gemäß gesetzlicher Höchstbemessungsleistung und geordnet nach der Höhe der Stromgestehungskosten

Eine detaillierte Betrachtung dieser ausgewählten Biogasanlagen bzgl. ihrer sehr niedrigen bzw. sehr hohen Stromgestehungskosten findet sich in Kapitel 6.4.6.

Die größten relativen Kostentreiber an den jährlichen Kosten stellen bei den 50 untersuchten Biogasanlagen mit durchschnittlich 38,2% die Substratkosten dar (vgl. Kapitel 6.4.5).

Insgesamt lässt sich hieraus ableiten, dass Anlagen, die nur einen geringen Anteil an NawaRo einsetzen bzw. diese kostengünstig selbst produzieren oder extern beziehen können, ihre Stromgestehungskosten reduzieren und damit ihre Gesamtwirtschaftlichkeit verbessern können. Wenn zudem ein Großteil

der jeweiligen Anlage bereits abgeschrieben ist (relativer Anteil der Abschreibungen an den jährlichen Kosten: 21,8%), evtl. kostengünstig gebaut werden konnte und die sonstigen Betriebskosten (relativer Anteil an den jährlichen Kosten: 21,9%) sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten (relativer Anteil an den jährlichen Kosten: 12,2%) nicht (stark) erhöht sind, können im jeweiligen Bewertungszeitraum gute wirtschaftliche Ergebnisse realisiert werden. Die anfallenden Personalkosten (relativer Anteil an den jährlichen Kosten: 6,0%) haben hingegen eher einen untergeordneten Einfluss auf die Stromgestehungskosten der Biogasanlagen.

6.4.6 Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlagen

Das kalkulatorische Betriebszweigergebnis ist die Differenz aus jährlichen Gesamtkosten und Einnahmen und bildet den Gewinn. Ergibt sich für eine Biogasanlage ein positives Betriebszweigergebnis, wird von einem Gewinn gesprochen. Ist das Betriebszweigergebnis negativ, liegt ein Verlust vor. Die Anlagen BGA 15, 34, 39 weisen ein negatives Betriebszweigergebnis auf (vgl. Abbildung 6-81), alle anderen Biogasanlagen ein positives.

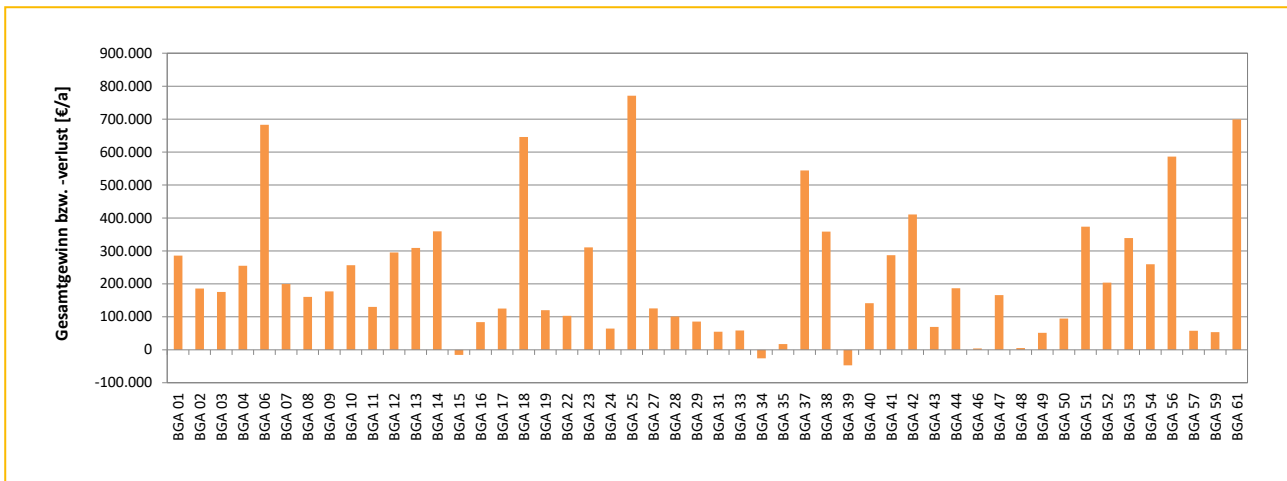


Abbildung 6-81: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis bzw. Gesamtgewinn/-verlust der Biogasanlagen

In Abbildung 6-82 ist die jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit in Cent je Kilowattstunde elektrisch (ct/kWh_{el}) angegeben. Diese ergibt sich aus der Differenz der strombezogenen Einnahmen und der Stromgestehungskosten. Es fällt auf, dass die Mehrzahl der untersuchten Anlagen einen Gewinn im Bereich von 3 bis 8 ct/kWh_{el} im Bewertungszeitraum erzielt.

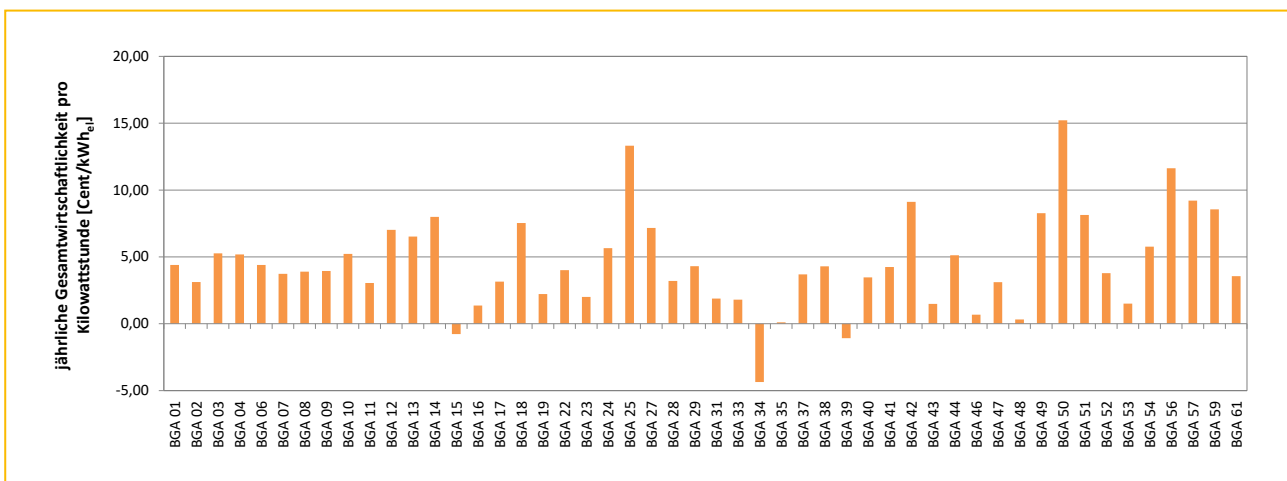


Abbildung 6-82: Differenz zwischen strombezogenen Einnahmen und Stromgestehungskosten/jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit pro eingespeiste Kilowattstunde

Lediglich drei Biogasanlagen weisen eine jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit von über 10 ct/kWh_{el} auf (BGA 25, 50 und 56). Im Durchschnitt wird ein Gewinn von 4,59 ct/kWh_{el} bzw. 214.573 € erzielt (vgl. Tabelle 6-12) mit Wertebereichen von -4,36 ct/kWh_{el} (BGA 34) bis plus 15,21 ct/kWh_{el} (BGA 50) bzw. -47.281 € (BGA 39) bis 771.006 € (BGA 25).

Tabelle 6-12: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gesamtwirtschaftlichkeit

		Mittelwert	Median	Minimum	Maximum
Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	[€/a]	214.573	150.878	-47.281	771.006
Jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit pro eingespeister Kilowattstunde	[ct/kWh _{el}]	4,59	3,92	-4,36	15,21

Abbildung 6-83 zeigt den Zusammenhang zwischen elektrischer Auslastung (Quotient aus eingespeister Strommenge und gesetzlicher Höchstbemessungsleistung) und den Stromgestehungskosten. Gut zu erkennen ist, dass mit zunehmender elektrischer Auslastung der Anlagen sich die Stromgestehungskosten reduzieren, wobei die Korrelation relativ schwach ist. Viele Anlagen liegen im Bereich ihrer gesetzlichen Höchstbemessungsleistung, d. h. nahe einer elektrischen Auslastung von 100 % (Hervorhebung in Abbildung 6-83).

Eine besonders niedrige Auslastung von 38,3 % und gleichzeitig hohe Stromgestehungskosten weist die Forschungsbiogasanlage BGA 24 auf. Hierbei ist allerdings der Sonderfall zu beachten, dass in dieser Auswertung lediglich die eingespeisten Strommengen berücksichtigt werden. Der hohe Grad der Versorgung interner Fremdnutzer, die nicht direkt zur Anlage gehören, wie es hier der Fall ist, bleibt außen vor und verzerrt den Vergleich zu den anderen untersuchten Biogasanlagen. Daher können die Stromgestehungskosten, der Gewinn

sowie das Betriebszweigergebnis dieser Anlage nur sehr eingeschränkt mit den anderen untersuchten Praxisanlagen verglichen werden, da eine interne Verrechnung für den hohen Strombezug dieser Fremdnutzer an dieser Forschungsanlage fehlt.

Die bereits festgestellte hohe Gesamtwirtschaftlichkeit wird insbesondere durch BGA 50 und 25 wiedergegeben, da diese bei einer hohen elektrischen Auslastung gleichzeitig über sehr niedrige Stromgestehungskosten verfügen. Dass eine hohe Auslastung nicht per se mit niedrigen Stromgestehungskosten einhergeht, zeigt allerdings die Güllekleinanlage BGA 34.

Aus diesem Ergebnis kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass eine hohe elektrische Auslastung notwendig, aber nicht hinreichend für niedrige Stromgestehungskosten ist. Dieser Effekt wird durch andere Faktoren überlagert, z. B. teure Substrate, Havarien im Betrachtungszeitraum oder hohe Erstinvestitionen.

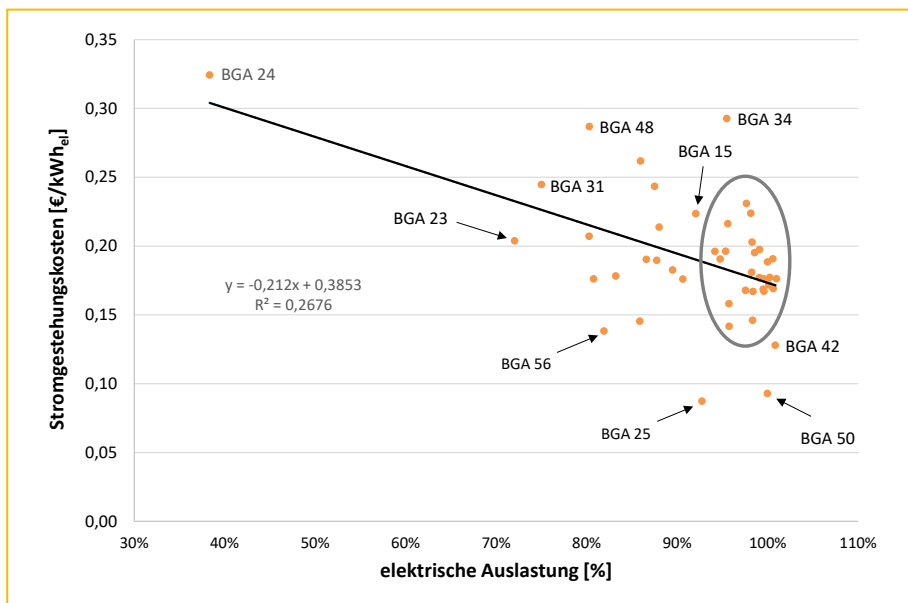


Abbildung 6-83: Zusammenhang zwischen elektrischer Auslastung (hier: Quotient aus eingespeister Strommenge und gesetzlicher Höchstbemessungsleistung) der Biogasanlagen und den Stromgestehungskosten

Abbildung 6-84 zeigt ergänzend den Zusammenhang zwischen der elektrischen Auslastung, welche sich an dieser Stelle aus dem Quotient der eingespeisten Strommenge und der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung zusammensetzt, und dem spezifischen Gewinn bzw. Verlust der Biogasanlagen. Dabei wird ersichtlich, dass auch Anlagen mit einer reduzierten elektrischen Auslastung, z. B. zwischen 78% bis 90%, immer noch einen Gewinn von teilweise größer 3 ct/kWh_{el} und 7,5 ct/kWh_{el} (BGA 18 mit einer gesetzlichen Höchstbemessungsleistung von 1.140 kW_{el}) erwirtschaften können.

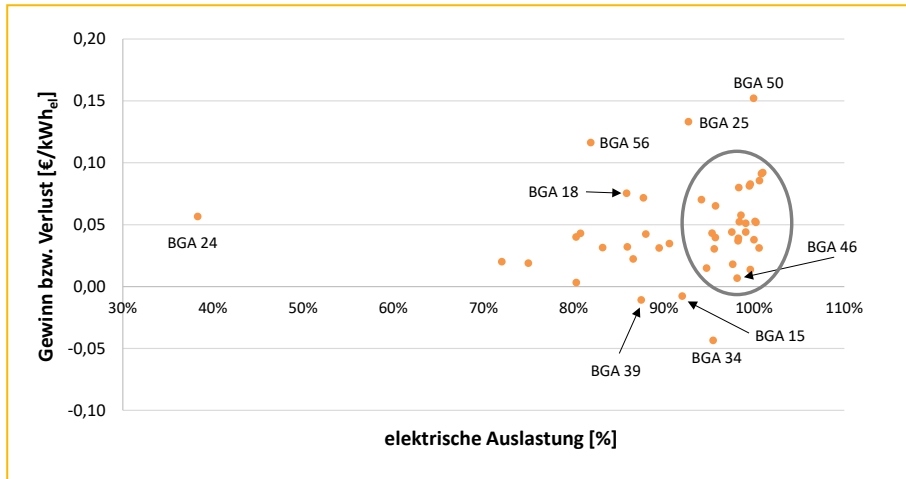


Abbildung 6-84: Zusammenhang zwischen der elektrischen Auslastung (hier: Quotient aus eingespeister Strommenge und gesetzlicher Höchstbemessungsleistung) der Biogasanlagen und dem spezifischen Gewinn bzw. Verlust bezogen auf die elektrische Auslastung

Im Folgenden wird auf einige Biogasanlagen bzgl. ihrer wirtschaftlichen Belange ein besonderes Augenmerk gelegt und diese kurz näher erläutert.

- Bei BGA 50 handelt es sich um eine Güllekleinanlage, die fast keine Substrat- und Personalkosten aufweist. Zudem ist im Bewertungszeitraum nur ein sehr geringer Wartungsaufwand erforderlich gewesen. Die Höchstbemessungsleistung wurde dabei zu rund 99% ausgeschöpft. Der Eigenstrombedarf wird bei BGA 50 zusätzlich über die betriebseigene Photovoltaikanlage abgedeckt. Eine interne Verrechnung findet dabei allerdings laut Aussage des Betreibers nicht statt.
- Die Güllekleinanlagen BGA 57 und 59 sind ebenfalls sehr wirtschaftlich, im Gegensatz zur BGA 46, welche nur einen sehr kleinen Gewinn aufweist.
- Die Güllekleinanlage BGA 34 hat in der Gesamtbetrachtung den größten Verlust pro Kilowattstunde zu verzeichnen. Bei dieser Anlage handelt es sich laut Aussage des Betreibenden um eine seit Jahren unwirtschaftliche Anlage, die allgemein sehr hohe sonstige Betriebskosten (hoher Zündölbedarf) und zugleich die höchsten Abschreibungsraten aufgrund hoher Kosten für die Unterkategorien Bauliche Anlage sowie Technik & Maschinen im Vergleich der untersuchten Güllekleinanlagen aufweist. Im Bewertungszeitraum bestand ein sehr hoher Bedarf an Zündöl, da aufgrund von mehreren Prozessstörungen in der Biogasproduktion das BHKW zeitweise ausschließlich mit Zündöl betrieben wurde, um den Eigenwärmebedarf der Anlage zu bedienen.
- Bei BGA 15 führte eine Havarie im Juni/Juli 2017 zu hohen Instandhaltungskosten und gleichzeitig zu einem Ausfall der Strombereitstellung durch das BHKW. Aus diesem Grund ist die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Anlage im betrachteten Zeitraum erheblich reduziert.
- Die BGA 25 hat insgesamt eine hohe Vergütung pro eingespeiste Kilowattstunde zu verzeichnen durch Ausschöpfung fast aller Boni. Kostenseitig fielen extrem niedrige Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie sonstige Betriebskosten im Bewertungszeitraum an. Aufgrund des Alters der BGA sind zudem bereits viele technische Komponenten vollständig abgeschrieben. Zudem besteht eine hohe externe Wärmeauskopplung, die ebenfalls zu dem sehr guten positiven Betriebszweigergebnis beiträgt.
- Bei BGA 56 handelt es sich um eine flexibilisierte Anlage mit sehr geringen Stromgestehungskosten von 13,8 ct/kWh_{el}. Zudem wurden die Einnahmen im Allgemeinen bereits weitestgehend optimiert.
- Bei BGA 39 liegen allgemeine wirtschaftliche Probleme vor, u. a. fallen sehr hohe spezifische Baukosten und hohe Substratkosten an, die zu einem negativen Betriebszweigergebnis führen.

Ergänzend sind in Abbildung 6-85 der Gewinn und Verlust in ct/kWh_{el} aufsteigend sortiert und farblich in vier Anlagenklassen unterteilt gemäß der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung. Auffallend ist hier, dass zwei Güllekleinanlagen einen sehr niedrigen Gewinn (BGA 46) bzw. sogar über einen bereits beschriebenen hohen Verlust (BGA 34) aufweisen. Demgegenüber stehen die vier anderen untersuchten Güllekleinanlagen BGA 49, 50, 57 und 59, was den Gewinn betrifft, insgesamt gut da. Bei allen anderen Anlagen kann kein direkter Zusammen-

hang zwischen der Höchstbemessungsleistung und dem Gewinn festgestellt werden. Auffällig ist lediglich, dass nur eine Anlage (BGA 27) im Bereich von 75 kW_{el} bis 500 kW_{el} Höchstbemessungsleistung über einen Gewinn von deutlich über 5 ct/kWh_{el} verfügt. Ansonsten sind in diesem Bereich neben den Güllekleinanlagen vor allem Biogasanlagen in der Größenkategorie mit einer elektrischen Höchstbemessungsleistung von 501 kW_{el} bis 1.000 kW_{el} vertreten.

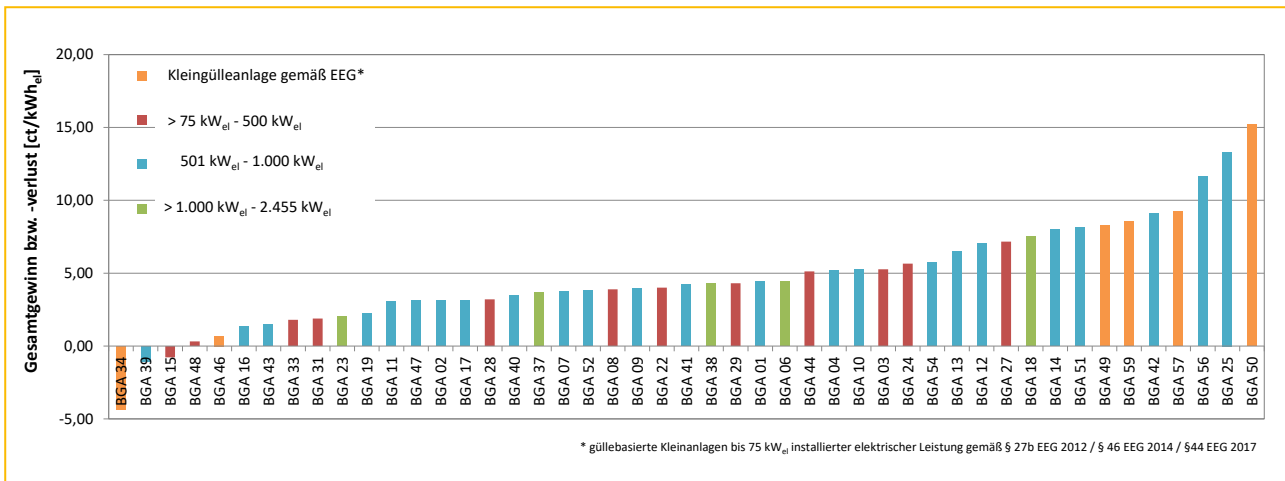


Abbildung 6-85: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis bzw. Gesamtgewinn/-verlust der Biogasanlagen, unterteilt in vier Anlagenklassen auf Basis der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung

Die durchschnittliche Brutto-Umsatzrendite, welche definiert ist als Differenz aus dem ordentlichen Betriebszweigergebnis (Gewinn vor Steuern, nach Zinsen und Abschreibungen) dividiert durch die Umsatzerlöse (Strom-, Wärme- und sonstige Erlöse), liegt im Mittel über alle 50 Anlagen bei 19,3%. Diese Kennzahl als Gradmesser der Profitabilität von Unternehmen zeigt, dass im Durchschnitt eine angemessene Brutto-Rendite im Betriebszweig Biogas bei den Anlagen erzielt wird.

Insgesamt kann bei der Gesamtwirtschaftlichkeit festgehalten werden, dass diese von sehr vielen unterschiedlichen Kostenfaktoren und der Erlösstruktur abhängig ist. Gleichzeitig muss darauf hingewiesen werden, dass die ökonomischen Ergebnisse nicht repräsentativ für den deutschen Biogasanlagenbestand sind, da die untersuchten Anlagen keinen repräsentativen Querschnitt aller Anlagen abbilden. Die Ursachen liegen in der Anlagenauswahl begründet, da z. B. ein Mindestmaß an Messtechnik an den Anlagen vorhanden sein musste, um entsprechende Ergebnisse zu generieren. Auch liegt die Vermutung nahe, dass Betreiber, deren Anlage ökonomisch nicht gut oder eher schlecht dasteht, weniger aufgeschlossen sind, diesbezüglich Daten für ein Messprogramm offenzulegen. Zu guter letzt sind insgesamt 6 der 50 ökonomisch untersuchten Anlagen Güllekleinanlagen, womit diese Anlagenkategorie im Vergleich zum Gesamtbestand repräsentiert ist.

6.4.7 Sensitivitätsanalyse

Mittels einer Sensitivitätsanalyse besteht die Möglichkeit zur Ermittlung des Einflusses einzelner Parameter auf die Gesamtwirtschaftlichkeit einer Biogasanlage. Dabei kann festgestellt werden, ob die Erhöhung oder die Reduzierung eines Parameters zu einer Verbesserung oder Verschlechterung der Gesamtwirtschaftlichkeit führt.

Beispielhaft wurde dies in Tabelle 6-13 für eine Änderung der ermittelten Substratkosten vorgenommen. Hieraus lässt sich der allgemeine Zusammenhang ableiten, dass mit einer Reduzierung der Substratkosten sich die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen verbessert. Dabei wird eine Parametervariation von -25% bis +25% vorgenommen. Die jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit als Vergleichsmaß ist dabei in der zweiten Spalte von links in ct/kWh_{el} abgetragen. Insgesamt sind eher größere Anlagen anfällig für steigende Substratpreise, da diese einen prozentual höheren Anteil an den jährlichen Kosten ausmachen. Zudem ist erkennbar, dass insbesondere BGA mit einem hohen Anteil an NawaRo durch steigende Produktions- oder Bezugspreise für die Substrate eher wirtschaftlich in Schwierigkeiten geraten, als Anlagen, die überwiegend landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe bzw. Wirtschaftsdünger einsetzen.

Ergänzend zeigt Tabelle 6-14 eine Parametervariation bzgl. möglicher Reinvestitionen bezogen auf das Gesamtinvestitionsvolumen im Rahmen einer Laufzeitverlängerung durch das Ausschreibungsverfahren nach dem EEG 2017. Dabei ist u. a. zu beachten, dass die dort angegebene jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit sich auf ein Bewertungsjahr in der Vergangenheit

bezieht. Durch die Ausschreibung reduziert sich für Bestandsbiogasanlagen durch die Höchstgebotspreise (Stand November 2019: 16,56 ct/kWh_{el}, (BNetzA, 2019)) die Einnahmenseite. Gleichzeitig sind Investitionen erforderlich, um die Anlagen in eine 10-jährige Anschlussvergütungsperiode zu überführen (Post-EEG-Phase). Sofern die Reduktion der Einnahmen und die notwendigen individuellen Reinvestitionen, die abhängig vom jeweiligen zukünftigen Geschäftsfeld sind, z. B. aktive oder passive Flexibilisierung, zu einem jährlichen Verlust führen, ist die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren unter den derzeit gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen und dem aktuellen Anlagensetting nicht wirtschaftlich.

Tabelle 6-13: Änderung der jährlichen Gesamtwirtschaftlichkeit bei einer entsprechenden Änderung der Substratkosten

Anlage	Jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit [ct/kWh _{el}]	Auswirkung einer Änderung der Substratkosten um max. ± 25 % auf die jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit [ct/kWh _{el}]					
		-25 %	-17,5 %	-10 %	+ 10 %	+ 17,5 %	+ 25 %
BGA 01	4,40	1,99	1,39	0,80	-0,80	-1,39	-1,99
BGA 02	3,12	2,04	1,43	0,81	-0,81	-1,43	-2,04
BGA 03	5,27	2,24	1,57	0,90	-0,90	-1,57	-2,24
BGA 04	5,18	2,22	1,55	0,89	-0,89	-1,55	-2,22
BGA 06	4,40	1,87	1,31	0,75	-0,75	-1,31	-1,87
BGA 07	3,73	1,53	1,07	0,61	-0,61	-1,07	-1,53
BGA 08	3,90	1,71	1,19	0,68	-0,68	-1,19	-1,71
BGA 09	3,95	1,56	1,09	0,62	-0,62	-1,09	-1,56
BGA 10	5,22	1,29	0,90	0,51	-0,51	-0,90	-1,29
BGA 11	3,05	2,01	1,41	0,80	-0,80	-1,41	-2,01
BGA 12	7,02	1,79	1,25	0,72	-0,72	-1,25	-1,79
BGA 13	6,52	1,59	1,11	0,64	-0,64	-1,11	-1,59
BGA 14	7,99	1,67	1,17	0,67	-0,67	-1,17	-1,67
BGA 15	-0,77	1,23	0,86	0,49	-0,49	-0,86	-1,23
BGA 16	1,37	0,98	0,69	0,39	-0,39	-0,69	-0,98
BGA 17	3,15	2,12	1,48	0,85	-0,85	-1,48	-2,12
BGA 18	7,53	1,66	1,16	0,66	-0,66	-1,16	-1,66
BGA 19	2,22	2,33	1,63	0,93	-0,93	-1,63	-2,33
BGA 22	4,01	1,80	1,26	0,72	-0,72	-1,26	-1,80
BGA 23	2,01	2,90	2,03	1,16	-1,16	-2,03	-2,90
BGA 24	5,65	3,59	2,52	1,44	-1,44	-2,52	-3,59
BGA 25	13,31	1,58	1,10	0,63	-0,63	-1,10	-1,58
BGA 27	7,16	1,75	1,22	0,70	-0,70	-1,22	-1,75
BGA 28	3,21	1,71	1,20	0,68	-0,68	-1,20	-1,71
BGA 29	4,31	1,76	1,23	0,70	-0,70	-1,23	-1,76
BGA 31	1,89	1,61	1,13	0,64	-0,64	-1,13	-1,61
BGA 33	1,80	2,62	1,83	1,05	-1,05	-1,83	-2,62
BGA 34	-4,36	1,08	0,76	0,43	-0,43	-0,76	-1,08
BGA 35	0,10	2,24	1,56	0,89	-0,89	-1,56	-2,24
BGA 37	3,70	2,22	1,55	0,89	-0,89	-1,55	-2,22
BGA 38	4,30	2,04	1,43	0,82	-0,82	-1,43	-2,04
BGA 39	-1,08	2,46	1,72	0,98	-0,98	-1,72	-2,46
BGA 40	3,47	1,52	1,07	0,61	-0,61	-1,07	-1,52
BGA 41	4,24	1,96	1,37	0,78	-0,78	-1,37	-1,96

Anlage	Jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit [ct/kWh _{el}]	Auswirkung einer Änderung der Substratkosten um max. ± 25 % auf die jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit [ct/kWh _{el}]					
		-25 %	-17,5 %	-10 %	+ 10 %	+ 17,5 %	+ 25 %
BGA 42	9,11	0,78	0,55	0,31	-0,31	-0,55	-0,78
BGA 43	1,49	1,82	1,28	0,73	-0,73	-1,28	-1,82
BGA 44	5,12	2,01	1,41	0,81	-0,81	-1,41	-2,01
BGA 46	0,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BGA 47	3,11	1,60	1,12	0,64	-0,64	-1,12	-1,60
BGA 48	0,32	1,89	1,33	0,76	-0,76	-1,33	-1,89
BGA 49	8,27	0,73	0,51	0,29	-0,29	-0,51	-0,73
BGA 50	15,21	0,16	0,11	0,06	-0,06	-0,11	-0,16
BGA 51	8,13	1,87	1,31	0,75	-0,75	-1,31	-1,87
BGA 52	3,78	1,17	0,82	0,47	-0,47	-0,82	-1,17
BGA 53	1,51	2,22	1,56	0,89	-0,89	-1,56	-2,22
BGA 54	5,76	2,19	1,53	0,87	-0,87	-1,53	-2,19
BGA 56	11,63	1,85	1,30	0,74	-0,74	-1,30	-1,85
BGA 57	9,21	1,02	0,71	0,41	-0,41	-0,71	-1,02
BGA 59	8,55	1,78	1,25	0,71	-0,71	-1,25	-1,78
BGA 61	3,56	1,87	1,31	0,75	-0,75	-1,31	-1,87

Tabelle 6-14: Änderung der jährlichen Gesamtwirtschaftlichkeit bei einer Reinvestitionen in bauliche und technische Anlagen sowie dem BHKW für eine 10-jährige Laufzeitverlängerung; Reinvestitionen prozentual bezogen auf das Gesamtinvestitionsvolumen der Biogasanlagen (rot = negatives Betriebszweigergebnis nach Re-Invest, gelb = jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit ≤ 2 ct/kWh_{el} nach Re-Invest; grün = jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit > 2 ct/kWh_{el} nach Re-Invest (Bsp.: BGA 01 vor Re-Invest: 4,40 ct/kWh_{el}, nach 10 % Re-Invest: 3,92 ct/kWh_{el} [4,40 ct/kWh_{el} - 0,48 ct/kWh_{el}])

Anlage	Jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit [ct/kWh _{el}]	Auswirkung von Reinvestitionen zwischen 10 % bis 50 %, bezogen auf das Gesamtinvestitionsvolumen, für eine 10-jährige Laufzeitverlängerung auf die jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit [ct/kWh _{el}]				
		10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
BGA 01	4,40	-0,48	-0,95	-1,43	-1,90	-2,38
BGA 02	3,12	-0,56	-1,12	-1,68	-2,24	-2,80
BGA 03	5,27	-0,43	-0,85	-1,28	-1,71	-2,14
BGA 04	5,18	-0,49	-0,99	-1,48	-1,98	-2,47
BGA 06	4,40	-0,52	-1,05	-1,57	-2,10	-2,62
BGA 07	3,73	-0,44	-0,88	-1,31	-1,75	-2,19
BGA 08	3,90	-0,89	-1,78	-2,67	-3,56	-4,45
BGA 09	3,95	-0,45	-0,89	-1,34	-1,78	-2,23
BGA 10	5,22	-0,54	-1,07	-1,61	-2,14	-2,68
BGA 11	3,05	-0,54	-1,08	-1,62	-2,16	-2,70
BGA 12	7,02	-0,55	-1,10	-1,65	-2,20	-2,75
BGA 13	6,52	-0,40	-0,81	-1,21	-1,61	-2,01
BGA 14	7,99	-0,41	-0,82	-1,23	-1,64	-2,05
BGA 15	-0,77	-0,63	-1,26	-1,89	-2,52	-3,15
BGA 16	1,37	-0,47	-0,93	-1,40	-1,86	-2,33
BGA 17	3,15	-0,39	-0,77	-1,16	-1,54	-1,93
BGA 18	7,53	-0,49	-0,97	-1,46	-1,94	-2,43
BGA 19	2,22	-0,77	-1,54	-2,31	-3,08	-3,85
BGA 22	4,01	-0,71	-1,41	-2,12	-2,82	-3,53
BGA 23	2,01	-0,24	-0,48	-0,72	-0,96	-1,20
BGA 24	5,65	-1,66	-3,31	-4,97	-6,62	-8,28
BGA 25	13,31	-0,26	-0,53	-0,79	-1,06	-1,32

Anlage	Jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit [ct/kWh _e]	Auswirkung von Reinvestitionen zwischen 10 % bis 50 %, bezogen auf das Gesamtinvestitionsvolumen, für eine 10-jährige Laufzeitverlängerung auf die jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit [ct/kWh _e]				
		10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
BGA 27	7,16	-0,77	-1,53	-2,30	-3,07	-3,83
BGA 28	3,21	-0,83	-1,65	-2,48	-3,30	-4,13
BGA 29	4,31	-0,56	-1,13	-1,69	-2,25	-2,82
BGA 31	1,89	-0,57	-1,13	-1,70	-2,27	-2,83
BGA 33	1,80	-0,53	-1,06	-1,59	-2,13	-2,66
BGA 34	-4,36	-1,28	-2,57	-3,85	-5,14	-6,42
BGA 35	0,10	-0,66	-1,31	-1,97	-2,62	-3,28
BGA 37	3,70	-0,39	-0,78	-1,17	-1,57	-1,96
BGA 38	4,30	-0,42	-0,85	-1,27	-1,70	-2,12
BGA 39	-1,08	-0,88	-1,75	-2,63	-3,50	-4,38
BGA 40	3,47	-0,44	-0,89	-1,33	-1,77	-2,22
BGA 41	4,24	-0,79	-1,57	-2,36	-3,14	-3,93
BGA 42	9,11	-0,37	-0,73	-1,10	-1,46	-1,83
BGA 43	1,49	-0,56	-1,12	-1,68	-2,24	-2,80
BGA 44	5,12	-0,41	-0,81	-1,22	-1,63	-2,04
BGA 46	0,68	-1,00	-2,01	-3,01	-4,01	-5,02
BGA 47	3,11	-0,95	-1,90	-2,85	-3,81	-4,76
BGA 48	0,32	-1,00	-1,99	-2,99	-3,99	-4,99
BGA 49	8,27	-0,83	-1,66	-2,49	-3,32	-4,16
BGA 50	15,21	-0,92	-1,84	-2,76	-3,69	-4,61
BGA 51	8,13	-0,60	-1,20	-1,81	-2,41	-3,01
BGA 52	3,78	-0,49	-0,98	-1,47	-1,96	-2,45
BGA 53	1,51	-0,30	-0,59	-0,89	-1,18	-1,48
BGA 54	5,76	-0,87	-1,75	-2,62	-3,49	-4,37
BGA 56	11,63	-0,41	-0,82	-1,23	-1,64	-2,04
BGA 57	9,21	-0,91	-1,83	-2,74	-3,65	-4,57
BGA 59	8,55	-0,83	-1,66	-2,50	-3,33	-4,16
BGA 61	3,56	-0,29	-0,58	-0,86	-1,15	-1,44

6.5 Mikrobielle Diversität in Biogasanlagen

Nachfolgend wird die mikrobielle Diversität von insgesamt 46 Biogasanlagen im Rahmen des 2. Teilvorhabens des BMP III genauer analysiert.

6.5.1 Überblick zu den verfahrensspezifischen Anlagendaten und chemischen Analysedaten

Die 46 mikrobiologisch untersuchten Anlagen unterschieden sich in ihrer Anlagenkonfiguration (Fermentertyp/-volumen), den zugeführten Einsatzstoffen (pflanzliche Biomassen und Reststoffe aus der Tierhaltung), in ihrer allgemeinen Prozessführung (z.B. Raumbelastung, Verweilzeit und Prozesstemperatur) und folglich in den chemischen Prozessparametern (vgl. Abbildung 6-86).

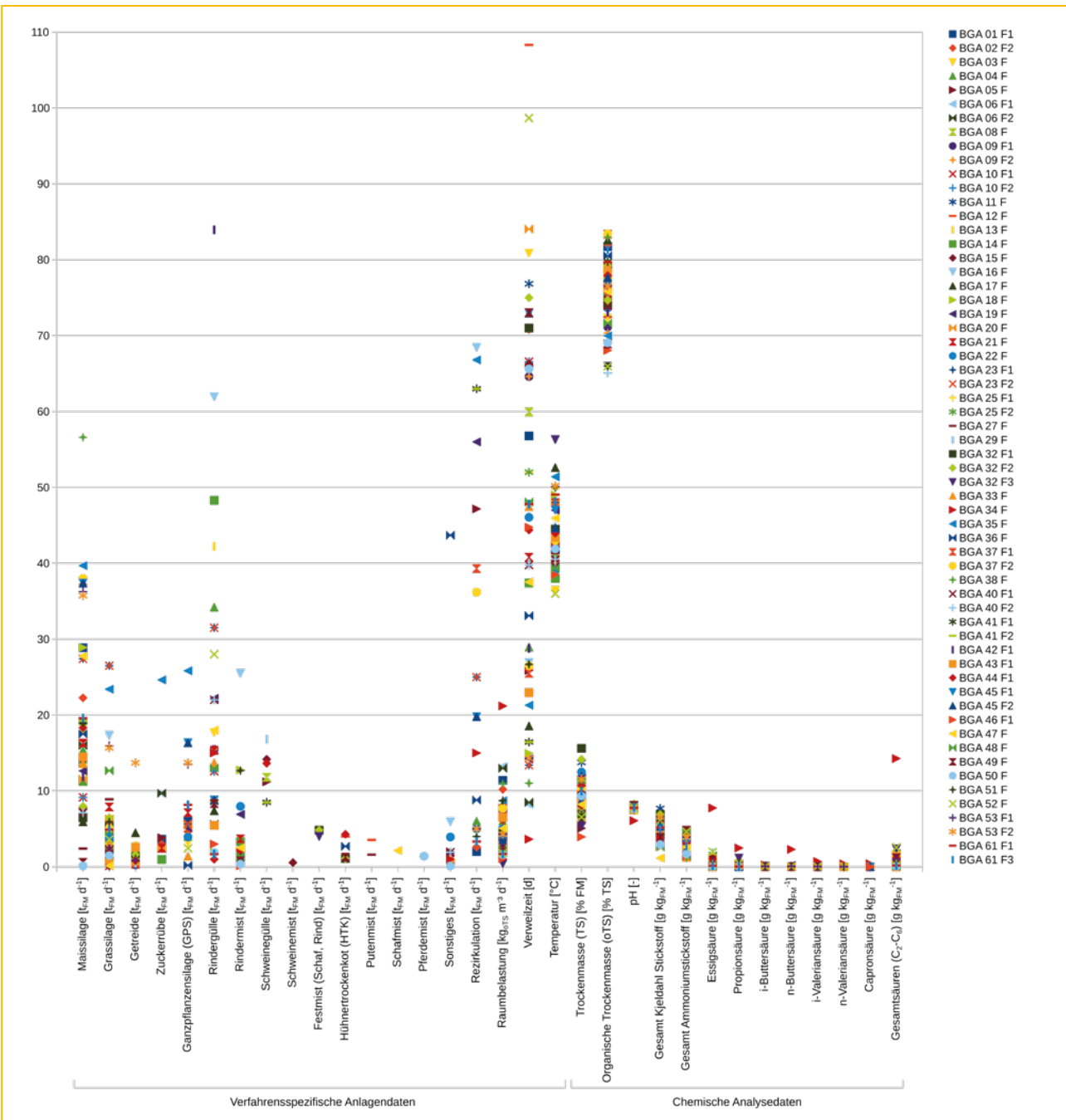


Abbildung 6-86: Variabilität in den verfahrensspezifischen Anlagendaten und chemischen Analysedaten der 46 mikrobiologisch untersuchten Biogasanlagen (insgesamt 60 Fermenter). Bei den Angaben der Einsatzstoffe handelt es sich um den prozentualen Anteil des jeweiligen Einsatzstoffes an der Gesamtmenge

Die Haupteinsatzstoffe zum Zeitpunkt der Probenahme für die mikrobiologischen Analysen in den untersuchten Biogasanlagen waren Mais- und Grassilage sowie Rindergülle/-mist. Weitere Einsatzstoffe, die jedoch eher selten oder vereinzelt verwendet wurden, waren Zuckerrübensilage, Ganzpflanzensilage, Getreide, Schweinegülle/-mist, Hühnertrockenkot/Putenmist, Schafmist und Pferdemit. Die mittlere Raumbelastung lag bei $5,4 \pm 3,5 \text{ kg}_{\text{TS}} \text{ m}^{-3} \text{ d}^{-1}$ mit einer mittleren Verweilzeit von $43,9 \pm 24,7$ Tagen. Die Prozesstemperaturen variierten zwischen 36°C und 56°C . Die Variabilität in den betriebstechnischen Parametern spiegelt sich in den chemischen Prozessparametern wie-

der (vgl. Abbildung 6-86). Da die meisten chemischen Parameter (organische Säuren, Ammonium-Stickstoff, Wasserstoff, Schwefelwasserstoff) das Ergebnis mikrobieller Aktivitäten sind, ist es von Bedeutung, die mikrobielle Diversität zu betrachten. Das heißt, es müssen die am Prozess beteiligten Mikroorganismen identifiziert und ihre Stoffwechsellpotentiale und tatsächlich realisierten Funktionen und Prozesse sowie die regulierenden ökologischen Mechanismen aufgeklärt werden (Bouchez et al., 2016; Castellano-Hinojosa et al., 2018; Schnürer, 2016; Theuerl et al., 2019a; Zhang et al., 2019).

6.5.2 Taxonomische Diversität

Insgesamt wurden 60 Biogasfermenter von 46 Biogasanlagen hinsichtlich der Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften, also der vorkommenden Arten und die relative Häufigkeit ihres Vorkommens, untersucht. In den untersuchten Biogasfermentern wurden insgesamt 21.408 verschiedene Arten gefunden. Die durchschnittliche Anzahl liegt bei 2.448 ± 466 (vgl. Tabelle 6-14). Die taxonomischen Profile weisen insge-

samt einen Anteil von durchschnittlich $88,97\% \pm 6,69\%$ Bakterien, $9,74\% \pm 6,55\%$ Archaeen und $1,29\% \pm 0,57\%$ weiterer bisher nicht-klassifizierbarer Organismen auf.

Tabelle 6-14: Erfasste Artenanzahl in den untersuchten Biogasfermentern/-anlagen

Biogasfermenter	Anzahl Taxa	Bakterien [%]	Archaeen [%]	Unklassifiziert [%]
BGA 01 F1	2.491	89,16	9,42	1,42
BGA 02 F2	2.245	88,3	10,61	1,09
BGA 03 F	2.445	89,29	9,42	1,29
BGA 04 F	3.061	83,69	14,67	1,64
BGA 05 F	2.359	83,84	14,95	1,21
BGA 06 F1	2.362	87,52	10,19	2,29
BGA 06 F2	2.242	87,24	10,72	2,05
BGA 08 F	1.253	93,58	5,6	0,82
BGA 09 F1	2.432	90,54	8,1	1,36
BGA 09 F2	2.564	89,9	8,4	1,7
BGA 10F1	2.498	85,01	14,04	0,95
BGA 1 0 F2	2.835	81,93	16,76	1,31
BGA 1 1 F	2.349	90,99	7,81	1,2
BGA 12 F	2.687	91,26	7,6	1,14
BGA 1 3 F	2.727	90,62	8,51	0,87
BGA 14 F	2.488	92,86	6,29	0,85
BGA 15 F	2.280	92,6	6,32	1,08
BGA 1 6 F	3.527	97,49	1,71	0,8
BGA 1 7 F	1.494	72,62	26,41	0,97
BGA 18 F	2.446	97,23	1,71	1,06
BGA 1 9 F	3.159	94,04	5,02	0,95
BGA 20 F	2.085	94,17	4,48	1,35
BGA 21 F	2.455	89,31	9,5	1,2
BGA 22 F	2.850	89,21	10,16	0,63
BGA 23 F1	2.494	87,84	10,92	1,23
BGA 23 F2	2.525	90,2	8,35	1,45
BGA 25 F1	2.640	85	13,65	1,35
BGA 25 F2	2.755	87,02	11,24	1,74
BGA 27 F	1.565	96,89	2,86	0,26
BGA 29 F	2.075	94,58	4,55	0,87
BGA 32 F1	2.082	98,73	1,09	0,18
BGA 32 F2	1.770	98,71	1,12	0,16
BGA 32 F3	758	94,92	5,02	0,05
BGA 33 F	2.426	90,84	7,57	1,59
BGA 34 F	2.306	89,19	7,62	3,18
BGA 35 F	2.397	78,26	20,39	1,34
BGA 36 F	2.584	88,79	9,55	1,66
BGA 37 F1	2.701	86,86	11,66	1,48
BGA 37 F2	1.819	94,21	4,78	1,01
BGA 38 F	2.564	89,61	8,59	1,79

Biogasfermenter	Anzahl Taxa	Bakterien [%]	Archaeen [%]	Unklassifiziert [%]
BGA 40 F1	2.721	90,06	8,49	1,44
BGA 40 F2	2.589	90,09	8,22	1,69
BGA 41 F1	2.715	71,44	27,25	1,32
BGA 41 F2	2.856	71,66	26,88	1,46
BGA 42 F1	3.031	78,35	20,17	1,48
BGA 43 F1	2.936	72,6	26,2	1,2
BGA 44 F1	2.778	97,49	0,41	2,11
BGA 45 F1	2.232	84,8	13,77	1,43
BGA 45 F2	2.248	80,58	18,12	1,3
BGA 46 F1	2.714	95,17	3,09	1,74
BGA 47 F	2.532	83,65	13,25	3,11
BGA 48 F	2.715	82,94	15,32	1,74
BGA 49 F	2.644	92,3	7,48	0,21
BGA 50 F	3.447	89,68	9,12	1,2
BGA 51 F	2.147	98,29	0,35	1,36
BGA 52 F	2.979	93,07	5,97	0,96
BGA 53 F1	2.242	98,27	0,48	1,25
BGA 53 F2	2.222	97,91	0,74	1,35
BGA 61 F1	2.207	87,78	10,98	1,24
BGA 61 F3	2.163	87,78	10,77	1,46

Der Anteil an Bakterien variiert zwischen 71,44% und 98,73%. Die erfassten Bakterien können 39 Gruppen, sog. Abteilungen, zugeordnet werden, wobei Bakterien aus der Abteilung Firmicutes mit einer relativen Häufigkeit von $59,86\% \pm 8,31\%$ am häufigsten erfasst wurden, gefolgt von Bakterien aus den Abteilungen *Bacteroidetes* ($15,33\% \pm 5,33\%$), *Cloacimonetes* ($3,45\% \pm 3,78\%$), *Tenericutes* ($1,40\% \pm 0,66\%$) und *Actinobacteria* ($1,78\% \pm 3,12\%$) (vgl. Abbildung 6-87). Innerhalb der Abteilungen können die Bakterien weiteren Gruppen, sog. Klassen, Ordnungen, Familien oder Gattungen zugeordnet werden. Eine Auswertung der Ergebnisse auf Ebene der Familien ergab, dass eine Gruppe von bisher nicht-kultivierbaren und dementsprechend nicht charakterisierten Bakterien aus der Klasse der *Clostridia* (*Clostridia MBA03*) die bakteriellen Gemeinschaften mit einer relativen Häufigkeit von $11,54\% \pm 8,23\%$ dominierte; diese Gruppe wurde in allen untersuchten Biogasfermentern nachgewiesen (vgl. Abbildung 6-88). Weitere bakterielle Familien, die häufig gefunden wurden, sind *Ruminococcaceae* mit einer durchschnittlichen relativen Häufigkeit von $11,24\% \pm 4,66\%$, *Clostridiales Family XI* mit $5,79\% \pm 3,44\%$, *Dysgonomonadaceae* mit $5,11\% \pm 3,02\%$ und eine weitere Gruppe bisher nicht-kultivierbarer Bakterien aus der Klasse der *Clostridia* (*Clostridia DTU014*) mit einer durchschnittlichen relativen Häufigkeit von $4,21\% \pm 3,76\%$ (vgl. Abbildung 6-88).

Der Anteil an Archaeen variiert zwischen 0,35% und 27,25%, wobei Archaeen aus der Abteilung *Euryarcheota* mit $9,71\% \pm 6,55\%$ am häufigsten erfasst wurden und in allen Biogasfermentern vertreten waren (vgl. Abbildung 6-87). Eine weitere Klassifizierung zeigt, dass Archaeen aus der Familie *Methanosarcinaceae* mit $6,58\% \pm 6,67\%$ die mikrobiellen Gemeinschaften dominierten. Die bekannteste Gattung dieser

Familie ist *Methanosarcina*. Arten dieser Gattung sind je nach vorherrschenden Umweltbedingungen in der Lage, Methan sowohl über den acetoklastischen (aus Essigsäure) als auch über den hydrogenotrophen (aus CO₂ und H₂) Stoffwechselweg zu produzieren (z. B. De Vrieze et al., 2012; Thauer et al., 2008). Darüber hinaus gelten Arten der Gattung *Methanosarcina* als sehr „stressresistent“, da sie eine vermeintlich hohe Toleranz gegenüber erhöhten Essigsäure- oder auch Ammoniumkonzentrationen aufweisen (De Vrieze et al., 2012). Weitere Familien, die häufig gefunden wurden, sind *Methanosaetaceae* mit $1,64\% \pm 3,07\%$, *Methanobacteriaceae* mit $1,02\% \pm 1,45\%$ und *Methanothermobacteraceae* mit $0,35\% \pm 1,96\%$. *Methanosaeta* ist die einzige Gattung der Familie *Methanosaetaceae*. Vertreter dieser Gattung produzieren Methan ausschließlich (obligat) über den acetoklastischen Weg, also aus Essigsäure, und weisen eine höhere Affinität für Essigsäure auf als Vertreter der Gattung *Methanosarcina* (De Vrieze et al., 2012). Im Vergleich dazu sind Vertreter der Familien *Methanobacteriaceae* und *Methanothermobacteraceae* obligat hydrogenotroph, d. h. sie erzeugen Methan ausschließlich aus CO₂ und H₂.

Diese Ergebnisse entsprechen im Großen und Ganzen der zu erwartenden taxonomischen Zusammensetzung von Biogas-Mikrobiomen (Calusinska et al., 2018; De Vrieze et al., 2015; Maus et al., 2017; Sundberg et al., 2013). Ein vertiefter Einblick in die taxonomischen Profile ergab jedoch deutliche Unterschiede der Mikrobiomstrukturen im Vergleich der untersuchten Anlagen. Unter Berücksichtigung, dass der Fokus auf der Analyse stabil-laufender Anlagen gelegt wurde, stellte sich die Frage, ob sich spezifische Prozesszustände mit indikativen Mikrobiomstrukturen in Verbindung bringen lassen. Diese Aspekte werden in Kapitel 6.4.4 näher betrachtet.

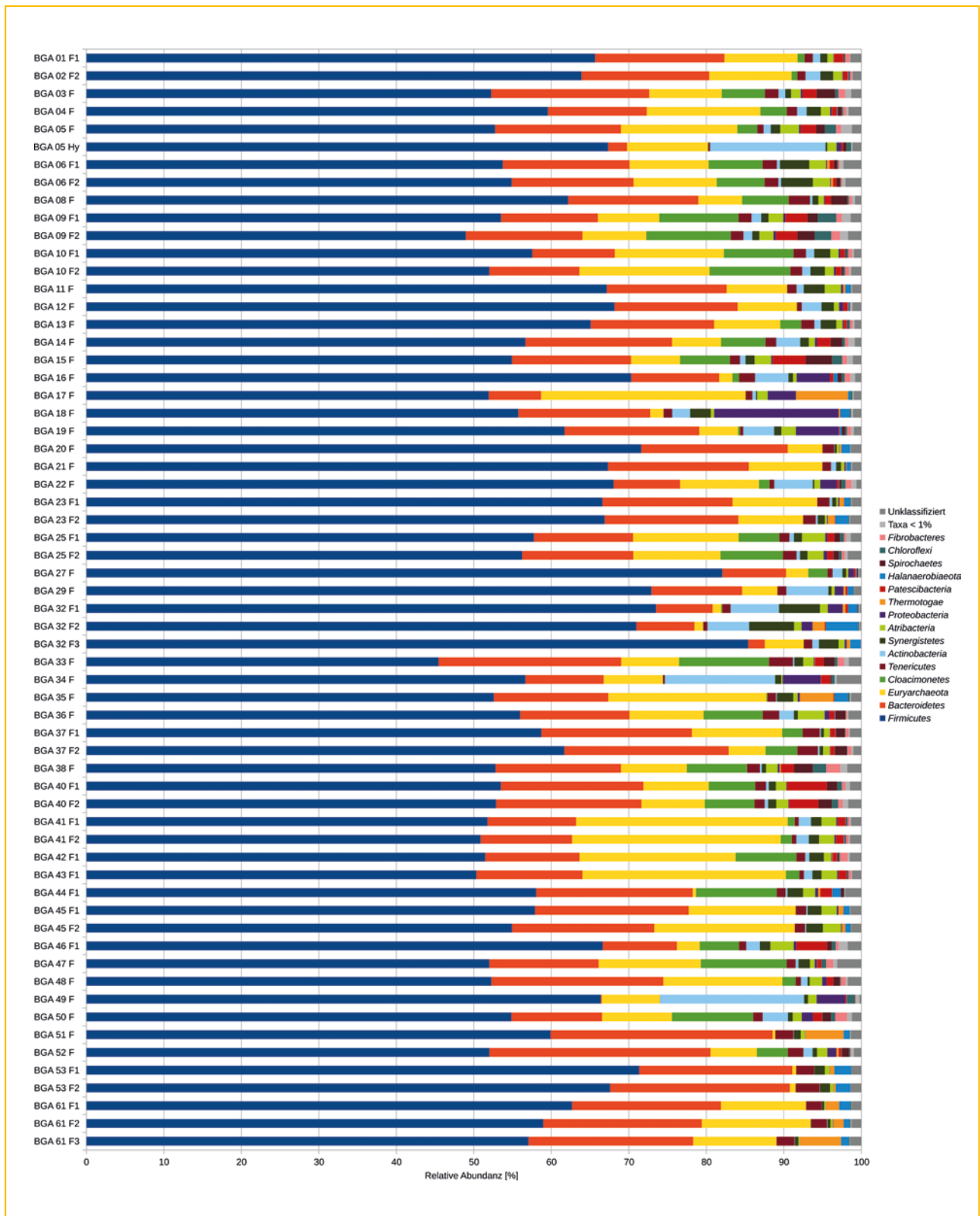


Abbildung 6-87: Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften in 60 Biogasfermentern von 46 Biogasanlagen. Dargestellt sind die vorkommende Arten (Taxa) und die relative Häufigkeit ihres Vorkommens, begrenzt auf die 15 am häufigsten erfassten Gruppen, den sog. Abteilungen

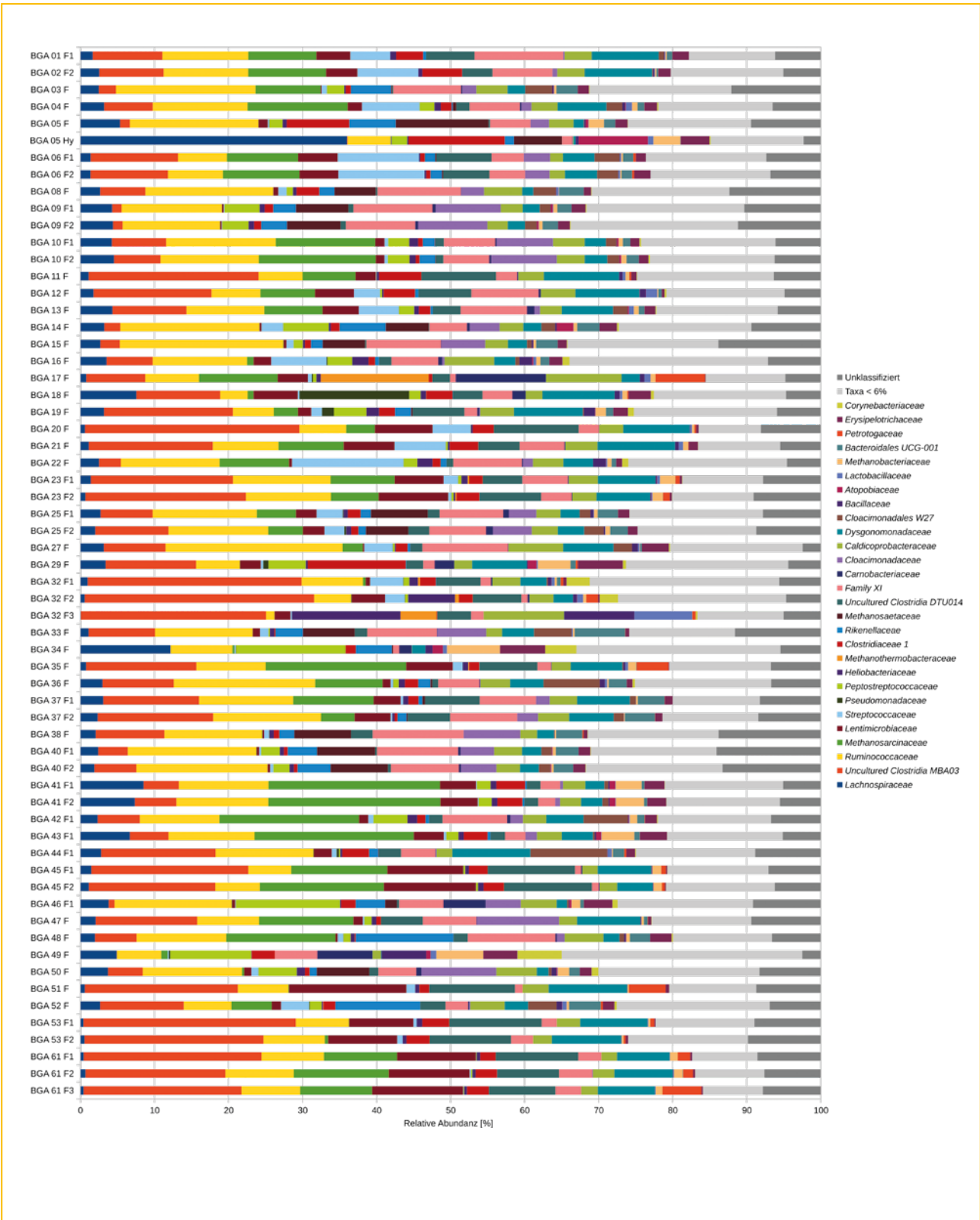


Abbildung 6-88: Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften in 60 Biogasfermentern von 46 Biogasanlagen. Dargestellt sind die vorkommende Arten (Taxa) und die relative Häufigkeit ihres Vorkommens, begrenzt auf die 28 am häufigsten erfassten Gruppen, den sog. Familien

6.5.3 Funktionelle Diversität

Neben der Erfassung der vorkommenden Arten und der relativen Häufigkeit ihres Vorkommens wurden die realisierten Prozesse (Stoffwechselwege) der mikrobiellen Gemeinschaften erfasst. Der Schwerpunkt dieser Untersuchungen lag auf der Erfassung von Proteinen (Enzymen), die die biochemische Prozesskette abdecken. Hierzu wurden die erfassten Proteine den Schritten des 'Anaerobic Digestion Modells 1' (ADM 1, Batstone et al., 2002; Batstone et al., 2015; Heyer et al., 2019a) zugeordnet (vgl. Abbildung 6-89). Die wichtigsten Schritte im Biogasprozess sind die Hydrolyse komplexer Polymere wie Zellulose, Eiweiße und Fette, die Fermentationen inklusive Glykolyse als zentralem Stoffwechselweg und die Methanogenese.

Ein Abgleich der erfassten Stoffwechselwege für den ersten Schritt zeigte, dass Proteine, die der Hydrolyse von Kohlenhydraten und Eiweißen (Proteinen) zugeordnet werden konnten, mit $1,9\% \pm 1,1\%$ bzw. $0,8\% \pm 0,5\%$ am häufigsten gefunden wurden (vgl. Abbildung 6-89A). Der Abbau von Fetten war nur schwach nachweisbar ($0,1\% \pm 0,1\%$). Diese Beobachtungen können mit der chemischen Zusammensetzung der Einsatzstoffe in den untersuchten Biogasanlagen, in denen überwiegend pflanzliche Biomassen mit hohen Anteilen polymerer Kohlenhydrate (z. B. Zellulose) und Proteine verwertet wurden, in Zusammenhang gebracht werden.

Der wichtigste fermentative Stoffwechselweg war die Glykolyse mit $2,9\% \pm 1,3\%$ (vgl. Abbildung 6-89B). Da die Glykolyse ein zentraler Prozess im Energiestoffwechsel fast aller Organismen ist, war eine hohe Abundanz dieser Proteine zu erwarten. Darüber hinaus konnten alle im ADM 1 abgebildeten fermentativen Stoffwechselwege erfasst werden, wobei Proteine, die der Buttersäure- und der Propionsäuregärung zugeordnet wurden mit $1,5\% \pm 1,0\%$ bzw. $0,8\% \pm 0,6\%$ am häufigsten erfasst wurden (vgl. Abbildung 6-89B). Interessanterweise wurden zudem Proteine erfasst, die der ethanolischen Gärung ($0,5\% \pm 0,8\%$), der Milchsäuregärung ($0,3\% \pm 0,3\%$) sowie der Ameisensäuregärung ($0,04\% \pm 0,02\%$) zugeordnet wurden (vgl. Abbildung 6-89B); Prozesse, die bisher nicht im ADM 1 berücksichtigt werden. Die Zuordnung zu den fermentativen

Stoffwechselwegen erlaubt keine Beurteilung, in welcher Richtung diese Wege benutzt werden, also ob organische Säuren produziert oder verbraucht werden, denn für beide Wege werden die gleichen Enzyme verwendet (Sikora et al., 2019). Der Wood-Ljungdahl-Weg ($0,8\% \pm 0,6\%$) ist ein sehr bekanntes Beispiel dafür, dass einige Enzyme zwei entgegengesetzte Stoffwechselwege katalysieren können; in diesem Fall entweder die Homoacetogenese oder die syntrophe Acetatoxidation (Hattori, 2008; Manzoor et al., 2018; Westerholm et al., 2016). In welche Richtung der Wood-Ljungdahl-Weg benutzt wird, lässt sich am besten mit einem Blick auf die Zusammensetzung der archaeellen Gemeinschaft und der damit verbundenen Stoffwechselwege der Methanogenese erklären. In den Biogasanlagen BGA 16, BGA 18, BGA 29, BGA 32, BGA 44, BGA 49, BGA 51 und BGA 53 wurden vergleichsweise hohe Mengen an Proteinen erfasst, die dem Wood-Ljungdahl-Weg zugeordnet wurden (vgl. Abbildung 6-89B). Parallel dazu wurden deutlich weniger Proteine der acetoklastischen Methanogenese zugeordnet (vgl. Abbildung 6-89C). Die archaeellen Gemeinschaften in diesen Anlagen werden von Vertretern der Gattungen *Methanobrevibacter* ($1,10\% \pm 2,01\%$), *Methanothermobacter* ($0,58\% \pm 1,44\%$) und *Methanosarcina* ($0,33\% \pm 0,36\%$) dominiert. Mitglieder der Gattungen *Methanobrevibacter* und *Methanothermobacter* erzeugen Methan ausschließlich über den hydrogenotrophen Weg der Methanogenese, während *Methanosarcina*-Arten je nach vorherrschenden Bedingungen in der Lage sind Methan sowohl über den hydrogenotrophen als auch acetoklastischen Weg zu erzeugen. Da die Bedingungen in diesen Biogasanlagen sowie die identifizierten Proteine für die hydrogenotrophe Methanogenese sprechen, kann davon ausgegangen werden, dass keine/kaum acetoklastische Methanogenese in diesen Fermentern stattfindet. Daher wird die gebildete Essigsäure über den Wood-Ljungdahl-Weg in Richtung der syntrophen Acetatoxidation abgebaut, wobei der entstehende Wasserstoff (H_2) von Archaeen, die in einer sog. Syntrophie mit den Bakterien leben, zu Methan umgesetzt wird (Hattori, 2008; Westerholm et al., 2016).

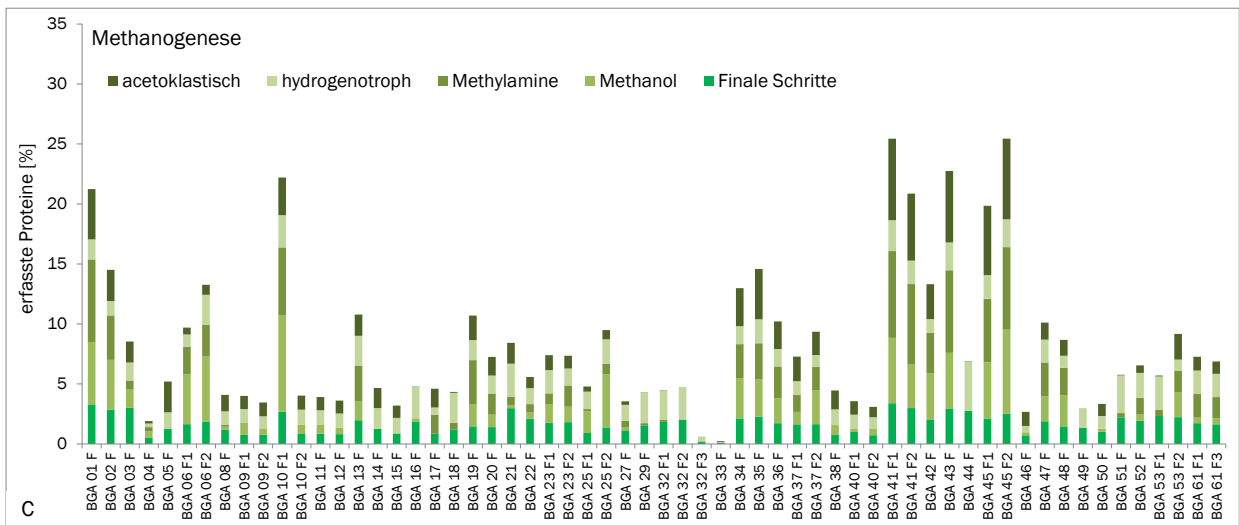
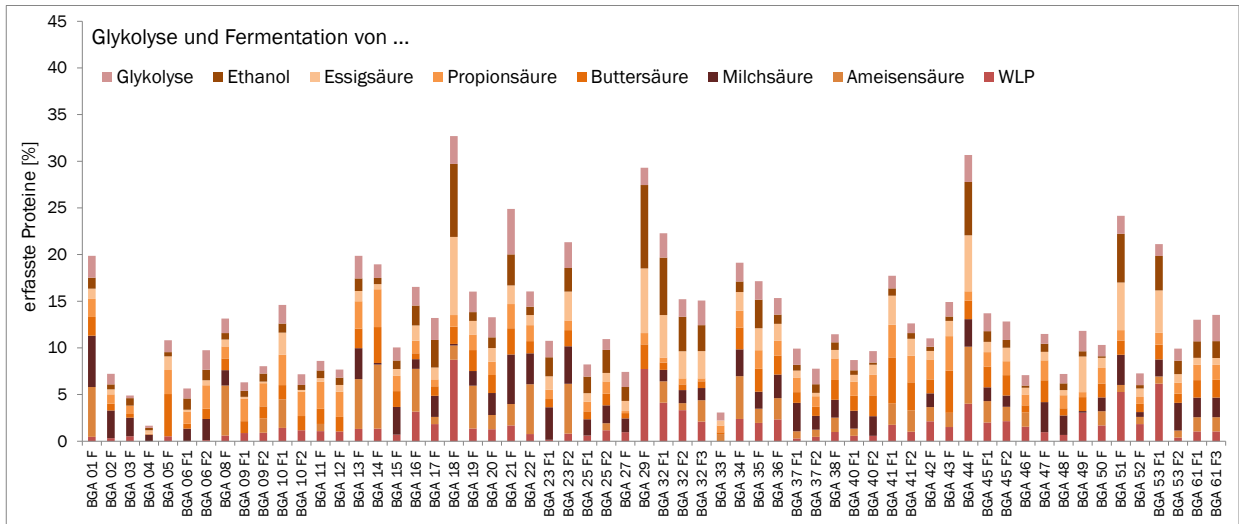
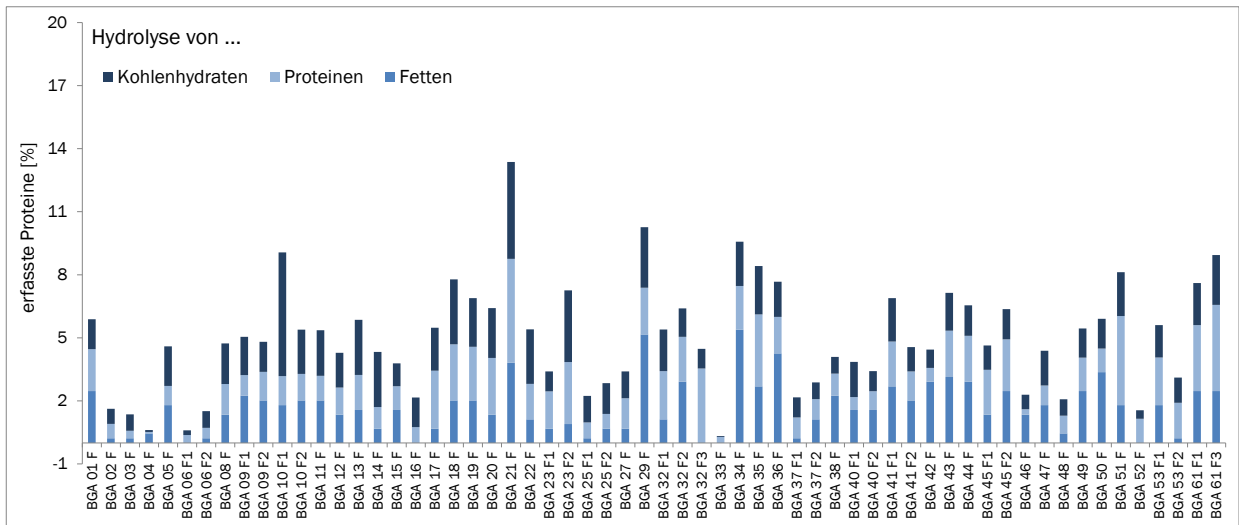


Abbildung 6-89: Hydrolytisch wirksame Enzyme (A), fermentativen Stoffwechselwege (B) sowie methanogene Stoffwechselwege (C) der mikrobiellen Gemeinschaft in den untersuchten Biogasfermentern/-anlagen basierend auf der Zuordnung der erfassten Proteine zu den Schritten des 'Anaerobic Digestion Modell 1'. Prozentuale Angaben beziehen sich auf die Gesamtanzahl aller erfassten Proteine

6.5.4 Ökologische Diversität

Die ökologische Diversität beschreibt die Wechselwirkungen der Mikroorganismen untereinander und mit ihrer Umwelt. Hierfür können verschiedene statistische Verfahren angewandt werden, mit deren Hilfe der Einfluss von Anlagen- und Prozessdaten auf die taxonomische und funktionelle Diversität der mikrobiellen Gemeinschaften sowie der Einfluss der mikrobiellen Gemeinschaften auf die Prozesseffizienz ermittelt werden kann. In diesem Zusammenhang stand die Frage im Vordergrund, ob spezielle Prozesszustände durch bestimmte taxonomische und funktionelle Mikrobiomstrukturen charakterisiert sind.

Zur Anwendung kam u.a. eine Ähnlichkeitsanalyse (die sogenannte nicht-metrische, multidimensionale Skalierung, NMDS; Clarke, 1993), deren formales Ziel es ist, Objekte (z.B. taxonomische oder funktionelle Mikrobiom-Profile verschiedener Biogasfermenter) in einem Diagramm räumlich so anzuordnen, dass die Abstände zwischen den Objekten im Diagramm möglichst den zugrundeliegenden (Un-)Ähnlichkeiten entsprechen. Das heißt, je ähnlicher die mikrobielle Diversität in den untersuchten Biogasfermenter/-anlagen ist, desto näher liegen diese beieinander.

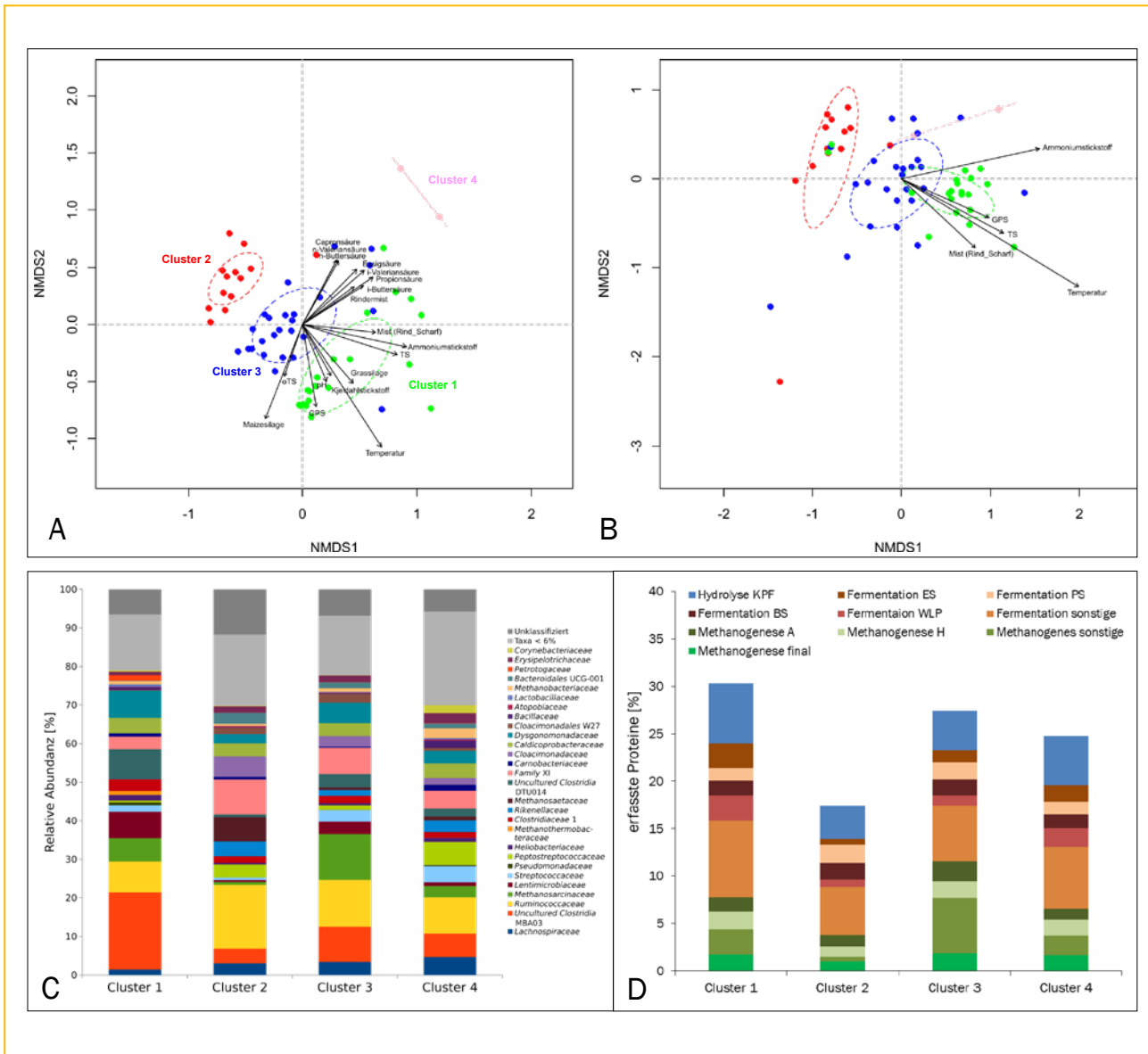


Abbildung 6-90: Ähnlichkeitsanalyse basierend auf der erfassten taxonomischen Diversität (A) und der erfassten funktionellen Diversität (B) im Abgleich mit den verfahrensspezifischen Anlagendaten und chemischen Analysedaten sowie die taxonomischen (C) und funktionellen (D) Mikrobiomstrukturen für die auf Basis der (Un-)Ähnlichkeiten der mikrobiellen Gemeinschaften eingeteilten vier Gruppen (sog. Cluster). KPF = Kohlenhydrate, Proteine, Fette, ES = Essigsäure, PS = Propionsäure, BS = Buttersäure, WLP = Wood-Ljungdahl-Weg, A = acetoklastisch, H = hydrogenotroph

Die untersuchten Biogasanlagen lassen sich auf Basis der (Un-)Ähnlichkeiten ihrer mikrobiellen Gemeinschaften (sowohl taxonomisch als auch funktionell) in vier Gruppen, sog. Cluster, unterteilen (vgl. Abbildung 6-90A und Abbildung 6-90B). Wie zu erwarten, hat die Prozesstemperatur einen wesentlichen Einfluss sowohl auf die Ausbildung der taxonomischen Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften als auch auf deren Funktion, wobei sich die Mikrobiome von thermophil-betriebenen Anlagen ($> 50^{\circ}\text{C}$) von denen differenzieren lassen, die Prozesstemperaturen zwischen $45\text{--}50^{\circ}\text{C}$ unterlagen (Cluster 1). Cluster 1 besteht aus 15 Anlagen (BGA 09, BGA 13, BGA 14, BGA 16, BGA 17, BGA 19, BGA 24, BGA 26, BGA 27, BGA 30, BGA 31, BGA 41, BGA 43, BGA 45 und BGA 46). Dieses thermophile Cluster ist charakterisiert durch eine hohe relative Häufigkeit zweier bisher nicht charakterisierter Bakterien aus der Klasse der *Clostridia* *Clostridia MBA03* mit $20,12\% \pm 6,58\%$ und *Clostridia DTU14* mit $7,72\% \pm 3,44\%$. Darüber hinaus konnten hohe Abundanzen der bakteriellen Familien *Ruminococcaceae* ($7,97\% \pm 4,34\%$), *Dysgonomonadaceae* ($7,10\% \pm 2,81\%$) und *Lentimicrobiaceae* ($6,89\% \pm 4,03\%$), sowie obligat hydrogenotrophe Archaeen der Familien *Methanosarcinaceae* ($6,00\% \pm 5,70\%$) und *Methanothermobacteriaceae* ($1,00\% \pm 3,21\%$) identifiziert werden (vgl. Abbildung 6-90C). Allgemein gilt, dass eine Erhöhung der Prozesstemperatur zu einer erhöhten mikrobiellen Stoffwechselaktivität führt und so pro Zeiteinheit mehr Biomasse in Biogas umgewandelt werden kann (Kim und Lee, 2016; Luo et al., 2015; Westerholm et al., 2018). Dies wird durch die durchgeführten Analysen bestätigt; Cluster 1 zeigt die höchsten Mengen an metabolischen Proteinen, insbesondere für hydrolytisch wirksame und fermentative Enzyme, was eine erhöhte Stoffwechselaktivität anzeigt (vgl. Abbildung 6-90D).

Cluster 2 besteht aus zehn Anlagen (BGA 03, BGA 05, BGA 08, BGA 09, BGA 14, BGA 15, BGA 33, BGA 38, BGA 40 und BGA 46), die mit einer ausgeglichenen Mischung aus pflanzlicher Biomasse (hauptsächlich Mais- und Grassilage) sowie Reststoffen aus der Tierhaltung (Rindermist/-gülle oder Schweinegülle) bei Prozesstemperaturen zwischen 36°C bis 43°C betrieben wurden. Im Vergleich dazu besteht Cluster 3 aus 15 Anlagen (BGA 01, BGA 02, BGA 04, BGA 06, BGA 10, BGA 13, BGA 25, BGA 36, BGA 37, BGA 41, BGA 42, BGA 43, BGA 44, BGA 47 und BGA 48), die ebenfalls mit einer Mischung aus pflanzlicher Biomasse und Reststoffen aus der Tierhaltung bei ähnlichen Temperaturbedingungen wie Cluster 2 betrieben wurden, sich jedoch durch geringfügig höhere Konzentrationen an organischen Säuren ($0,07 \pm 0,07\text{ g L}^{-1}$ vs. $0,54 \pm 0,70\text{ g L}^{-1}$) und Ammonium ($1,8 \pm 0,4\text{ g L}^{-1}$ vs. $2,5 \pm 0,9\text{ g L}^{-1}$) von den Anlagen in Cluster 2 unterscheiden. Basierend auf diesen Ergebnissen kann vermutet werden, dass die erfasste taxonomische und funktionelle Diversität in den Anlagen aus Cluster 2 *Marker-Mikrobiome* für sehr stabil-laufende mesophile Anlagen darstellen. In der wissenschaftlichen Literatur finden sich Hinweise, dass sehr stabil-laufende Anlagen mit einer Kombination von Mikroorganismen aus den bakteriellen Abteilungen Bacteroidetes und Cloacimonetes sowie der archaeellen Gattung *Methanosaeta* korreliert sind (Theuerl et al., 2018). Eine Analyse identifizierte Vertreter der bakteriellen Abteilungen *Acidobacteria*, *Actinobacteria*, *Atribacter*, *Bacteroidetes*, *Cloacimonetes* und *Chloroflexi* in Kombination mit Vertretern der archaeellen Gattungen *Methanosaeta* und *Methanospirillum* als Indikatoren für diese Mikrobiomstruktur, was die Vermutungen von Theuerl et al. (2018) bestätigt. Darüber

hinaus zeigt ein Abgleich mit den erfassten Proteinen, dass in diesen Anlagen die physiologische Aktivität vergleichsweise gering ist bzw. dass die mikrobiellen Gemeinschaften in Cluster 3 aufgrund der etwas ungünstigeren Prozessbedingungen deutlich mehr Enzyme benötigen, um die gleiche Arbeit verrichten zu können (vgl. Abbildung 6-90D).

Die meisten der untersuchten Proben konnten anhand der taxonomischen und funktionellen Diversität der mikrobiellen Gemeinschaften einem bestimmten Cluster zugeordnet werden. Jedoch gab es auch einige Ausnahmen: so liegen die Anlagen BGA 16, BGA 19, BGA 22, BGA 50 und BGA 52 unabhängig von den Prozesstemperaturen eng beieinander. Berücksichtigt man, die Einsatzstoffzusammensetzung in diesen Anlagen, so zeigt sich, dass für die Produktion von Biogas in diesen Anlagen vergleichsweise hohe Mengen an Reststoffen aus der Tierhaltung, hier insbesondere Rindermist/-gülle verwendet wurden. Anlagen, die überwiegend mit Reststoffen aus der Tierhaltung betrieben werden, sind insbesondere Güllekleinanlagen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2015). Im Rahmen des Projektes wurden drei 75 kW Güllekleinanlagen (BGA 34, BGA 49 und BGA 50) mikrobiologisch untersucht (Theuerl et al., in Bearbeitung). Diese Anlagen unterschieden sich in der Anlagentechnik und Betriebsweise (zugeführte Einsatzstoffe und Prozesstemperatur). Die beiden Anlagen BGA 49 und BGA 50 (beides Rührkesselfermenter) wurden bei einer Prozesstemperatur von 42°C betrieben, unterscheiden sich jedoch in der Einsatzstoffzusammensetzung: Während in der BGA 49, neben den Haupteinsatzstoffen Rindermist/-gülle, Mais- und Grassilage, Hühnertrockenkot (ca. 9%) verwendet wurde, war in der BGA 50 Pferdemit (ca. 24%) im Einsatzstoffmix enthalten. Diese beiden Einsatzstoffe wirken sich maßgeblich auf die mikrobielle Diversität aus, insbesondere der relativ hohe Anteil an Hühnertrockenkot in BGA 49 und die damit verbundenen vermeintlich hohen Ammonium-Konzentrationen von $5,5 \pm 1,5\text{ g L}^{-1}$. Im Vergleich dazu wurde die BGA 34 (Pfpfenstromreaktor) als thermophile Anlage (52°C) betrieben. Wie bereits erwähnt führen höhere Temperaturen zu einer erhöhten Stoffwechselaktivität der Mikroorganismen, so dass pro Zeiteinheit mehr Biomasse in Biogas umgewandelt werden kann. Mit einer erhöhten Stoffwechselaktivität stehen aber auch höhere Abbauraten und damit eine beschleunigte Freisetzung von organischen Säuren und anderen potenziell prozesshemmenden Metaboliten in Verbindung, wodurch ein erhöhtes Risiko für instabile Prozessbedingungen besteht (Theuerl et al., 2019b). Genau diese Zusammenhänge finden sich bei der BGA 34, die durch Säurekonzentrationen von bis zu $19,6\text{ g L}^{-1}$ gekennzeichnet war. Aufgrund der eher prozessungünstigen Bedingungen bilden die beiden Güllekleinanlagen BGA 34 und BGA 49 eine eigenständige Anlagengruppe (Cluster 4). Dieses Cluster ist charakterisiert durch hohe relative Häufigkeiten der Familien *Peptostreptococcaceae* ($12,87\% \pm 1,92\%$), *Lachnospiraceae* ($8,52\% \pm 3,62\%$), *Ruminococcaceae* ($7,18\% \pm 1,19\%$) sowie obligat hydrogenotrophe Archaeen der Familie *Methanobacteriaceae* ($6,74\% \pm 0,40\%$).

Zur Gewährleistung einer möglichst stabilen und effizienten Biogaserzeugung sind regelmäßige Prozessüberwachungen heutzutage Standard, da sie nicht nur Einblicke in den grundlegenden Prozessverlauf, sondern darüber hinaus die Möglichkeit bieten, Prozessinstabilitäten zu erkennen (Boe et al., 2010; Drosig, 2013; Theuerl et al., 2019b). Nach wie vor beruht die Prozesssteuerung

auf verfahrenstechnisch-chemischen Parametern sowie auf Erfahrungswerten der Anlagenbetreibenden. Eine stabile und effiziente Biogasproduktion gelingt jedoch nur, wenn die Prozesssteuerung auf einem ausgewogenen mikrobiellen Diversitätsmanagement beruht, das die Anforderungen der mikrobiellen Gemeinschaften berücksichtigt. Hierfür gilt es, die Potentiale und vor allem die Grenzen der Leistungsfähigkeit des Ökosystems 'Biogasfermenter', insbesondere des Biogas-Mikrobioms zu definieren. Bemühungen, ökologische Schwellenwerte zu definieren, gibt es bereits seit den 1970er Jahren (Groffman et al., 2006). Ziel solcher Analysen ist es, Punkte zu definieren, an denen sich relevante Ökosystemeigenschaften plötzlich ändern und die auf vermeintlich kleine Änderungen in bestimmten Umweltfaktoren, z. B. Indikatorarten zurückzuführen sind. Die Ergebnisse der Schwellenwertanalyse sind in Abbildung 6-91 dargestellt.

Die Anwendung einer solchen Schwellenwertanalyse ermöglicht das Auffinden von Indikatorarten, die entweder negativ (Abnahme in der relativen Häufigkeit des Vorkommens einer Art oder Funktion) oder positiv (Zunahme in der relativen Häufigkeit des Vorkommens einer Art oder Funktion) auf Veränderungen spezifischer Umweltparameter reagieren. Dies soll am Beispiel von zwei physikalisch-chemischen Prozessparametern gezeigt werden (vgl. Abbildung 6-91). Dargestellt ist die Reaktion verschiedener Mikroorganismen³ auf variierende Prozesstemperaturen sowie unterschiedliche Ammonium-Stickstoff-Konzentrationen. Kreise symbolisieren die Punkte, an denen die erfassten Indikatorarten die stärkste Veränderung in der relativen Häufigkeit ihres Vorkommens zeigen, wobei zwischen negativer Reaktion (graue Kreise, linke y-Achse) und positiver Reaktion (weiße Kreise, rechte y-Achse) unterschieden wird; je größer der Kreis, desto stärker ist die Reaktion.

Betrachtet man die Reaktion der gesamten mikrobiellen Gemeinschaft, so zeigen sich die stärksten Veränderungen in der mikrobiellen Diversität bei einer Prozesstemperatur von 44,3°C (Taxonomie) bzw. 44,0°C (Proteine/Funktion) sowie bei Ammonium-Stickstoff-Konzentrationen von 2,5 g L⁻¹ (Taxonomie) bzw. 2,6 g L⁻¹ (Proteine/Funktion) (vgl. Abbildung 6-91). Bei beiden Parametern ist die Anzahl an Arten (Taxa), die negativ auf eine Erhöhung reagieren deutlich höher als die Anzahl an Arten (Taxa), die positiv reagieren. Das bedeutet, dass es unter Umständen, also beim Überschreiten bestimmter Schwellenwerte, zu einem (hohen) Diversitäts- und damit ggf. Funktionsverlust im Ökosystem 'Biogasfermenter' kommen könnte. Es bedeutet aber auch, dass es in den mikrobiellen Gemeinschaften sehr widerstandsfähige Arten (Taxa) gibt, die selbst mit vermeintlich kritischen Prozesszuständen zurechtkommen.

Auffällig bei der Schwellenwertanalyse ist, dass sehr viele Arten aus sehr unterschiedlichen Abteilungen (u. a. *Acidobacteria*, *Bacteroidetes*, *Chloroflexi*, *Cloacimonetes*, *Crenarchaeota*, *Euryarchaeota*, *Fibrobacteres*, *Firmicutes*, *Lentisphaerae*, *Patescibacteria*, *Planctomycetes*, *Planctomycetes*, *Spirochaetes*, *Verrucomicrobia*) äußerst sensible, d. h. negativ bei Temperaturen zwischen 41°C und 44°C reagieren (vgl. Abbildung 6-91). Zudem nimmt die Anzahl an Proteinen (Enzymen), die an der Propionsäure- und Buttersäurefermentation (P070-P095) sowie der acetoklastischen

Methanogenes (P134-139) beteiligt sind, in diesem Temperaturbereich deutlich ab. Das heißt in diesem Temperaturbereich ist ein hoher Diversitätsverlust in Kombination mit einem Verlust an spezifischen prozess-relevanten Funktionen zu verzeichnen. Die vorliegenden Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Obergrenze für einen optimalen mesophilen Prozessbetrieb möglicherweise bei 41°C gezogen werden sollte. Im Gegensatz dazu könnte der Beginn thermophiler Bedingung anhand der vorliegenden Ergebnisse durchaus ab 44°C definiert werden.

Allgemein gilt, dass eine Erhöhung der Temperatur zu einer erhöhten Stoffwechselaktivität der Mikroorganismen führt, so dass pro Zeiteinheit mehr Biomasse in Biogas umgewandelt wird. Eine erhöhte Stoffwechselaktivität der Mikroorganismen bedeutet zeitgleich eine beschleunigte Freisetzung von potenziell prozesshemmenden Metaboliten wie Ammonium-Stickstoff. Häufig angegebene Schwellenwerte für eine Hemmung des Prozesses schwanken zwischen 3–5 g L⁻¹ (Alsouleman et al., 2016; Klang et al., 2019; Rajagopal et al., 2013; Westerholm et al., 2016). Ziel vieler Forschungsprojekte war und ist es Empfehlungen für einen optimierten Anlagenbetrieb abzuleiten und Richtwerte bereitzustellen, die auf bevorstehende kritische Prozesszustände hinweisen. In Bezug auf die Ammonium-Stickstoff-Konzentration ergab die Schwellenwertanalyse, dass sehr viele Arten (Taxa) mit einer starken Abnahme in der relativen Häufigkeit ihres Vorkommens deutlich unterhalb der anerkannten Schwellenwerte reagieren; bei Werten zwischen 1,8 und 2,5 g L⁻¹ (vgl. Abbildung 6-91). In der wissenschaftlichen Literatur finden sich Hinweise, dass z. B. Vertreter der Abteilung *Cloacimonetes* 50 Tage vor einer Prozessstörung bedingt durch erhöhte Ammonium/Ammoniak-Konzentrationen, in ihrer relativen Häufigkeit deutlich abnahmen (Klang et al., 2019). Die Schwellenwertanalyse identifizierte ein Taxon aus dieser Abteilung (*Cloacimonadaceae W5*) dessen relative Häufigkeit ab Ammonium-Stickstoff-Konzentration von 2,4 g L⁻¹ sehr stark abnahm. Weitere sensible reagierende Arten (Taxa) mit Schwellenwerten zwischen 1,7–2,3 g L⁻¹ können den bakteriellen Abteilungen *Bacteroidetes* und *Patescibacteria* sowie der archaellen Gattung *Methanosaeta* zugeordnet werden. Die vorliegenden Ergebnisse können nicht dahingehend interpretiert werden, dass der chemisch-definierte Richtwert für eine bevorstehende Prozessstörung im Zusammenhang mit der Ammonium-Stickstoff-Konzentration herabgesetzt werden muss, da es durchaus Arten gibt, die sich an erhöhte Ammonium-Stickstoff-Konzentration anpassen können, so dass eine angemessene Prozessstabilität gewährleistet ist. Die Anzahl an Arten (Taxa), die positiv auf steigende Ammonium-Stickstoff-Konzentrationen reagiert, ist zwar deutlich geringer, jedoch wurden Arten identifiziert, die sich erst ab 2,5 g L⁻¹ in der mikrobiellen Gemeinschaft richtig etablieren. Hierzu zählen Vertreter aus den bakteriellen Abteilungen *Actinobacteria*, *Firmicutes*, *Halanaerobiaeota* und *Proteobacteria* sowie aus der archaellen Gattung *Methanobacterium*. Diese Analyse zeigt, dass nicht „einfach“ ein chemischer Prozessparameter definiert werden kann, anhand dessen sich der Prozesszustand beurteilen oder eine bevorstehende Instabilität/Störung ableiten lässt, sondern dass die Mikrobiomstruktur und die Reaktion spezifischer Indikatorarten als Entscheidungsgrundlage berücksichtigt werden muss.

³ Zum besseren Verständnis wird hier der Begriff 'Mikroorganismen' verwendet. Wissenschaftlich korrekt handelt es sich um Gattungen, die auf Basis der 16S rRNA-Genamplifikonsequenzierung erfasst wurden.

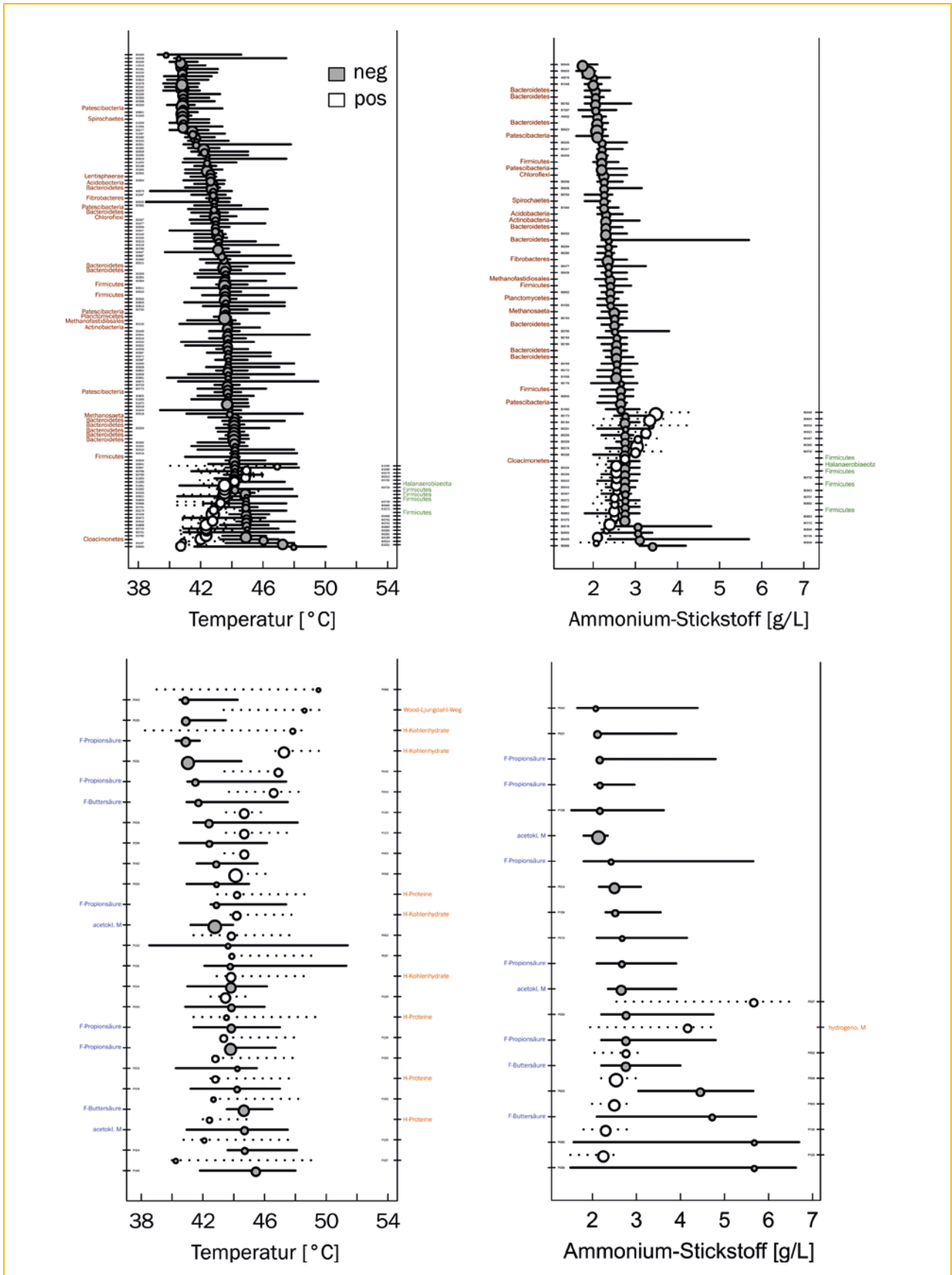


Abbildung 6-91: Schwellenwertanalyse zur Erfassung von mikrobiellen Indikatorarten (obere zwei Abbildungen) oder von Indikatorproteinen (untere zwei Abbildungen) für spezifische Prozesszustände. Kreise symbolisieren die Punkte, an denen die erfassten Indikatorarten/-proteine die stärkste Veränderung in der relativen Häufigkeit ihres Vorkommens zeigen, wobei zwischen negativer Reaktion (Abnahme, graue Kreise, linke y-Achse) und positiver Reaktion (Zunahme, weiße Kreise, rechte y-Achse) unterschieden wird; je größer der Kreis, desto stärker ist die Reaktion. A = Archaeon, B = Bakterium, P = Protein

7 VERGLEICHENDE BEWERTUNG DER BIOGASANLAGEN

Ein wichtiges Ziel des BMP III war es, innovative Methoden zur übergreifenden Beschreibung und Bewertung des Anlagenzustands und Betriebserfolgs zu entwickeln, diese auf die untersuchten Biogasanlagen anzuwenden und deren Aussagekraft und Tauglichkeit für die Praxis zu beurteilen. Hierbei wurden zwei Anwendungsfälle betrachtet: (1) die vergleichende Bewertung der verschiedenen Anlagen im Sinne eines Benchmarkings und (2) die Bewertung einzelner Anlagen im Zeitverlauf, beispielsweise um den Erfolg von Repowering-Maßnahmen zu bewerten. Fall (1) ist insofern besonders anspruchsvoll, als hier Anlagen mit sehr unterschiedlicher Konfiguration zu vergleichen sind.

Die folgende Darstellung der Bewertungsergebnisse enthält im ersten Abschnitt eine Querschnittsauswertung und ein Ranking (horizontaler Anlagenvergleich) derjenigen Biogasanlagen im Messprogramm, welche mit der Basismethode ausgewertet werden konnten. Im zweiten Abschnitt wird die Wirkung von Repowering-Maßnahmen an einzelnen Anlagen bewertet (vertikaler Anlagenvergleich).

Das Benchmarksystem ist derzeit nur auf Betriebe anwendbar, welche das Biogas in Blockheizkraftwerken verwerten. Damit eine Auswertung möglich ist, muss zudem von der zu bewertenden Biogasanlage und den zugehörigen BHKW ein Mindestmaß an gemessenen Daten verfügbar sein. Für einzelne Parameter können gegebenenfalls Ersatzwerte durch Schätzung ermittelt werden. Nach gründlicher Auswertung und teilweiser Ergänzung der Datenbank für die Biogasanlagen im Messprogramm stand fest, dass 48 von den insgesamt 61 untersuchten Biogasanlagen mit der Basismethode bewertet werden konnten. Einen detaillierten Überblick über die verfügbaren Messdaten und notwendige Ergänzungen gibt Tabelle 7-6.

7.1 Querschnittsauswertung und Ranking von 61 BGA

Für die Querschnittsauswertung wurden alle 48 zu bewertenden Anlagen anhand von sieben Kriterien (vgl. Abschnitt 3.4.2.2) den vier Effizienzklassen „sehr gut“/„gut“/„ausreichend“/„ungenügend“ zugeordnet (darunter sind diejenigen Anlagen doppelt vertreten, welche über zwei Jahre gemessen wurden). Diese Bewertung nach Effizienzklassen kann dazu dienen, eine erste Einschätzung der Schwachstellen bzw. des Verbesserungsbedarfs der Biogasanlagen hinsichtlich folgender Kriterien vorzunehmen:

- Ausschöpfung des Gasertragspotentials der Einsatzstoffe: Relative Methanausbeute,
- Produktivität des Fermentersystems: Methanproduktivität,
- Zielerreichung bei der Ausnutzung der elektrischen Bemesungsleistung der Gasverwertungseinrichtung: Leistungsausnutzung und
- Bereitstellung von Nutzenergie aus der Verwertung des erzeugten Biogases: Methan-Nutzungsgrad.

Die Effizienzklassen wurden für die Zusammenstellung der Querschnittsbewertung in Tabelle 7-1 mit Farbcodes versehen, so dass bereits mit wenigen Blicken ein Eindruck vom Anlagenzustand bzw. den Schwachstellen gewonnen werden kann. Diese Bewertungstabelle für die 48 Biogasanlagen zeigt sich „bunt“.

Tabelle 7-1: Übersicht des Bewertungsergebnisses mit der Basismethode für 48 Biogasanlagen im Messprogramm nach Effizienzklassen

BGA	Relative Bio-gasausbeute	Methanproduktivität	Biogasproduktion	Leistungs-ausnutzung	Methan-Nutzungsgrad	Biogasverwertung	Anlageneffizienz zusammengefasst
01	gut	ausreichend	gut	sehr gut	gut	gut	gut
02	gut	ausreichend	gut	ausreichend	gut	gut	gut
03	gut	ausreichend	gut	sehr gut	sehr gut	sehr gut	gut
04	gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	gut	gut	ausreichend
05	ungenügend	ungenügend	ungenügend	ausreichend	ausreichend	ausreichend	ungenügend
06	gut	sehr gut	gut	sehr gut	gut	gut	gut
08	gut	ausreichend	gut	sehr gut	ausreichend	ausreichend	ausreichend
09	sehr gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	ungenügend	ungenügend	ungenügend
10	gut	gut	gut	sehr gut	gut	gut	gut
11	ausreichend	ausreichend	ausreichend	ausreichend	gut	ausreichend	ausreichend
12	gut	ausreichend	gut	sehr gut	gut	ausreichend	gut
13	sehr gut	gut	sehr gut	gut	ausreichend	ausreichend	ausreichend
14	gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	ungenügend	ungenügend	ungenügend
16	sehr gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	ungenügend	ungenügend	ungenügend
17	sehr gut	gut	sehr gut	ausreichend	gut	ausreichend	ausreichend
18	sehr gut	sehr gut	sehr gut	ausreichend	gut	ausreichend	gut
20	gut	ausreichend	gut	sehr gut	sehr gut	sehr gut	gut
21	gut	gut	gut	ungenügend	sehr gut	gut	gut
22	sehr gut	ausreichend	gut	ausreichend	gut	ausreichend	gut
23	ungenügend	sehr gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	gut	ungenügend
24	ausreichend	ungenügend	ungenügend	ungenügend	ausreichend	ausreichend	ungenügend
25	gut	ausreichend	gut	sehr gut	sehr gut	sehr gut	gut
26	gut	ausreichend	gut	gut	gut	gut	gut
27	ungenügend	sehr gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	gut	ungenügend
28	sehr gut	ausreichend	gut	ausreichend	ausreichend	ungenügend	ausreichend
29	gut	gut	gut	sehr gut	ungenügend	ausreichend	ausreichend
30	ausreichend	ungenügend	ungenügend	ausreichend	ungenügend	ungenügend	ungenügend
31	gut	ausreichend	gut	ungenügend	ungenügend	ungenügend	ungenügend
32	sehr gut	ungenügend	ausreichend	gut	sehr gut	gut	ausreichend
33	gut	ausreichend	gut	sehr gut	sehr gut	sehr gut	gut
36	sehr gut	gut	gut	ausreichend	ausreichend	ausreichend	ausreichend
37	gut	sehr gut	gut	sehr gut	sehr gut	sehr gut	gut
38	gut	sehr gut	gut	ausreichend	gut	ausreichend	gut
39	gut	gut	gut	sehr gut	ausreichend	ausreichend	ausreichend
40	gut	ausreichend	gut	sehr gut	ungenügend	ungenügend	ungenügend
41	ausreichend	ausreichend	ausreichend	sehr gut	ausreichend	ausreichend	ausreichend
43	sehr gut	ungenügend	ausreichend	ausreichend	gut	ausreichend	ausreichend
47	gut	gut	gut	sehr gut	gut	sehr gut	gut
48	sehr gut	ausreichend	gut	gut	sehr gut	gut	gut
49	sehr gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	sehr gut	sehr gut	ausreichend
50	sehr gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	sehr gut	sehr gut	ausreichend
51	gut	sehr gut	gut	sehr gut	sehr gut	gut	gut
52	gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	sehr gut	sehr gut	ausreichend
54	gut	gut	gut	sehr gut	sehr gut	sehr gut	gut
56	gut	ungenügend	ausreichend	ungenügend	sehr gut	gut	ausreichend
57	gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	ungenügend	ungenügend	ausreichend
58	gut	ausreichend	gut	gut	sehr gut	gut	gut
59	gut	ungenügend	ausreichend	sehr gut	ungenügend	ungenügend	ungenügend

Tabelle 7-2 zeigt die absoluten Häufigkeiten der Zuordnung zu den vier Effizienzklassen für die einzelnen Bewertungskriterien. Betrachtet man die Biogasproduktion, so erhalten 29 von 48 Anlagen mindestens die Bewertung „gut“, weisen also entsprechend der hier verwendeten Nomenklatur keine signifikanten Schwachstellen auf; für die Biogasverwertung ist dies nur für 24 von 48 Anlagen der Fall.

Tabelle 7-2: Zahlenmäßige Beschreibung des Bewertungsergebnisses nach Tabelle 7-1.

	sehr gut	gut	ausreichend	ungenügend
Relative Biogasausbeute	13	28	4	3
Methanproduktivität	7	9	17	15
Biogasproduktion	3	26	14	5
Leistungsausnutzung	26	5	13	4
Methan-Nutzungsgrad	17	14	8	9
Biogasverwertung	10	14	15	9
Effizienz insgesamt	0	20	17	11

Der „Biogas Doc“ errechnet neben der Effizienzklasse jeweils einen sogenannten Effizienzwert für die Kategorien „Biogasproduktion“, „Biogasverwertung“ sowie „Effizienz insgesamt“. Der Effizienzwert ist auf eine Skala von 0 (geringstmögliche Effizienz) bis 100 (höchstmögliche Effizienz) normiert. Anhand dieser Effizienzwerte wurde ein Ranking der Biogasanlagen im Messprogramm vorgenommen. Im Übrigen kann jede Biogasanlage, die mit dem „Biogas Doc“ (in derselben Version) bewertet wird, in dieses Ranking eingeordnet werden.

In den folgenden Balkendiagrammen für das Ranking der Anlagen fällt zunächst eine Clusterung der Bewertungsergebnisse auf. Dies erscheint nicht wünschenswert, bedeutet es doch, dass viele der Anlagen in Bezug auf die Effizienz nicht eindeutig voneinander unterschieden werden können. Gleichzeitig ist dies ein Effekt der begrenzten Auflösung der Metho-

de aufgrund einerseits der realistischen Berücksichtigung von Messungenauigkeiten und andererseits der programmiertechnischen Umsetzung.

Für die Biogasproduktion setzen sich im Ranking mit den als sehr gut bewerteten BGA 18 und 17 zwei Spitzenreiter ab (vgl. Abbildung 7-1). Am unteren Ende der Effizienzska rangieren drei Anlagen mit Effizienzwerten von lediglich ca. 13 bis 14: Grund hierfür ist in allen drei Fällen eine ungenügende Biogasausbeute von 90 % oder weniger. Auffällig ist die Häufung von Biogasanlagen mit einem Effizienzwert von 62,5 (17 Anlagen) bzw. 37,5 (elf Anlagen). Wie diese Häufungen im Detail zustande kommen, würde einer genaueren Analyse der Methode bedürfen. Auf jeden Fall handelt es sich um einen Effekt der geringen Zahl von Effizienzklassen und der begrenzten numerischen Auflösung des Effizienzkennwerts.

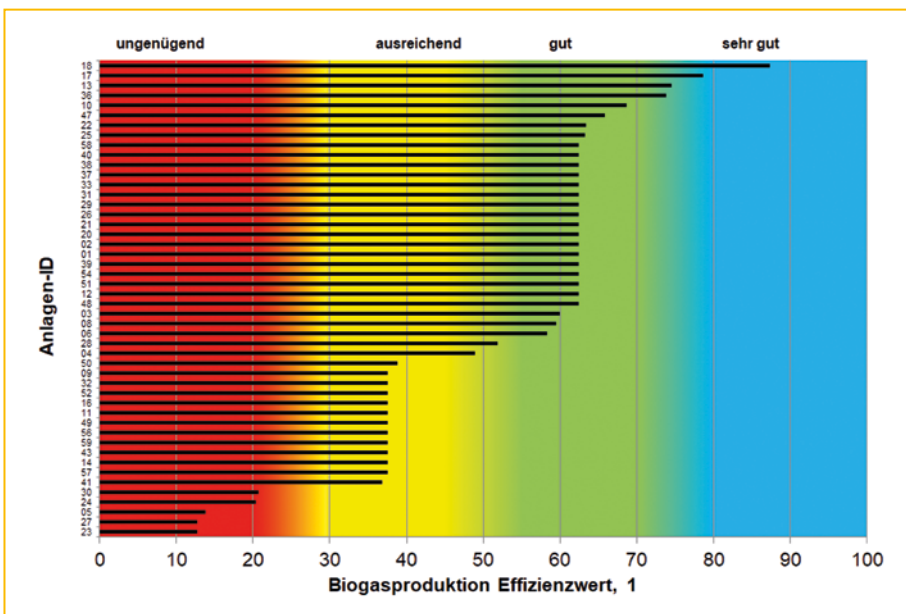


Abbildung 7-1: Ranking von 48 Biogasanlagen im Messprogramm für die Kategorie „Biogasproduktion“; die Anlagen sind nach Effizienzwert von oben nach unten absteigend angeordnet, die Farbverläufe in der Zeichnungsfläche illustrieren die Effizienzklassen.

Aufgrund der oben beschriebenen Priorisierung des Bewertungskriteriums Relative Biogasausbeute (RBY) innerhalb der Kategorie Biogasproduktion kann das Manko der ungenügenden Biogasausbeute von BGA 23 und 27 auch durch deren sehr gute Methanproduktivität nicht kompensiert werden (vgl. Tabelle 7-1). Die ungenügende Biogasausbeute ist im Fall von BGA 27 keine Überraschung, da es sich hierbei um eine einstufige Gärstrecke mit offener Gärrestlagerung handelt. Damit bleibt nicht nur ein nennenswerter Anteil des energetischen Potentials der Einsatzstoffe ungenutzt, sondern es entsteht durch die Freisetzung signifikanter Mengen von Methan während der Gärrestlagerung auch eine erhebliche negative Umweltwirkung. BGA 23 weist die höchste oTS-Raumbelastung aller Anlagen im Messprogramm auf sowie eine vergleichsweise kurze hydraulische Verweilzeit in der dreistufigen Gärbehälterkaskade, womit sich die unterdurchschnittliche Biogasausbeute plausibel begründen lässt. Bei BGA 05 muss von einem signifikanten nicht quantifizierbaren Gasverlust aus der offenen Hydrolysestufe ausgegangen werden.

Von den 26 Anlagen mit guter Bewertung der Biogasproduktion finden sich einerseits 15 mit einer lediglich ausreichenden, andererseits vier mit einer sehr guten Bewertung der Methanproduktivität (MPR). Die Methanproduktivität korreliert mit der oTS-Raumbelastung (vgl. Abbildung 6-37 in Kapitel 6.2.6.2). Betrachtet man für alle Anlagen das Verhältnis von Methanproduktivität und oTS-Raumbelastung, so lässt sich erwartungsgemäß eine gewisse Clusterung der jeweiligen Anlagen mit sehr guter MPR bei hoher Raumbelastung oberhalb von $3,8 \text{ kg}_{\text{oTS}}/(\text{m}^3 \text{ d})$ und ausreichender MPR bei mittlerer Raumbelastung im Bereich von $1,7 \text{ bis } 2,7 \text{ kg}_{\text{oTS}}/(\text{m}^3 \text{ d})$ feststellen (vgl. Abbildung 7-2).

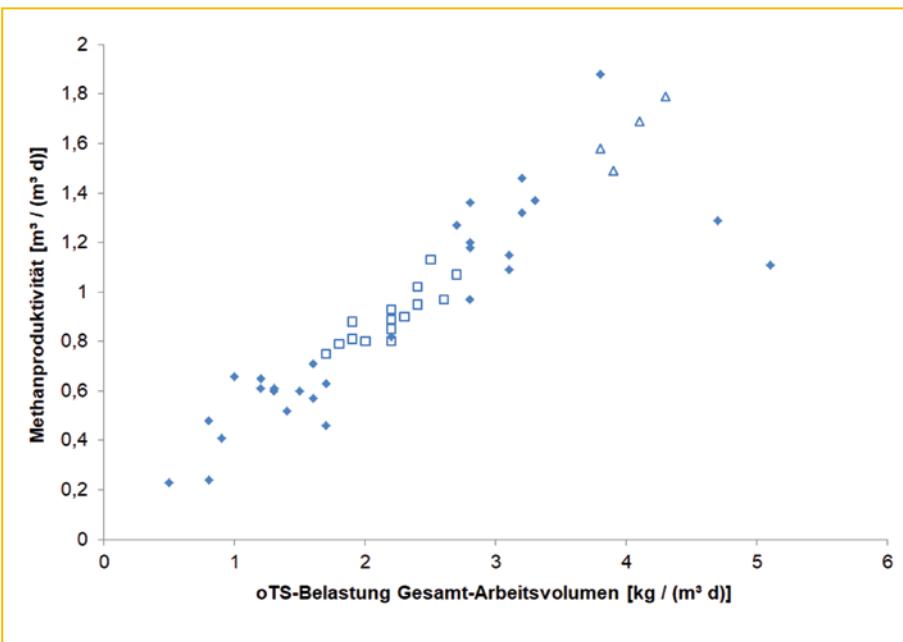


Abbildung 7-2: Verhältnis von oTS-Raumbelastung und Methanproduktivität des gesamten Arbeitsvolumens des Fermentersystems, d. h. exklusive eventueller Gärrestlager mit Gaserfassung für 48 Biogasanlagen; hervorgehoben sind von den Anlagen mit guter Bewertung der Biogasproduktion diejenigen mit ausreichender (Quadrate ohne Füllung) bzw. mit sehr guter (Dreiecke ohne Füllung) Bewertung der Methanproduktivität.

Für die Biogasverwertung ist zunächst festzustellen, dass der Anteil der Anlagen mit einerseits sehr guter oder andererseits ungenügender Bewertung deutlich größer ist als für die Biogasproduktion, während das Mittelfeld hier dünner besetzt ist (vgl. Tabelle 7-2 und Abbildung 7-3). Dem Regelwerk entsprechend führt ein ungenügender Methan-Nutzungsgrad (MUR), wie er in neun Fällen festgestellt wurde, stets zu einem „ungenügend“ für die Biogasverwertung (vgl. Tabelle 7-1).

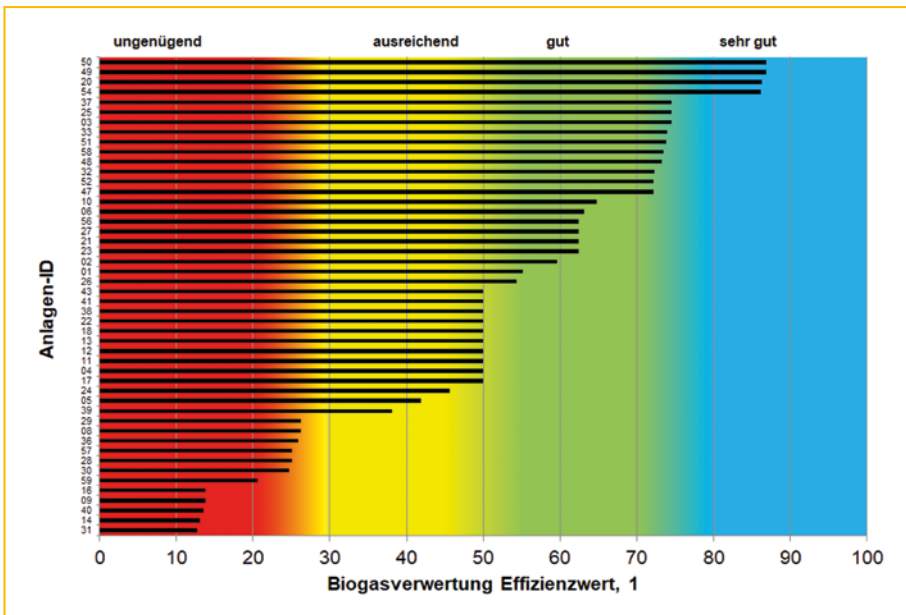


Abbildung 7-3: Ranking von 48 Biogasanlagen im Messprogramm für die Kategorie „Biogasverwertung“; die Anlagen sind nach Effizienzwert von oben nach unten absteigend angeordnet.

Klassifiziert man nach MUR, so erzielen 29 von 48 Biogasanlagen einen Wert von über 55 %. Im Vergleich zu den Werten des MUR, die von der LfL im Rahmen des Monitorings der Bayerischen Pilot-Biogasanlagen von 2012 bis 2014 erhoben wurden, zeigt sich für das BMP III damit ein deutlich größerer Anteil von Anlagen mit einem Methan-Nutzungsgrad von 55 bis unter 65 %, jedoch ein geringerer Anteil mit einem MUR von 65 % oder höher (vgl. Abbildung 7-4).

Das Histogramm für die elektrische Leistungsausnutzung in Abbildung 7-5 zeigt ein deutlich anderes Bild als für die Arbeitsausnutzung (vgl. Abbildung 6-8). Die Hälfte der Anlagenbetreiber erzielte hier mit über 95 % eine sehr effektive Ausnutzung des Vergütungsrahmens für die Stromerzeugung.

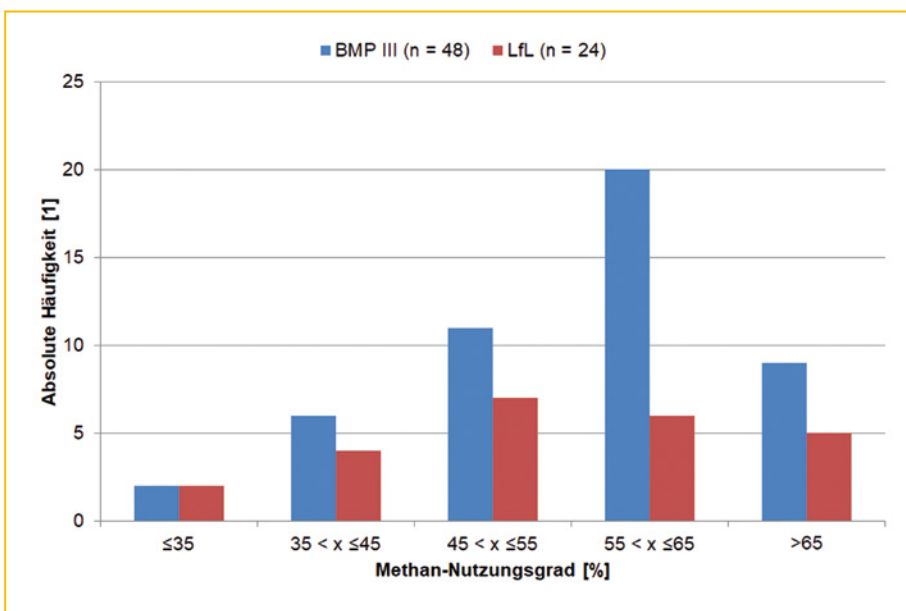


Abbildung 7-4: Histogramme des Methan-Nutzungsgrades für 48 Biogasanlagen im Messprogramm bzw. 24 Biogasanlagen im Biogas-Monitoring der LfL (Ebertseder et al., 2012; Streicher et al., 2016).

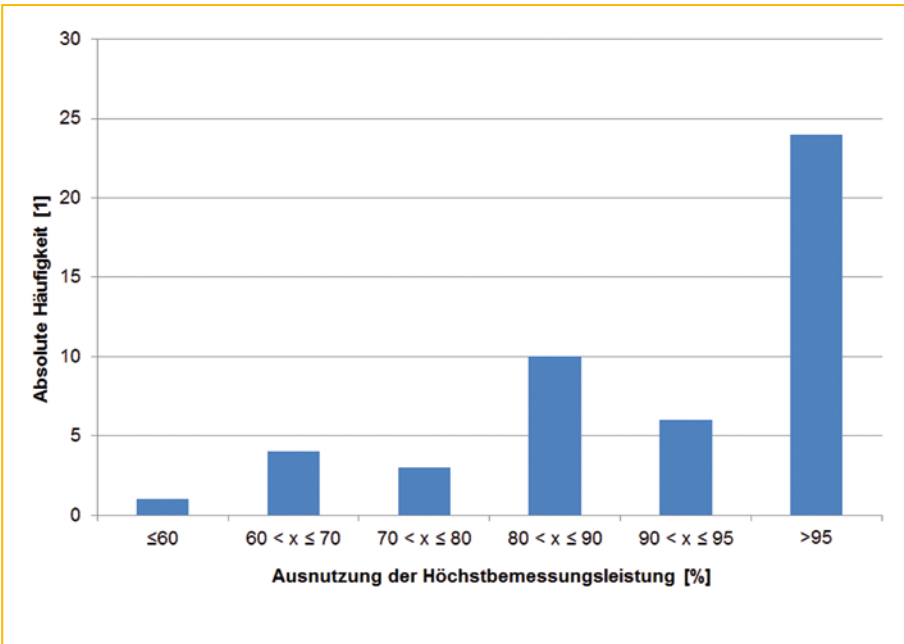


Abbildung 7-5: Histogramm der Leistungsausnutzung (= Ausnutzung der elektrischen Höchstbemessungsleistung) für 48 Anlagen im Messprogramm.

Auch für die Biogasverwertung zeigt sich eine auffällige Häufung von Anlagen: in diesem Fall sind es zehn Anlagen mit einem Effizienzwert von 50,0 (vgl. Abbildung 7-3). In der zusammenfassenden Bewertung (vgl. Abbildung 7-6) ergeben sich Häufungen bei Effizienzwerten von 62,5 (zwölf Anlagen), 37,5 (neun Anlagen) und 12,7 (acht Anlagen); Effizienzwerte von 50,0 bzw. 50,1 erreichen sechs Anlagen.

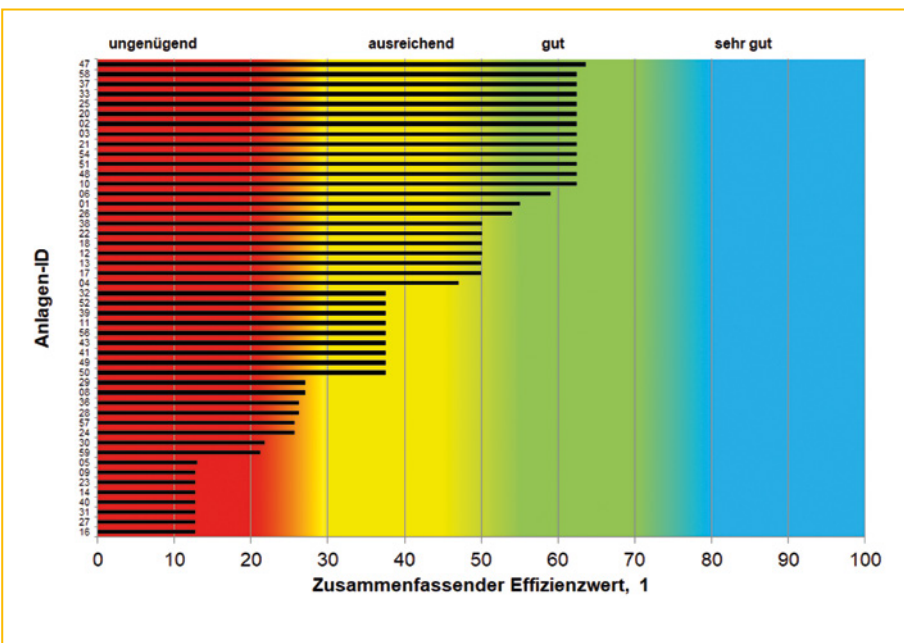


Abbildung 7-6: Ranking von 48 Biogasanlagen im Messprogramm für die „zusammengefasste Anlageneffizienz“; die Anlagen sind nach Effizienzwert von oben nach unten absteigend angeordnet.

Für die vorliegende Betrachtung wichtiger als das noch aufzuklärende Phänomen der Häufungen in der verwendeten Basismethode ist das Ergebnis, dass aufgrund der „strengen“ Regeln für die Zusammenfassung der Bewertungen keine der Biogasanlagen im Messprogramm insgesamt ein „sehr gut“ erhält. Immerhin 19 der 48 bewerteten Anlagen erzielen jedoch ein „gut“, andererseits ergibt sich in zwölf Fällen ein „ungenügend“ (vgl. Tabelle 7-2).

Gemäß der Interpretation der Effizienzklassen sind bei einem „ungenügend“ schwerwiegende Mängel an der Anlage zu vermuten und bei einem „ausreichend“ immer noch signifikante Schwachstellen. Um diesen Schwachstellen im Einzelnen auf die Spur zu kommen, sind natürlich detailliertere Informationen von den jeweiligen Anlagen sowie ein sehr gutes Verständnis der gesamten Prozesskette der Biogaserzeugung und –verwertung erforderlich. An dieser Stelle kann nur auf einige auffällige Schwachstellen anhand der Gesamtschau der Biogasanlagen im Messprogramm eingegangen werden.

Die Methanproduktivität, MPR ist dasjenige Bewertungskriterium mit dem schlechtesten Bewertungsprofil in der Querschnittsauswertung (vgl. Tabelle 7-2). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei der Bewertung mit der Basismethode die MPR

zunächst „nivelliert“ wird, um den Einfluss der Substratauswahl zu verringern (vgl. Kapitel 3.4.2.2). Fälle mit guter Bewertung sowohl der Methanproduktivität als auch der Biogasproduktion sind insgesamt relativ selten (sieben Anlagen), da diese beiden Kennwerte prinzipiell gegenläufig sind. Dies wird deutlich an denjenigen zwölf Anlagen, die ein „gut“ oder „sehr gut“ für die relative Biogasausbeute erzielen, jedoch aufgrund einer sehr geringen Methanproduktivität nur eine „ausreichende“ Gesamtbewertung der Biogasproduktion erhalten. Bei diesen Anlagen sollte ein gewisser Spielraum bestehen, das vorhandene Fermentationsvolumen produktiver zu nutzen, wenn entsprechende Substrate verfügbar sind.

Die methodische Schwierigkeit, bei zunehmender Flexibilisierung der Stromerzeugung einen vergleichbaren Ausnutzungsgrad für das BHKW zu berechnen, konnte hier nur teilweise überwunden werden. Auch bei Heranziehung der „Leistungsausnutzung“ auf Basis der elektrischen Höchstbemessungsleistung werden einzelne Anlagen systematisch benachteiligt. Es werden deshalb zunächst diejenigen vier Anlagen, die demzufolge ein „ungenügend“ für die Leistungsausnutzung erhalten, näher betrachtet. Wie Tabelle 7-3 zeigt, ist das Bewertungsprofil dieser vier Anlagen deutlich verschieden.

Tabelle 7-3: Vergleich der vier Biogasanlagen im Messprogramm mit ungenügender Bewertung der Leistungsausnutzung.

ID	Gesamt- oTS-B _{rs} [kg/(m ³ d)]	Spezif. P _{el} [kW/m ³]	Leistungsausnutzung [%]		Methan- Nutzungsgrad [%]		Biogasverwertung		Insgesamt	
21	3,1	0,32	61	ungenüg.	63	sehr gut	gut	62,5	gut	62,5
24	1,7	0,13	64	ungenüg.	50	ausreich.	ausreich.	45,6	ungenüg.	25,6
31	2	0,31	50	ungenüg.	43	ungenüg.	ungenüg.	12,7	ungenüg.	12,7
56	1,4	0,14	61	ungenüg.	63	sehr gut	gut	62,5	ausreich.	37,5

Die Anlagen 21 und 56 weisen einen sehr guten Methan-Nutzungsgrad auf und erzielen wegen der Priorisierung dieses Bewertungskriteriums insgesamt ein „gut“ für die Biogasverwertung. Anlage 24 erhält ein „ausreichend“, während Anlage 31 das „Schlusslicht“ für den Bereich der Biogasverwertung markiert. (Effenberger et al., 2008) schlagen für ein simples, orientierendes Benchmarking eine Betrachtung der spezifischen installierten elektrischen BHKW-Leistung und der erzielten Arbeitsausnutzung vor. Verwendet man hier die Bemessungsleistung ergibt sich für die 48 zu vergleichenden Anlagen der in Abbildung 7-7 gezeigte Zusammenhang mit der Methanproduktivität: Diese ist für alle vier hier betrachteten Anlagen unterdurchschnittlich. Es wäre daher – insbesondere für die vergleichsweise moderat belasteten Anlagen 24 und 56 – zu prüfen, ob es Defizite beim Gärprozess gibt und dieser produktiver gestaltet werden könnte.

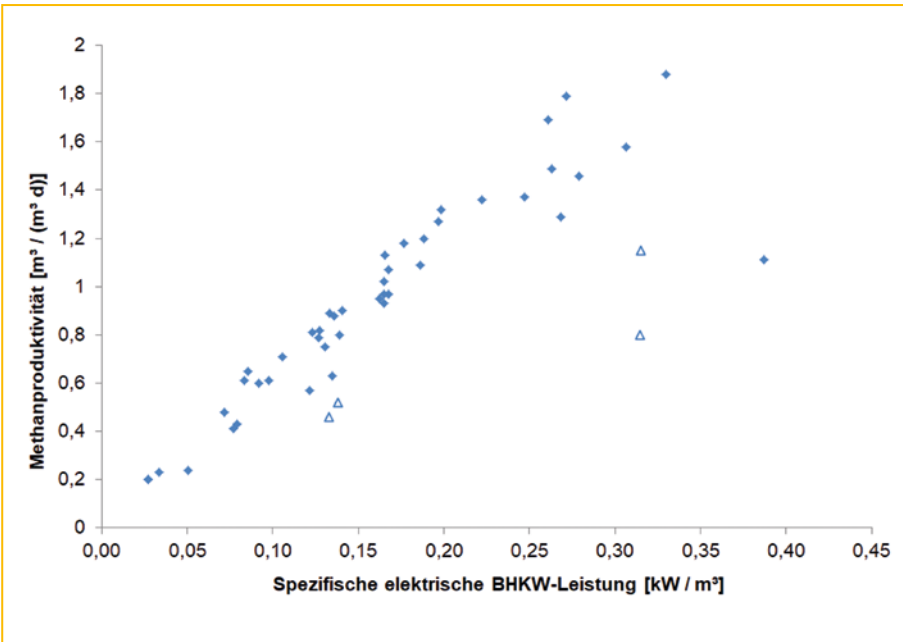


Abbildung 7-7: Gegenüberstellung der spezifischen elektrischen Bemesungsleistung je Kubikmeter Arbeitsvolumen und der Methanproduktivität für 48 Biogasanlagen im Messprogramm; die vier Anlagen mit ungenügender Bewertung der BHKW-Leistungsausnutzung sind hervorgehoben (nicht ausgefüllte Dreiecke).

7.2 Beurteilung ausgewählter Repowering-Maßnahmen

Um Repowering-Maßnahmen mittels der im BMP III verwendeten Bewertungsmethode zuverlässig beurteilen zu können, mussten zwei Voraussetzungen gegeben sein: (1.) Es musste eine solchermaßen ausgewiesene Maßnahme während der Projektlaufzeit durchgeführt werden und (2.) es mussten sowohl vor als auch nach Durchführung derselben über einen ausreichend langen Zeitraum die benötigten Messdaten verfügbar sein. Dies war in zwei Fällen gegeben, welche im Folgenden dargestellt werden.

Einen weiteren interessanten Fall stellt BGA 19 dar, wo zwischenzeitlich eine Ultraschalldesintegrationseinheit nachgerüstet wurde. Von dieser Anlage fehlten jedoch verwertungsseitig die erforderlichen Daten, da der größte Teil des Rohbiogases nicht vor Ort verwertet, sondern an Dritte verkauft wurde. Die Kennwerte für die Biogasproduktion sowie die gärobiologischen Prozessindikatoren laut Datenblatt (vgl. Kapitel 15.18.3) bieten beim gegebenen Substratmix keine Veranlassung für eine

solche zusätzliche Substrataufbereitung. Allerdings ist der anteilige Eigenstrombedarf sehr hoch und es wäre zu prüfen, ob durch die Ultraschalldesintegration der Rührenergiebedarf signifikant gesenkt werden konnte.

7.2.1 BGA13/43

Grundlage für diese Betrachtung sind die Zeiträume Oktober 2016 bis September 2017 (365 Tage; BGA 13) bzw. Oktober 2017 bis September 2018 (365 Tage; BGA 43). Hervorzuheben ist, dass BGA 13 mit 73 % Gülleanteil zwar vergütungsseitig keine „Gülleanlage“ darstellt, jedoch einen der höchsten Massenanteile von Gülle im Substratmix unter den BMP III-Anlagen aufweist. Alle während der Beobachtungsperiode erhobenen Daten deuten darauf hin, dass der Gärprozess in dieser Anlage durchweg stabil verlief (vgl. Kapitel 15.12.3). Der Ausgangsstatus der Biogasanlage zeigt sich dementsprechend sehr gut (74,5) für die Biogasproduktion: BGA 13 rangiert hier im Ranking an dritter Stelle. Für die Biogasverwertung erhält die Anlage ein „gutes ausreichend“ (50,0) (vgl. Tabelle 7-4).

Tabelle 7-4: Anlagenstatus von BGA 13 versus BGA 43 nach der Basismethode.

ID	13	43
Relative Biogasausbeute	sehr gut	sehr gut
Methanproduktivität	gut	ungenügend
Biogasproduktion	74,5 → sehr gut	37,5 → ausreichend
Leistungsausnutzung [%]	95 → gut	83 → ausreichend
Methan-Nutzungsgrad [%]	53 → ausreichend	53 → gut
Biogasverwertung	50 → ausreichend	50 → ausreichend
Zusammenfassende Bewertung	50 → ausreichend	37,5 → ausreichend

Die Anlage wurde im Frühjahr 2017 durch einen Nachgärbehälter erweitert, der im November 2017 in Betrieb genommen wurde. BGA 43 weist damit eine dreistufige Gärbehälterkaskade gegenüber einer zweistufigen bei BGA 13 auf. Ausgewiesenes Ziel dieser Erweiterung des Fermentationsvolumens war die Verringerung der Emissionen aus dem offenen Gärrestlager und die Steigerung der Gasausbeute. Was die Gasausbeute angeht, zeigt die sehr gute Bewertung mit dem Biogas Doc hierfür allerdings keinerlei Notwendigkeit.

Weiterhin sollte sukzessive der Einsatz von Rinderfestmist ermöglicht werden, um die Mais-Ganzpflanzensilage teilweise zu ersetzen. Dies führte allerdings zu einer Überlastung der Rührtechnik im Hauptgärbehälter und in der Folge einem insgesamt sehr unruhigen Betrieb während des zweiten Beobachtungszeitraums. Logischerweise errechnet sich mit der Erweiterung des Arbeitsvolumens um etwas mehr als ein Drittel zunächst ein deutlicher Rückgang der Methanproduktivität von einem vergleichsweise hohen auf ein sehr geringes Niveau. Die beschriebenen technischen und resultierenden gärobiologischen Probleme beeinträchtigten zudem die Gasproduktion: die Biogasrate ging von 7.231 m³/d (BGA 13) auf 6.149 m³/d (BGA 43) zurück. Folglich sank auch die Leistungsausnutzung der BHKW deutlich (vgl. Tabelle 7-4). Damit führte die Maßnahme nicht zum gewünschten Erfolg, sondern es wurden im Gegenteil weitere Maßnahmen zur Stabilisierung bzw. Optimierung des Betriebes notwendig. Um den langfristigen Erfolg des Repowerings dieser Anlage letztendlich beurteilen zu können, hätte die Anlage weiter beobachtet werden müssen. Soweit die technischen Probleme dauerhaft gelöst werden können und die Anpassung der Gärbiologie an den veränderten Substratmix

gelingt, ist von einer Zielerreichung auszugehen. Die sehr moderate Raumbelastung von BGA 43 nach der Erweiterung bietet ausreichenden Spielraum für eine Steigerung der Fütterungsrate, um auch bei verändertem Substratmix das BHKW voll auszulasten.

7.2.2 BGA26/58

Grundlage für diese Betrachtung sind die Zeiträume September 2016 bis Januar 2018 (518 Tage; BGA 26) bzw. Februar bis August 2018 (212 Tage; BGA 58). Die Repowering-Maßnahme auf dieser Anlage betraf die Biogasverwertung: Bis Januar 2018 wurde das erzeugte Biogas mit zwei baugleichen Gas-Otto-Motoren (P_{el} jeweils 400 kW) in Strom und Wärme umgewandelt. Dann wurde zusätzlich ein neues BHKW-Aggregat mit einer elektrischen Nennleistung von 901 kW in Betrieb genommen. Die Höchstbemessungsleistung der Anlage stieg hierdurch von 710 auf 750 kW an. Nach dem Einfahren des neuen Motors standen die alten BHKW-Aggregate ab April 2018 praktisch still, ehe diese im August im Zuge einer aufkommenden Destabilisierung des Gärprozesses zu Ungunsten der Auslastung des neuen Motors wieder hochgefahren wurden (Kapitel 15.58.3 der Onlinebrochure)

Der Anlagenstatus vor der BHKW-Erweiterung (BGA 26) stellt sich insgesamt gut dar, wobei die Anlage sowohl für die Biogasproduktion als auch für die Biogasverwertung (knapp) ein „gut“ erhält. Mit der BHKW-Erweiterung ändert sich bei der Biogasproduktion nichts an der Bewertung. Dies bedeutet, dass die sich gegen Ende des Beobachtungszeitraums aufbauende gärobiologische Störungen von der auf Mittelwerten beruhenden Basismethode noch nicht detektiert wurden (vgl. Tabelle 7-5)

Tabelle 7-5: Anlagenstatus von BGA 26 versus BGA 58 nach der Basismethode.

ID	26	58
Relative Biogasausbeute	gut	gut
Methanproduktivität	ausreichend	ausreichend
Biogasproduktion	62,5 → gut	62,5 → gut
Leistungsausnutzung [%]	91 → gut	94 → gut
Methan-Nutzungsgrad [%]	56 → gut	61 → sehr gut
Biogasverwertung	54,3 → gut	73,5 → gut
Zusammenfassende Bewertung	54,0 → gut	62,5 → gut

Bei der Biogasverwertung verbessert sich BGA 58 gegenüber BGA 26 innerhalb der Effizienzklasse „gut“ um 19,2 Punkte beim Effizienzwert. (Die Bewertung „sehr gut“ wird knapp verfehlt) Dies ist der Steigerung des Methan-Nutzungsgrades aufgrund des höheren elektrischen Wirkungsgrades des neu angeschafften, leistungsstärkeren BHKW-Aggregates geschuldet. Insgesamt verbesserte sich die Anlage damit im Verlauf des Messprogramms innerhalb der Effizienzklasse „gut“ deutlich um 8,5 „Effizienzpunkte“.

Gemäß der hier verwendeten Bewertungsmethode weist die BGA 26/58 als erkennbare Schwachstelle lediglich eine

leicht unterdurchschnittliche Methanproduktivität des großzügig dimensionierten Fermentationsvolumens auf. Es bestünde Spielraum, wenn entsprechend ertragsreiche Substrate verfügbar wären, die Raumbelastung etwas zu erhöhen und damit die Produktivität zu steigern. Alternativ könnte ein Teil der NawaRo durch tierische Wirtschaftsdünger ersetzt werden, um die Anlage bei in etwa gleichbleibender, moderater Produktivität, jedoch verringertem Aufwand für die Substratbereitstellung zu betreiben.

Tabelle 7-6: Übersicht über die Verfügbarkeit von Messdaten und gegebenenfalls Ersatzwerten für die Bewertung der Biogasanlagen im Messprogramm mit der Basismethode (1: ja/vorhanden; 0: nein/nicht vorhanden; – : nicht zutreffend).

BGA Nr.		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	
	Auswertung ohne weiteres möglich?	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	
	Auswertung nach Ergänzung möglich?	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	
	Datenbestand:																
Gärbehälter	Fermenter/ 1. Stufe	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Nachgärer	1	1	–	1	1	1	1	1	1	–	–	1	1	1	1	
BHKW	in Besitz d. Betreibers?							–									
	Motortyp	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Motorkennwerte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	ggf. Zündölbedarf	–	–	–	–	1	–	1	–	–	–	–	–	–	–	–	1
	Stromerzeugung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biogas	gemessene Menge	1	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	
	errechnete Menge	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Methangehalt	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Elektr. Energie	Volleinspeisung (VE)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Überschussersp. (ÜE)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
	Einspeisemenge VE/ÜE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	VE: Eigenbedarf/ Bezug	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	
	ÜE: Eigenbedarf	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Wärmeenergie	Absatz	1	1	1	1	1	1	–	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Eigenbedarf gemessen	1	1	0	0	0	0	–	0	0	0	1	1	1	1	0	
	Eigenbedarf geschätzt	0	0	1	1	1	1	–	1	1	1	0	0	0	0	1	

Biogas-Messprogramm III

BGA Nr.		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	Auswertung ohne weiteres möglich?	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Auswertung nach Ergänzung möglich?	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Datenbestand:															
Gärbehälter	Fermenter/ 1. Stufe	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Nachgärer	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	—	1	—
BHKW	in Besitz d. Betreibers?				—											
	Motortyp	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Motorkennwerte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	ggf. Zündölbedarf	—	—	—	—	—	—	—	1	—	—	—	1	—	1	—
	Stromerzeugung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biogas	gemessene Menge	0	1	1	1	0	0	1	1	0	1	0	1	1	1	0
	errechnete Menge	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Methangehalt	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Elektr. Energie	Volleinspeisung (VE)	1	1	1	1	1	1	1	1	—	—	1	1	1	1	1
	Übeschuss- einsp. (ÜE)	—	—	—	—	—	—	—	—	1	1	—	—	—	—	—
	Einspeisemenge VE/ÜE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	VE: Eigenbedarf/ Bezug	1	1	1	1	1	1	1	1	—	—	1	1	1	1	1
	ÜE: Eigenbedarf	—	—	—	—	—	—	—	—	1	1	—	—	—	—	—
Wärmeenergie	Absatz	1	1	1		1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
	Eigenbedarf gemessen	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
	Eigenbedarf geschätzt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0

BGA Nr.		31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
Auswertung ohne weiteres möglich?		1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0
Auswertung nach Ergänzung möglich?		1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0
Datenbestand:																
Gärbehälter	Fermenter/ 1. Stufe	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Nachgärer	1	1	1	–	1	–	1	1	–	1	1	1	1	1	1
BHKW	in Besitz d. Betreibers?					–										–
	Motortyp	1	1	1	1	–	1	1	1	1	1	1	1	1	1	–
	Motorkennwerte	1	1	1	1	–	1	1	1	1	1	1	1	1	1	–
	ggf. Zündölbedarf	1	–	–	1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	Stromerzeugung	1	1	1	1	–	1	1	1	1	1	1	1	1	1	–
Biogas	gemessene Menge	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
	errechnete Menge	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
	Methangehalt	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Elektr. Energie	Volleinspeisung (VE)	1	1	1	1	–	1	1	1	–	1	–	1	1	1	–
	Übeschuss- einsp. (ÜE)	–	–	–	–	–	–	–	–	1	–	1	–	–	–	–
	Einspeisemenge VE/ÜE	1	1	1	1	–	1	1	1	1	1	1	1	1	1	–
	VE: Eigenbedarf/ Bezug	1	1	1	1	1	1	1	1	–	1	–	1	1	0	1
	ÜE: Eigenbedarf	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1	–	1	–	–	–
Wärmee- nergie	Absatz	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	0	
	Eigenbedarf gemessen	1	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	0	0
	Eigenbedarf geschätzt	0	0	1	1	0	1	0	1	0	1	1	0	0	0	0

Biogas-Messprogramm III

BGA Nr.		46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	Σ
Auswertung ohne weiteres möglich?		1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0	34
Auswertung nach Ergänzung möglich?		0	1	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	0	0	48
Datenbestand:																		
Gärbehälter	Fermenter/ 1. Stufe	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	61
	Nachgärer	—	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	—	—	1	50
BHKW	in Besitz d. Betreibers?								—		—						—	
	Motortyp	1	1	1	1	1	1	1	—	1	1	1	1	1	1	1	—	57
	Motorkennwerte	1	1	1	1	1	1	1	—	1	1	1	1	1	1	1	—	57
	ggf. Zündölbedarf	—	—	1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	9
	Stromerzeugung	1	1	1	1	1	1	1	—	1	1	1	1	1	1	1	—	57
Biogas	gemessene Menge	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	0	0	0	1	0	31
	errechnete Menge	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	57
	Methangehalt	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	61
Elektr. Energie	Volleinspeisung (VE)	1	1	1	1	1	1	1	—	1	1	1	1	1	1	1	—	53
	Überschussersp. (ÜE)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4
	Einspeisemenge VE/ÜE	1	1	1	1	1	1	1	—	1	1	1	1	1	1	1	—	57
	VE: Eigenbedarf/Bezug	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	54
	ÜE: Eigenbedarf	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4
Wärmeenergie	Absatz	0	1	1	1	1	1	1	—	1	0	1	1	1	1	0	—	48
	Eigenbedarf gemessen	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	30
	Eigenbedarf geschätzt	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	22

8

ZUSAMMENFASSUNG

Die jüngere Entwicklung in der Biogasbranche seit Inkrafttreten des EEG 2014 zeigt, dass die Anzahl der neu gebauten Biogasanlagen in Deutschland drastisch zurückgegangen ist und somit die Optimierung der Bestandsanlagen in den Fokus der Branchenentwicklung in Deutschland rückt. Im Hinblick auf hohe Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien müssen die Kosten gesenkt und die Vorteile der Vielseitigkeit und Speicherfähigkeit des Energieträgers Biogas besser in Wert gesetzt werden. Biogasanlagen in der Landwirtschaft müssen hinsichtlich der Nutzung kostengünstiger und nachhaltiger Substrate, deren optimaler Ausbeutung und der effizienten Nutzung des produzierten Biogases weiterentwickelt werden.

Vor diesem Hintergrund war es das übergeordnete Ziel des Biogas-Messprogramms III, anhand ausgewählter, über die Bundesrepublik verteilter Anlagen den technischen und ökonomischen Stand der Biogaserzeugung und -nutzung abzubilden und mittels bewährter und neuartiger Methoden wissenschaftlich zu bewerten. Die gewonnenen Erkenntnisse sollen dazu beitragen den Betrieb von Biogasanlagen technisch, ökonomisch und ökologisch zu optimieren, sodass der Biogassektor weiterhin einen wertvollen Beitrag zur Energiewende leisten kann.

Auf Grundlage von 345 Antworten einer bundesweiten Betreiberumfrage wurden für die Untersuchung 61 Biogasanlagen mit unterschiedlichen Anlagenkonzepten ausgewählt. In den vorangegangenen Messprogrammen wurde bereits die Verschiedenartigkeit der Anlagensysteme in der Praxis herausgestellt. Für das BMP III wurden die Anlagen so ausgesucht, dass folgende Kategorien abgedeckt wurden:

- Anlagen mit innovativen Wärmenutzungskonzepten
- Anlagen zur bedarfsorientierten Stromerzeugung
- Anlagen mit Substrataufbereitung
- Anlagen mit Gärrestaufbereitung
- Kleine Anlagen mit hohem Gülleanteil („Güllekleinanlagen“)
- Anlagen, die Reststoffe einsetzen
- Anlagen, die Repowering-Maßnahmen durchführen
- Biomethananlagen

Bei der Anlagenauswahl wurde neben den genannten Kategorien auf eine überdurchschnittlich gute messtechnische Ausstattung Wert gelegt, um belastbare und aussagekräftige Daten generieren zu können und den Aufwand für Nachrüstungen möglichst gering zu halten. In der Betreiberumfrage war bereits festzustellen, dass an einer Vielzahl von Anlagen nicht alle Stoffströme erfasst werden. So verfügten nur 44 % der Anlagen über eine Mengenerfassung der flüssigen Inputstoffe. Den Input der Feststoffe konnten hingegen 79 % der befragten Anlagen erfassen. Ebenfalls große Lücken gab es bei der Gasmengenerfassung (57 %) und der Bestimmung der Gasqualität (66 %). 77 % der Betriebe verfügten über Wärmemengenzähler, jedoch beschränkte sich die Erfassung bei den meisten Anlagen auf den Wärmeabsatz (KWK-Bonus). Der Eigenwärmebedarf konnte bei 57 % der an der Messkampagne teilnehmenden Betriebe bestimmt werden, die erzeugte BHKW-Wärme war hingegen nur in Einzelfällen erfassbar. Um alle Anlagen trotz der unzureichenden Messtechnik einheitlich bilanzieren und bewerten zu können, mussten bestimmte notwendige Messgrößen indirekt aus anderen Größen abgeleitet werden. Insbesondere wurden die Gärrestmenge aus der Massenbilanz und die Biogasmenge aus der Stromerzeugung errechnet.

Die ausgewählten Anlagen wurden über einen Zeitraum von jeweils zwölf Monaten untersucht, aufgeteilt in zwei Messphasen in den Jahren 2016/2017 bzw. 2017/2018. Hierbei wurden Daten zur technischen Ausstattung, Prozessdaten während des Anlagenbetriebs und ökonomische Kennzahlen aufgenommen (Bilanzjahr 2017). Außerdem wurden die zu- und abgeführten Stoffströme sowie die Fermenterinhalt/Gärgemische beprobt und im Labor auf für die Stoffstrombilanz und die Beurteilung der Prozessstabilität benötigten Parameter untersucht.

Im Rahmen des 1. Teilvorhabens des BMP III wurden von den vier beteiligten Projektpartnern vor Beginn der Messphasen jeweils gezielte Ringversuche für Laboranalysen durchgeführt. Hierdurch konnten methodische Abweichungen frühzeitig erkannt werden, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse abzusichern. Ähnliche Erfahrungen in den jährlich durchgeführten Ringversuchen des KTBL zeigen die Notwendigkeit der genauen Beachtung der vorgegebenen Analysemethoden und der weiteren Standardisierung und Optimierung der Analyse- und Auswerteverfahren.

Die im BMP III untersuchten Biogasanlagen waren mit 92 % mehrheitlich mehrstufig ausgeführt, wobei am häufigsten zwei (30 von 56 Fällen), in 18 Fällen drei und in sechs Fällen sogar vier Gärstufen vorgefunden wurden. Als Gärbehälter dominierten Rührkesselfermenter, vier Anlagen setzten Pfropfenstromfermenter ein. Andere Fermentertypen spielten eine untergeordnete Rolle. Die Gärtemperatur lag bei 30 % der Anlagen im typischen mesophilen Bereich (35–42 °C) und bei 18 % im thermophilen Bereich (>48 °C). Damit wies etwas mehr als die Hälfte der Anlagen eine Prozesstemperatur zwischen 42 und 48 °C auf, also im Übergangsbereich von mesophil zu thermophil.

In Summe über alle 61 Betriebe hinweg wurden ca. 37 % Wirtschaftsdünger (FM) eingesetzt, davon 82 % Rindergülle oder Rindermist. In 14 % der Betriebe wurden ausschließlich nachwachsende Rohstoffe vergoren. Unter den NawaRo war Mais-Ganzpflanzensilage der häufigste Einsatzstoff (in 90 % der Betriebe), gefolgt von Grassilage (71 %). Insgesamt sank damit im aktuellen Messprogramm der Massenanteil von Mais-Ganzpflanzensilage an den Einsatzstoffen gegenüber dem BMP II um 10 %-Punkte auf rund 40 %. Der durchschnittliche oTS-Gehalt der eingetragenen Substratmischungen betrug rund 23 %. Das an den Anlagen vorhandene durchschnittliche Fermentationsvolumen lag bei ca. 4.500 m³. Im Mittel über alle Anlagen errechnete sich eine oTS-Raumbelastung von 2,6 kg_{oTS}/(m³ d), welche für die einzelnen Anlagen zwischen 0,9 bis 5,0 kg_{oTS}/(m³ d) variierte.

Die hydraulische Verweilzeit im Fermentersystem betrug bei einstufigen Anlagen 45 bis 100 Tage (Mittelwert: 67 Tage) und bei mehrstufigen 36 bis 231 Tage (Mittelwert: 100 Tage). Damit wiesen die Anlagen im BMP III im Durchschnitt längere hydraulische Verweilzeiten im gesamten gasdichten System auf als im BMP II: während im BMP II nur knapp 20 % der Anlagen eine Gesamtverweilzeit von mehr als 160 Tagen aufwiesen, lag dieser Anteil im BMP III in etwa bei der Hälfte der Anlagen. Dies kann auf geänderte Vorgaben beim Immissionsschutz zurückgeführt werden, welche ab 2012 auch Eingang in das EEG fanden.

Pro Tonne eingesetzter oTS wurden in den Anlagen im Mittel rund 670 m³ Biogas bzw. 350 m³ Methan produziert. Der gemessene Methangehalt im Biogas reichte von 46,8 bis 60,3 Vol.-% (Mittelwert: 52 %). Im Zuge der Flexibilisierung der Stromerzeugung wird als erste Maßnahme in der Regel die Gasspeicherkapazität der Biogasanlage vergrößert. Dieser Trend lässt sich aus den Beobachtungen im aktuellen Messprogramm deutlich erkennen. Während die Mehrheit der Anlagen im BMP II noch ein spezifisches Gasspeichervolumen von höchstens 2 m³/kW_{el} aufwies, war dies für lediglich elf der Anlagen im BMP III der Fall. Das mittlere spezifische Gasspeichervolumen aller Anlagen im BMP III lag bei rund 4,3 m³/kW_{el}.

Die Verwertung des produzierten Biogases erfolgte bei 53 der 61 Anlagen ausschließlich in BHKW zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, wovon 23 % flexibel Strom produzierten. Drei Betriebe setzten Rohbiogas an externe Verwerter ab und betrieben zugleich ein BHKW vor Ort; fünf Betriebe speisten Biomethan ins Erdgasnetz ein. Die kleinsten der Strom produzierenden Anlagen verfügten über eine installierte elektrische Leistung von 75 kW, die größte Anlage über 2.770 kW. Im Mittel waren rund 700 kW installiert, die mittlere Höchstbemes-

sungsleistung lag bei rund 600 kW. Bezogen auf die Höchstbemes-sungsleistung, die zur Beurteilung herangezogen wurde, um der Flexibilisierung Rechnung zu tragen, betrug der mittlere Ausnutzungsgrad knapp 90 %. Die durchschnittliche Auslastung der überschüssigen Wärmeleistung („Wärmenutzungsgrad“) lag für etwa die Hälfte der Anlagen oberhalb von 50 %. Im Vergleich zum BMP II, wo diese Schwelle lediglich ca. 10 % der Anlagen überschritten, bedeutet dies eine erhebliche Verbesserung der Energieeffizienz. Gleichwohl gab es im BMP III nach wie vor elf Anlagen, die keine Wärme an externe Nutzer absetzten – darunter die sechs untersuchten Güllekleinanlagen. Der anteilige Eigenbedarf der Biogasanlagen betrug für den elektrischen Strom im Mittel 8,8 % (gegenüber 7,9 % im BMP II) und für die Wärme 15 % (12 %).

Ein besonderer methodischer Schwerpunkt im BMP III lag auf der Effizienzbewertung. Dafür wurden die Teilprozesse Biogasproduktion und Biogasverwertung getrennt betrachtet. Für die Bewertung der Biogasproduktion kamen drei verschiedene Methoden zum Einsatz, welche unterschiedliche Ergebnisse zeigten. Bei Bestimmung der Effizienz über die fermentierbare organische Trockensubstanz oder den Biogasertragstest wurden vielfach Werte größer 100 % berechnet. Dies zeigt die enorme Herausforderung der Anwendung dieser Methoden in der Praxis. Die ermittelte relative Biogasausbeute lag auf Basis der FoTS für 44 von 61 Anlagen über 100 % und auf Basis des Biogasertragspotentials im Biogasertragstest für 31 von 61 Anlagen. Für die vergleichende Effizienzbewertung wurden daher die auf das beobachtete Maximum normierten Werte für die relative FoTS-Ausbeute verwendet.

Die wesentliche Fehlerquelle bei der Bestimmung der relativen Biogasausbeute liegt bezüglich der Biogasmenge, welche aus dem BHKW-Strom berechnet wurde, beim angenommenen elektrischen BHKW-Wirkungsgrad. Bei der Bestimmung des Biogasertragspotentials ist die Fehlerkette deutlich länger. Hierbei dürfte erfahrungsgemäß der Fehler bei der Bestimmung der eingesetzten Frischmasse in den Anlagen am größten sein. Bei den festen Einsatzstoffen kann eine fehlerhafte Kalibrierung der Waage erheblich zu Buche schlagen. Hinzu kommt, dass teilweise lediglich die gesamte Fütterungsmenge gewogen und die Anteile der einzelnen Substrate geschätzt wurden sowie kurzzeitig eingesetzte Substrate überhaupt nicht erfasst werden konnten. Güllemengen wurden in den meisten Fällen nur geschätzt.

Grundsätzlich lieferten die Werte für die Ausbeute auf Basis der FoTS und des Biogasertragspotentials richtungsgleiche Aussagen. Die Anzahl der Anlagen mit auffällig niedriger Biogasausbeute war mit sieben von 61 gering. Hieraus kann geschlussfolgert werden, dass Biogasanlagen auf dem aktuellen Stand der Technik in der Regel eine hohe Methanausbeute garantieren und das Biogasertragspotential der Einsatzstoffe weitgehend ausschöpfen. Auch das durchschnittliche Restmethanpotential ging im Vergleich mit den Ergebnissen des BMP II von im Mittel 9,5 m³ CH₄/t_{Gärrest} für einstufige und 4,9 m³ CH₄/t_{Gärrest} für mehrstufige Anlagen auf 8,2 m³ CH₄/t_{Gärrest} bzw. 4,0 m³ CH₄/t_{Gärrest} zurück. Demnach entfalteten die Auflagen zur Emissionsminderung Wirksamkeit. Gleichzeitig wurde entsprechend der längeren Verweilzeiten der Anlagen im BMP III auch eine geringere Methanproduktivität des Fermentersystems festgestellt: Diese betrug im Mittel

$0,9 \text{ m}^3/(\text{m}^3 \text{ d})$ (Wertebereich: $0,2\text{--}1,9$) gegenüber $1,1 \text{ m}^3/(\text{m}^3 \text{ d})$ ($0,3\text{--}3,2$) im BMP II. In Ermangelung entsprechender Kennwerte für die relative Biogasausbeute ist ein Vergleich mit dem vorhergegangenen BMP II hinsichtlich der Effizienz der Biogasproduktion nur anhand des oTS-Abbaugrades möglich. Dieser lag im Mittel aller untersuchten Anlagen im BMP III mit 80% etwas höher als im BMP II (76%). Die FoTS-Basis wurde im vorliegenden Biogas-Messprogramm mit dem Ziel verwendet, den Einfluss der Substratauswahl – insbesondere des Anteils an tierischen Wirtschaftsdüngern mit niedrigerem Biogasertragspotential – auf den Vergleich der Effizienz der Biogasproduktion zu eliminieren. Tatsächlich war ein Einfluss des Wirtschaftsdüngeranteils auf die relative Biogasausbeute auf Basis der FoTS nicht erkennbar – im Gegensatz zum Abbaugrad der oTS.

Der eingespeiste Strom von Güllekleinanlagen mit einer Bemessungsleistung von bis zu $75 \text{ kW}_{\text{el}}$ wird besonders vergütet (§44 EEG 2017), weshalb der Zubau von Anlagen in den letzten Jahren hauptsächlich in dieser Kategorie erfolgte. Entsprechend wurden für das Messprogramm sechs Anlagen dieses Typs ausgewählt, obgleich dort wenig Messtechnik vorhanden war und vier der sechs Anlagen die Wärme nur für die Beheizung der Fermenter und des Wohnhauses nutzten. Insgesamt schnitten die untersuchten Güllekleinanlagen im Messprogramm sehr unterschiedlich ab. Das relative Restgaspotential variierte mit Werten von 2,2% bis 11,5% sehr stark. Gegenüber der gesamten Stichprobe von 61 Anlagen zeigten die Güllekleinanlagen tendenziell höhere Restgaspotentiale. Dies kann auf die vergleichsweise schwer abbaubaren Substrate – bei gleichzeitig geringem absoluten Biogasertragspotential – und kurze Verweilzeiten bei zwei dieser Anlagen zurückgeführt werden. Bezüglich der Ökonomie zeigte sich bei den Güllekleinanlagen ebenfalls eine große Schwankungsbreite. Sowohl die höchsten spezifischen Gewinne ($15,21 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$) als auch die größten Verluste von allen Anlagen ($-4,36 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$) wurden für Anlagen dieses Typs ermittelt.

Das an der LfL entwickelte Benchmarksystem, mit welchem landwirtschaftliche Biogasanlagen gemessen am Stand der Technik untereinander verglichen werden, konnte entsprechend der aus dem Monitoring verfügbaren Daten auf 48 der 60 Anlagen angewandt werden. Im Bewertungsergebnis wurde ein deutlicher Verbesserungsbedarf häufiger bei der Biogasverwertung (24 Anlagen) als bei der Biogasproduktion (19) erkennbar. Erfreulicherweise war die Anzahl der Anlagen mit einer inakzeptabel niedrigen Ausnutzung des Methanertragspotentials der Einsatzstoffe mit sieben gering. Passend zu diesem Ergebnis wurde allerdings bei etwas mehr als der Hälfte der Anlagen eine steigerungsfähige Methanproduktivität des Fermentationsvolumens festgestellt. Für die zusammenfassende Bewertung der Biogasproduktion wurde letzteres Kriterium schwächer gewichtet, da ein überdimensioniertes Arbeitsvolumen prinzipiell kein verfahrenstechnisches Risiko darstellt, sondern allenfalls kostenseitig von Nachteil ist. Gleichwohl zeigten 14 Anlagen, dass es durchaus möglich ist, einen tragfähigen Kompromiss zwischen effizienter Substratausnutzung und guter Produktivität des Fermentationsvolumens zu finden.

Bei der Biogasverwertung ist der Anteil der Anlagen mit insgesamt sehr guter oder ungenügender Bewertung deutlich größer als für die Biogasproduktion, während das Mittelfeld hier dünner besetzt ist. Die Ausnutzung der festgelegten Höchstbemessungs-

leistung für die Stromeinspeisung war insgesamt das am besten bewertete Kriterium. Dies überrascht insofern nicht, als dieser Parameter direkt mit dem Einkommen aus dem Anlagenbetrieb gekoppelt ist. Gleichzeitig stieß das Benchmarksystem bei diesem Kriterium an seine Grenzen, da im Zuge der zunehmenden Flexibilisierung und Marktorientierung der Stromerzeugung aus Biogas eine Vielzahl von Konfigurationen möglich ist, welche mit einer einzigen Kennzahl nicht verlässlich abgebildet werden kann. Der energetische Nutzungsgrad des erzeugten Biogases erhöhte sich zwar im Gesamtbild gegenüber vorausgegangenen Messprogrammen deutlich, gleichwohl ging auf einem Drittel der Anlagen ein großer Anteil der Methanenergie als Fortwärme verloren. Ob sich die Flexibilisierung der Stromerzeugung nachteilig auf den Wärmeabsatz auswirkte, wurde nicht untersucht. Jedenfalls war keine Korrelation von Methan-Nutzungsgrad und BHKW-Leistungsausnutzung erkennbar.

Das „Benchmarksystem für Biogasanlagen“ kann auch von Anlagen intern verwendet werden, um die Effektivität von Repowering-Maßnahmen zu beurteilen. Dies war auch eine Zielsetzung für das BMP III. Allerdings konnten im Rahmen des Messprogramms lediglich zwei eindeutige Fälle von Repowering-Maßnahmen evaluiert werden. In einem Fall hätte die vorherige Anwendung des Benchmarksystems die geplante Erweiterung des Fermentationsvolumens als unnötig herausstellen können. Im anderen Fall bildete das Benchmarksystem die Steigerung der Effizienz der Biogasverwertung durch Erneuerung des BHKW korrekt ab und zeigte zugleich ein erkennbares Potential für eine Steigerung der Kosteneffizienz bei der Biogasproduktion. Anlagenbetreibenden wird ausdrücklich geraten, die Wirksamkeit eines Repowerings vorab kritisch zu prüfen und nach erfolgter Maßnahme auszuwerten. Wie in der vorliegenden Broschüre mehrfach betont, ist dies nur möglich, wenn man den Status quo der Anlage anhand geeigneter Kennzahlen beschreiben kann.

Die Ergebnisse des BMP III anhand der 50 ökonomisch untersuchten Anlagen machen deutlich, dass ein Großteil der untersuchten BGA (47 von 50) ein positives Betriebszweigergebnis aufweist. Gegenüber dem BMP II ist somit die Anzahl der Anlagen, die ein negatives Betriebszweigergebnis aufweisen, von 8 auf 3 gesunken. Das kalkulatorische Betriebszweigergebnis zeigt im Mittel einen Gewinn von $4,59 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ (BMP II: $2,9 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$) bzw. 214.573 € auf, mit Wertebereichen von $-4,36 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ (BGA 34) bis $15,21 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ (BGA 50) bzw. -47.281 € (BGA 39) bis 771.006 € (BGA 25). Die durchschnittliche Brutto-Umsatzrendite liegt über alle 50 Anlagen bei 19,3%. Diese Kennzahl als Gradmesser der Profitabilität von Unternehmen zeigt, dass im Durchschnitt eine angemessene Brutto-Rendite im Betriebszweig Biogas bei den Anlagen erzielt wird.

Der Wertebereich der Gesamtinvestitionsvolumina erstreckt sich von rund 494.000 € für die Güllekleinanlage BGA 49 bis zu rund $10,72 \text{ Mio. €}$ für die Biomethananlage BGA 35 und liegt damit deutlich oberhalb dem im BMP II (200.000 € bis $5,0 \text{ Mio. €}$). Begründet werden kann dies insbesondere durch viele Erweiterungs- und Reinvestitionen aufgrund des gestiegenen durchschnittlichen Alters des untersuchten Anlagenbestandes. Zudem haben verschiedene gesetzliche Regelungen, Verordnungen und Gesetze im Biogasbereich größere Investitionen nach sich gezogen, z. B. in neue Gärrestlager zur Erhöhung der Lagerkapazitäten sowie der verlängerten Verweilzeit-

ten im gasdichten System. Die spezifischen Investitionssummen auf Basis der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung variieren von 2.219 €/kW_{el} (BGA 25) bis 10.310 €/kW_{el} (BGA 34). Der Mittelwert liegt für die untersuchten Anlagen im BMP III bei 4.935 €/kW_{el} (3.096 €/kW_{el} installierter Leistung im BMP II).

Die Zusammensetzung der jährlichen Gesamtausgaben wird dominiert von Ausgaben für die eingesetzten Substrate. Die durchschnittlichen relativen Substratkosten an den jährlichen Gesamtausgaben liegen im Bewertungszeitraum bei rund 38,2% (BMP II: 42%), gefolgt von den sonstigen Betriebskosten (21,9%), den Abschreibungen (21,8%) sowie den Instandhaltungskosten (12,2%). Personalkosten spielen mit lediglich 6,0% eine eher untergeordnete Rolle an den jährlichen Gesamtausgaben. Die mittleren Substratkosten für Mais-Ganzpflanzensilage liegen bei 36 €/t_{FM} (Minimum: 27 €/t_{FM}; Maximum: 59 €/t_{FM}). Damit liegen die mittleren Substratkosten für Mais-Ganzpflanzensilage um 4 €/t_{FM} höher als im BMP II, was in etwa einer jährlichen Steigerung von 1% entspricht. Für Graspflanzensilage liegen die mittleren Substratkosten bei 31 €/t_{FM} und für diverses Getreidekorn bei 129 €/t_{FM}. Die mittleren Stromgestehungskosten über alle 50 Biogasanlagen betragen 18,9 ct/kWh_{el} (BMP II: 16,0 ct/kWh_{el}).

Haupteinkunftsquelle bei den jährlichen Einnahmen ist nach wie vor der Verkauf von Strom. Dabei verteilen sich die jährlichen Einnahmen, über alle betrachteten Anlagen hinweg, im Mittel auf ca. 81% Stromerlöse, 7,9% Wärmeerlöse und 11,2% sonstige Erlöse. Bleiben die drei Anlagen, die im größeren Umfang Rohbiogas verkaufen (BGA 07, 19 und 23) sowie die drei Biomethananlagen (BGA 35, 53 und 61) in der Betrachtung außen vor, verteilen sich die durchschnittlichen prozentualen Erlöse zu 89,1% auf den Verkauf von Strom, 8,9% auf den Verkauf von Wärme und lediglich 2,0% auf die Einnahmenkomponente sonstige Erlöse.

Die Gesamtwirtschaftlichkeit ist von sehr vielen unterschiedlichen Kostenfaktoren und der Erlösstruktur abhängig. Mit zunehmender elektrischer Auslastung der Anlagen werden die Stromgestehungskosten reduziert. Dabei ist zu beachten, dass eine hohe elektrische Auslastung notwendig, aber nicht hinreichend für niedrige Stromgestehungskosten ist, da weitere Effekte diese überlagern können, z. B. teure Substrate, Havarien im Betrachtungszeitraum oder hohe Erstinvestitionen.

Anhand der Untersuchungen zur mikrobiellen Diversität wurde gezeigt, dass sich spezifische (potenziell indikative) mikrobielle Gemeinschaften für verschiedene Prozesszustände definieren lassen. Es gilt heraus zu finden, ob sich Biogasanlagen hinsichtlich ihres Prozesszustandes und ihrer Effizienz anhand dieser indikativen Mikrobiomstrukturen bewerten lassen. Sehr stabil laufende, mesophile Anlagen weisen beispielsweise ein Mikrobiom auf, das durch Vertreter der bakteriellen Abteilungen *Acidobacteria*, *Actinobacteria*, *Atribacter*, *Bacteroidetes*, *Cloacimonetes* und *Chloroflexi* in Kombination mit Vertretern der archaeellen Gattungen *Methanosaeta* und *Methanospirillum* gekennzeichnet ist. Darüber hinaus zeigt ein Abgleich mit den erfassten Proteinen entsprechend der Stoffwechselwege des ADM 1-Modells, dass in diesen Anlagen die metabolische Aktivität vergleichsweise gering bzw. angemessen effizient ist.

Besonders hervorzuheben sind die Ergebnisse der Schwellenwertanalyse zur Erfassung von Änderungen in der mikrobiellen

Gemeinschaft, das heißt der in den untersuchten Biogasanlagen vorkommenden Arten (Taxa) bzw. realisierten Funktionen (Stoffwechselprozesse) als Reaktion auf variierende Prozessparameter. Hier zeigte sich eine hohe Sensibilität vieler Vertreter des Biogas-Mikrobiomes gegenüber einer Prozesstemperatur >41 °C, was daraufhin deutet, dass die Obergrenze für einen optimalen mesophilen Prozessbetrieb möglicherweise bei 41 °C gezogen werden sollte. In Bezug auf die Ammonium-Stickstoff-Konzentration ergab die Schwellenwertanalyse, dass sehr viele Arten (Taxa) mit einer starken Abnahme in der relativen Häufigkeit ihres Vorkommens deutlich unterhalb der anerkannten Schwellenwerte für kritische Prozesszustände reagieren; bei Werten zwischen 1,8 und 2,5 g L⁻¹, wobei auch Arten (Taxa) identifiziert wurden, die sich erst ab 2,5 g L⁻¹ in der mikrobiellen Gemeinschaft richtig etablieren. Diese Analyse zeigt, dass nicht „einfach“ ein chemischer Prozessparameter definiert werden kann, anhand dessen sich der Prozesszustand beurteilen oder eine bevorstehende Instabilität/Störung ableiten lässt, sondern dass die Mikrobiomstruktur und die Reaktion spezifischer Indikatorarten/-funktionen als Entscheidungsgrundlage berücksichtigt werden muss.

9 SCHLUSSFOLGERUNG UND AUSBLICK

Mit dem Wegfall der besonderen Vergütung der Stromerzeugung aus der Vergärung von Energiepflanzen im EEG 2014 ist der Zubau von landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland erheblich eingebrochen. In der Folge brachte die Einführung des Ausschreibungsverfahrens durch das EEG 2017 bei der Installation von Anlagen zur Stromerzeugung aus EE eine weitere Erschwernis für den profitablen Betrieb von Biogasanlagen aufgrund der niedrigen Höchstgebotspreise. So sehr man dies aus agrarökologischen Gründen begrüßen kann, so dramatisch sind die betriebswirtschaftlichen Folgen für einen großen Teil des Anlagenbestandes mit überwiegendem Einsatz von Energiepflanzen. Gleichzeitig erfüllt der Zubau an güllebasierten Anlagen in der unteren Leistungsklasse bis 75 kW_{el} wegen der hohen spezifischen Anschaffungskosten nur bedingt die politischen Erwartungen. All dies erscheint in einem starken Widerspruch zu den politischen Zielen für die Steigerung der Strom- und Energiebereitstellung aus EE zu stehen.

Wie im vorliegenden, dritten Biogas-Messprogramm gezeigt werden konnte, stellen sich derweil die Betriebe den neuen Herausforderungen, insbesondere in Form der Flexibilisierung der Stromerzeugung und der Steigerung der Energieeffizienz, und beteiligen sich mit der Wissenschaft an der Entwicklung neuer Lösungsansätze. Ein naheliegender Schritt zur Steigerung der Einkünfte und Verbesserung der Profitabilität von Biogasanlagen ist es, die Verluste an nutzbarer Energie möglichst zu minimieren. Dies betrifft sowohl die Biogasproduktion, also die Ausschöpfung des Biogasertragspotentials der Einsatzstoffe, als auch die Biogasverwertung im BHKW oder durch Aufbereitung zu Biomethan.

Ausgangspunkt für solche Optimierungsmaßnahmen ist in jedem Fall eine möglichst genaue Abbildung der Anlageneffizienz im Status quo. Im BMP III wurde auf die Erprobung und Validierung entsprechender Methoden zur Effizienzbewertung besonderer Wert gelegt. Dabei zeigte sich erneut und in bisher kaum erreichtem Detailgrad, dass die Anwendung dieser Methoden in der Praxis eine enorme Herausforderung darstellt. Nicht nur ist eine Mindestausstattung an Messtechnik zur Erfassung der grundlegenden Stoffströme wie Substrate, Gärreste und Biogasertrag unverzichtbar, sondern die entsprechende Messtechnik muss auch zuverlässig gewartet und regelmäßig kalibriert wer-

den, um die Aussagekraft der erhobenen Daten dauerhaft sicherzustellen. Während unter diesen Voraussetzungen eine anlageninterne Auswertung ausreichend verlässliche Ergebnisse liefert, stellt der Vergleich verschiedener Anlagen untereinander eine größere Herausforderung dar. Diesbezüglich besteht nach wie vor erheblicher Bedarf zur Verbesserung bestehender und gegebenenfalls Entwicklung neuer Bewertungsmethoden. Auch bezüglich der Harmonisierung und Qualitätssicherung von biogasspezifischen laboranalytischen Methoden gibt es noch in mehrerlei Hinsicht Verbesserungsbedarf. Wie gezeigt werden konnte, sind zudem Methodenabgleiche und Ringversuche in jedem Projektverbund unerlässlich, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen.

Trotz deutlicher Verbesserungen gegenüber früheren Messkampagnen erscheint der weitere Ausbau des Absatzes von Wärmeenergie aus BHKW mit Vor-Ort-Verstromung mittelfristig als wichtigster Entwicklungspfad zur Steigerung der Energieeffizienz und Vermeidung von THG-Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger – insbesondere bei Vergärung von Reststoffen. Die räumliche Entkopplung der Erzeugung des Biogases und dessen Umwandlung zu Strom und Wärme in einem Satelliten-BHKW am Ort der Wärmesenke kann hierbei erhebliche Vorteile bieten.

Die Flexibilisierung der Energiebereitstellung aus Biogas eröffnet neue Fragestellungen für weitere Bilanzierungsansätze. So ist es mit den etablierten, statischen Betrachtungen Biogasanlageneffizienz schwer möglich, die Dynamik einer bedarfsorientierten Stromerzeugung, möglicherweise in Verbindung mit einer Modulation der Biogasproduktion zu beurteilen. Der systemdienliche Betrieb kann im Widerspruch zum Wirkungsgradverhalten des BHKW stehen, und auch das Risiko für höhere betriebsbedingte Emissionen in diesem Zusammenhang kann noch nicht abschließend beurteilt werden. Alternative Anlagenkonzepte und Nutzungsoptionen für Biomethan sind ebenfalls zunehmend in Betracht zu ziehen. Beispielsweise erfährt die Kraftstoffbereitstellung aus Biogas zunehmendes Interesse, hängt jedoch stark von den Standortbedingungen ab. Weitere viel diskutierte Themen, wie z. B. die Substratumstellung auf Reststoffe oder auch die Aufbereitung von Gärresten zu marktfähigen Düngern, sind Möglichkeiten, um die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen zukünftig zu erhöhen.

Hinsichtlich der zukünftigen wirtschaftlichen Herausforderungen von bestehenden Biogasanlagen in Deutschland bzgl. einer Laufzeitverlängerung nach dem Ausschreibungsdesign des EEG 2017 zeigt sich, dass ein Großteil der Biogasanlagen mit ihren mittleren Stromgestehungskosten oberhalb des Höchstgebotspreises für Bestandsanlagen liegt. Sofern durch die Reduktion der Einnahmen und die notwendigen individuellen Reinvestitionen für eine Laufzeitverlängerung, die abhängig vom jeweiligen zukünftigen Geschäftsfeld sind, z.B. aktive oder passive Flexibilisierung, dies zu einem jährlichen bzw. dauerhaften Verlust führt, ist die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren unter den derzeit gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen und dem aktuellen Anlagensetting nicht wirtschaftlich. Gegebenenfalls müssen neue Geschäftsfelder erschlossen oder aber der Rückbau der Anlage aus betriebswirtschaftlichen Gründen in Betracht gezogen werden.

Im Rahmen des dritten bundesweiten Biogas-Messprogramms wurden stabil-laufende Anlagen mit einer konstanten Einsatzstoffzusammensetzung aus pflanzlichen Biomassen und Reststoffen aus der Tierhaltung mikrobiologisch untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass sich spezifische Prozesszustände mit indikativen Mikrobiomstrukturen in Verbindung bringen lassen. Unklar bleibt jedoch, wie „stressresistent“ die vorkommenden mikrobiellen Gemeinschaften sind. Aufgrund von aktuellen politischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Veränderungen steht die Biogas-Branche an einem Wendepunkt, der mit vielen Herausforderungen verbunden ist. Zukünftig müssen Biogasanlagen in der Lage sein, aus einem viel breiteren Spektrum an Einsatzstoffen (landwirtschaftliche Reststoffe, Landschaftspflegut, biogene Siedlungs- und Industrieabfälle) flexibel Strom und Wärme sowie hochwertige Dünger zu erzeugen. Die Einsatzstoffe sind jedoch chemisch sehr heterogen, zeitlich variabel verfügbar und fallen dezentral oft nur in kleinen Mengen an. Der Übergang zu einer reststoffbasierten Biogasproduktion als integraler Bestandteil der Bioökonomie ist mit hohen Anforderungen an die Anlagentechnik und vor allem die Steuerung des komplexen Prozesses verbunden. In diesem Zusammenhang konnte gezeigt werden, dass viele Vertreter des Biogasmikrobioms sehr sensibel auf variierende Umweltbedingungen (z.B. eine Erhöhung der Prozess Temperatur oder der Ammonium-Stickstoff-Konzentration) reagieren. Eine stabile und effiziente Biogasproduktion gelingt jedoch nur, wenn die Prozesssteuerung die Anforderungen der mikrobiellen Gemeinschaften berücksichtigt. Hierfür gilt es, die Potentiale und vor allem die Grenzen der Leistungsfähigkeit des Biogas-Mikrobioms zu definieren. Die Definition von ökologischen Schwellenwerten, also Punkten an denen sich relevante Systemeigenschaften plötzlich ändern und die auf vermeintlich kleine Änderungen in bestimmten Umweltfaktoren, z.B. Indikatorarten zurückzuführen sind, wird zukünftig an Bedeutung gewinnen. Es reicht nicht „einfach“ nur physikalisch-chemische Prozessparameter zu definieren, anhand derer sich der Prozesszustand beurteilen oder eine bevorstehende Instabilität/Störung ableiten lässt, sondern die Mikrobiomstruktur und die Reaktion spezifischer Indikatorarten sowie die metabolische Aktivität müssen als Entscheidungsgrundlagen berücksichtigt werden.

10 ABBILDUNGS- VERZEICHNIS

Abbildung 3-1:	Regionale Verteilung der Standorte von Biogas-VOV-Anlagen im Betriebsjahr 2015	13
Abbildung 3-2:	Schematische Darstellung der Bilanzgrenze für die Bewertung des Gärprozesses	21
Abbildung 3-3:	Schema der Bewertungskriterien/Kennzahlen, welche für die individuelle Schwachstellenanalyse und Ursachenforschung sowie vergleichende Bewertung der Biogasanlagen im Messprogramm verwendet wurden.	25
Abbildung 3-4:	Schema für ein systematisches Vorgehen bei der Auswahl und Evaluierung von Repowering-Maßnahmen an Biogasanlagen.	27
Abbildung 3-5:	Zusammenstellung der derzeit beschriebenen Mikroorganismen, die an den verschiedenen Schritten des Biogasprozesses beteiligt sind. Das mikroskopische Bild im Hintergrund zeigt ein spezifisch angefärbtes Biogasmikrobiom (Foto von J. Klang). CO ₂ = Kohlendioxid, H ₂ = Wasserstoff, CH ₄ = Methan. (übersetzt nach Theuerl et al., 2019b)	30
Abbildung 3-6:	Überblick über die im BMP III, Teil 2 verwendeten Methoden zur Untersuchung der mikrobiellen Diversität in Biogasfermentern. Das Methodenspektrum umfasst die Isolierung, Kultivierung und Charakterisierung insbesondere bisher unbekannter Mikroorganismen (Culturomics), die Analyse komplexer mikrobieller Gemeinschaften mittels TRFLP (terminaler Restriktionsfragmentlängenpolymorphismus), 16S-rRNA-Genamplikon-Sequenzierung und Metagenom-/Metaproteom-Analysen sowie die Anwendung multivariater Statistik und mikrobieller Netzwerkanalysen. Unter Einbeziehung der verfahrenstechnischen Anlagen- und chemischen Prozessdaten wird so Wissen über die systemökologischen Funktionen einzelner Mikroorganismen, Gruppen von Mikroorganismen oder ganzer Mikrobiome generiert. Detaillierte Beschreibungen können im Schlussbericht BMP III, Teil 2 nachgelesen werden.	31
Abbildung 4-1:	Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	34
Abbildung 4-2:	Masse- und energiebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	34
Abbildung 4-3:	Masse- und energiebezogener Substrateinsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	35
Abbildung 4-5:	Verteilung eingesetzter Rührsysteme, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit in % (Mehrfachnennungen möglich), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	36
Abbildung 4-4:	Prozentuale Verteilung der genutzten Fermentersysteme (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	36
Abbildung 4-6:	Art der installierten Gasspeicher an Biogasanlagen (Befragung 2016, Bezugsjahr 2015)	37
Abbildung 4-7:	Gasspeichervolumina, differenziert nach Leistungsklassen (Mehrfachnennungen möglich), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	37
Abbildung 4-8:	Anzahl installierter BHKW je Biogaserzeugungsanlage, relative Häufigkeit in % (Befragung 2016, Bezugsjahr 2015)	38
Abbildung 4-9:	Art der Gärrestaufbereitung (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	38
Abbildung 4-10:	Installierte Messtechnik zur Erfassung zu- und abgeführter Stoffströme an den Biogasanlagen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	39
Abbildung 4-11:	Messtechnische Ausstattung der Biogasanlagen, differenziert nach Leistungsklassen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	40

Abbildung 4-12: Kombinationsmöglichkeiten der Messgeräte zur Erfassung zu- und abgeführter Stoffströme an den Biogasanlagen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	40
Abbildung 4.13: Installierte Biogasmesstechnik (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	41
Abbildung 4-14: Art der installierten Stromzähler zur Erfassung des Eigenstromverbrauchs an den Biogasanlagen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	41
Abbildung 4-15: Umsetzung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung bzw. zum Repowering in den Betriebsjahren 2011–2015, relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	42
Abbildung 4.16: Art der Prozessführung (Nass- bzw. Trockenfermentation) der Biogasanlagen, differenziert nach kontinuierlich bzw. diskontinuierlich betriebenen Anlagen (relative Häufigkeit), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	42
Abbildung 4-17: Mittlere Betriebsstunden grundlastfahrender vs. flexibel betriebener Biogasanlagen im Jahr 2015 in Abhängigkeit von der installierten elektrischen BHKW-Nennleistung, (Betreiberbefragung 2016)	43
Abbildung 4-18: Anteil extern genutzter Wärme (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs), differenziert nach Anzahl der Nennungen (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	43
Abbildung 4-19: Art der Wärmenutzung, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit in % (Mehrfachnennungen möglich), (Betreiberbefragung 2016, Bezugsjahr 2015)	44
Abbildung 6-1: Relative Häufigkeitsverteilung der Anzahlen der Prozessstufen der untersuchten Anlagen (links; BMP III, n = 61; Betreiberbefragung, n = 286) sowie des Reaktorsystems (rechts; BMP III, n = 61; Betreiberbefragung, n = 310) jeweils differenziert für zwei Stichproben	60
Abbildung 6-2: Relative Häufigkeitsverteilung der mittleren Gärtemperaturen der Biogasanlagen differenziert für zwei Stichproben (BMP III, n = 60; Betreiberbefragung, n = 346)	60
Abbildung 6-3: Relative Häufigkeitsverteilung der installierten elektrischen Leistung (Nennleistung) und der Höchstbemessungsleistung der bewerteten Biogasanlagen (n = 58)	61
Abbildung 6-4: Relative Häufigkeitsverteilung der Gasspeichertypen auf den bewerteten Biogasanlagen im BMP III (n = 143)	62
Abbildung 6-5: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen im BMP III in Bezug auf die Gasentschwefelung (n = 60)	62
Abbildung 6-6: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen in Bezug auf das spezifische Gasspeichervolumen (n = 61)	63
Abbildung 6-7: Relative Häufigkeitsverteilung in Bezug auf die Wärmenutzung der bewerteten Biogasanlagen (BMP III, n = 53; Betreiberbefragung, n = 324)	64
Abbildung 6-8: Relative Häufigkeitsverteilung der Auslastung der anlagenspezifischen elektrischen BHKW-Kapazität (n = 60)	65
Abbildung 6-9: Mittlere elektrische Wirkungsgrade der BHKW laut Herstellerangabe (n = 111)	65
Abbildung 6.10: Spezifische Stromproduktion pro Tonne FM, TS, oTS und FoTS und Anteil des Wirtschaftsdüngers in der Substratmischung	66
Abbildung 6-11: Zusammenhang zwischen spezifischer Stromproduktion pro t_{FoTS} und der Verweilzeit im gasdichten System	67
Abbildung 6-12: Relative Häufigkeitsverteilung der Auslastung der theoretischen Brutto-Wärmeleistung durch Fremdnutzer (n = 56)	68
Abbildung 6-13: Zusammenhang zwischen dem Anteil des Eigenwärmebedarfs an der Wärmeproduktion und dem Gülleanteil (ohne Festmist) an der Substratmischung (n = 33)	68
Abbildung 6-14: Theoretische Auslastung der installierten Wärmeleistung durch den Eigenwärmebedarf der BGA, Fremdwärme (Nutzung außerhalb der BGA) und Fortwärme (Verluste) unter Betrachtung des Gülleanteils an der Substratmischung	69
Abbildung 6-15: Anteiliger Eigenstrombedarf der Biogasanlagen	70
Abbildung 6-16: Zusammenhang zwischen dem anteiligen Eigenstrombedarf und dem Gülleanteil in der Substratmischung (n = 51)	70
Abbildung 6-17: Relative Häufigkeitsverteilung des Eigenstrombedarfs (n = 51)	71
Abbildung 6-18: Mittlere Substratverteilung in Prozent der eingetragenen Frischmasse (oben) und der eingetragenen FoTS (unten) anhand des jährlichen Substrateinsatzes, differenziert nach Wirtschaftsdüngern, NawaRo und sonstigen Substraten (wie z. B. Kartoffelschalen, Enzyme, Eisenpräparate)	72
Abbildung 6-19: Relative Häufigkeitsverteilung der eingesetzten Substratmengen pro Jahr (links) und der Anteil der Wirtschaftsdünger an der Substratmischung (rechts) für die betrachteten Biogasanlagen im BMP III (n = 61)	73
Abbildung 6-20: Relative Einsatzhäufigkeiten der verwerteten Substrate bei den bewerteten Biogasanlagen (n = 60), differenziert nach NawaRo und Wirtschaftsdünger	74
Abbildung 6-21: Relative Häufigkeitsverteilung des Anteils von Mais-Ganzpflanzensilage, Grassilage, Rindergülle und Rindermist an der Substratmischung der untersuchten Biogasanlagen	75
Abbildung 6-22: Relative Häufigkeitsverteilung des TS-Gehaltes der Substratmischung, des Fermenterinhaltendes und des Gärrestes (n = 61)	77
Abbildung 6-23: TS- und oTS-Gehalt der Substratmischung und des Ablaufs der letzten gasdichten Stufe, FoTS-Gehalt der Substratmischung, sortiert nach aufsteigendem Substrat TS-Gehalt	79
Abbildung 6-24: Brennwert der Substratmischung und des Gärrestes, sortiert nach Brennwert der Substratmischung	80

Abbildung 6-25: $\text{NH}_4^-/\text{N}_{\text{ges}}$ -N-Verhältnis im Fermenter (n = 61) und im Ablauf der letzten gasdichten Stufe (n = 41)	81
Abbildung 6-26: Relative Häufigkeitsverteilung des NH_4^- -Gehaltes im Fermenter (links, n = 61) und im Gärrest (rechts, n = 41)	81
Abbildung 6-28: Mittlere oTS-Raubelastung der 1. Stufe und der Gärstrecke, unter Berücksichtigung der Stufenanzahl	82
Abbildung 6-27: Änderung des Ammonium-Anteils am Gesamtstickstoff der Substratmischung über die Gärstrecke (n = 38)	82
Abbildung 6-29: Mittlere hydraulische Verweilzeit im beheizten Fermentersystem, differenziert nach einstufigen und mehrstufigen Anlagen	83
Abbildung 6-30: Relative Häufigkeitsverteilung der Verweilzeit im Fermentersystem, differenziert für ein- bzw. mehrstufige Anlagen (n = 61)	84
Abbildung 6-31: Relative Häufigkeitsverteilung der Verweilzeit des Substrats im gasdicht abgeschlossenen System, differenziert für ein- bzw. mehrstufige Anlagen (n = 61)	84
Abbildung 6-32: Mittlerer CH_4^- - und CO_2^- -Gehalt im gereinigten Biogas	85
Abbildung 6-33: Mittlere H_2S - und O_2^- -Gehalte im produzierten Biogas (vor Aktivkohlefilter)	86
Abbildung 6-34: Mittlere Biogas- und Methanausbeute pro Tonne zugeführtem Frischmaterial, TS, oTS und FoTS rechnerisch ermittelt aus den gesammelten Daten der Praxismessungen.	88
Abbildung 6-35: Mittlere Biogas- bzw. Methanproduktivität pro Kubikmeter Arbeitsvolumen, differenziert nach einstufigen und mehrstufigen Anlagen	89
Abbildung 6-36: Relative Häufigkeitsverteilung der CH_4^- -Produktivität (n = 61)	89
Abbildung 6-37: Zusammenhang zwischen organischer Raumbelastung des Gesamtsystems und der CH_4^- -Produktivität (n = 61)	90
Abbildung 6-38: Zusammenhang zwischen organischer Raumbelastung der ersten Stufe und der CH_4^- -Produktivität (n = 61)	90
Abbildung 6-39: Biogas-/Methanpotential pro Tag: Bestimmt über Fütterungsmenge und ermitteltes Biogasertragspotential der Substrate mittels Biogasertragstest	91
Abbildung 6-40: Biogas-/Methanpotential pro Tag und kg_{oTS} : Bestimmt über Fütterungsmenge und ermitteltes Biogasertragspotential mittels Biogasertragstest	92
Abbildung 6-41: spezifisches Methanpotential für die am häufigsten getesteten Substrate mit Angabe der Anzahl der Anlagen, die dieses Substrat verwenden	93
Abbildung 6-42: Durch Substratzugabe zugeführte Menge an FoTS im Untersuchungszeitraum	93
Abbildung 6-43: Fermentierbarer Anteil der zugeführten oTS in der Substratmischung	94
Abbildung 6-44: FoTS-Gehalt für die am häufigsten getesteten Substrate und daraus berechnete Methanpotentiale mit Angabe der Anzahl der Messungen n	95
Abbildung 6-45: Auf die Frischmasse bezogener Brennwert in den Substratmischungen und Gärresten der untersuchten Biogasanlagen	96
Abbildung 6-46: oTS-spezifischer Brennwert in den Substratmischungen und Gärresten der untersuchten Biogasanlagen	96
Abbildung 6-47: geschätzter Ligninanteil in den Gärresten der untersuchten Biogasanlagen	97
Abbildung 6-48: Brennwert der am häufigsten eingesetzten Substrate mit Angabe der Anzahl der Analysen n	97
Abbildung 6-49: Absolutes Restmethanpotential je Tonne Material des Ablaufs der letzten Stufen (Gärrest) bei 37 °C, 60 Tage Gärdauer	98
Abbildung 6-50: oTS-Abbaugrad von 59 der 61 Anlagen	99
Abbildung 6-51: FoTS-Ausbeute der Anlagen im BMP III	100
Abbildung 6-52: Relatives Restmethanpotential bei 37 °C von 45 der 61 Anlagen jeweils am letzten abgedeckten Behälter gezogen	101
Abbildung 6-53: Relatives Restmethanpotential bei 37 °C und nach 60 Tagen über Verweilzeit im gasdichten System aufgetragen	101
Abbildung 6-54: Relative Methanausbeute von 45 Anlagen; Werte über 100 % bedeuten, dass in den Anlagen mehr Gas produziert wurde, als theoretisch aus dem Biogasertragstest zu erwarten war	102
Abbildung 6-55: Anaerob energetischer Umsatz von 59 Biogasanlagen; * reduzierter Bilanzzeitraum	103
Abbildung 6-56: Anaerob energetische Ausbeute von 59 Biogasanlagen; * reduzierter Bilanzzeitraum	104
Abbildung 6-57: Zusammenhang zwischen anaerob energetischem Umsatzgrad und dem Wirtschaftsdüngeranteil	104
Abbildung 6-58: Energieverlust im Gärprozess als Anteil der Substratenergie; * reduzierter Bilanzzeitraum	105
Abbildung 6-59: Spezifische Methanpotentiale und Ausbeuten im Vergleich; * markiert reduzierten Bilanzzeitraum	106
Abbildung 6-60: FoTS-Ausbeute über relative Methanausbeute aufgetragen, gestrichelte Linie: lineare Regression	107
Abbildung 6-61: Gesamtinvestitionssummen der Biogasanlagen; differenziert in die Bereiche Bau, Technik, BHKW und keine Afa	109
Abbildung 6-62: Relative Aufteilung der Gesamtinvestitionssummen der Biogasanlagen; differenziert in die Bereiche Bau, Technik, BHKW und keine Afa	110
Abbildung 6-63: Relative Häufigkeiten der Gesamtinvestitionssumme	110
Abbildung 6-64: Spezifische Investitionssummen, bezogen auf die Höchstbemessungsleistung der Biogasanlagen	111
Abbildung 6-65: Relative Häufigkeitsverteilung der spezifischen Investitionssumme pro kW_{el} anhand der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung	111

Abbildung 6-66: Zusammenhang zwischen gesetzlicher Höchstbemessungsleistung und spezifischen Investitionsbedarfen pro kW_{el}	112
Abbildung 6-67: Zusammenhang zwischen installierter elektrischer Leistung und den spezifischen BHKW-Kosten getrennt für einzelne Aggregate und differenziert nach Motorentypen	112
Abbildung 6-68: Anteilige Zusammensetzung der Anlagenfinanzierung ausgewählter Biogasanlagen	113
Abbildung 6-69: Jährliche Gesamteinnahmen der Biogasanlagen in absoluten Werten	114
Abbildung 6-70: Relative Zusammensetzung der Einnahmenseite	115
Abbildung 6-71: Strombezogene Einnahmen der Biogasanlagen (inkl. Umrechnungen von Rohbiogas und Biomethan)	115
Abbildung 6-72: Jährliche Gesamtausgaben der Biogasanlagen in absoluten Werten	116
Abbildung 6-73: Relative Zusammensetzung der jährlichen Gesamtausgaben, differenziert nach Substratkosten, Personalkosten, Instandhaltungskosten, Abschreibungen und Sonstige Betriebskosten	117
Abbildung 6-74: Jährliche Abschreibungen der Biogasanlagen in absoluten Werten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen, BHKW und Sonstiges	118
Abbildung 6-75: Relative Zusammensetzung der jährlichen Abschreibungen, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschine, BHKW und Sonstiges	118
Abbildung 6-76: Boxplot zu ausgewählten Substraten, frischmassebezogen	119
Abbildung 6-77: Jährliche Instandhaltungskosten der Biogasanlagen in absoluten Werten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen und BHKW	121
Abbildung 6-78: Relative Zusammensetzung der jährlichen Instandhaltungskosten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen und BHKW	121
Abbildung 6-79: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen auf Basis der eingespeisten Strommenge (inkl. Umrechnungen von Rohbiogas und Biomethan)	123
Abbildung 6-80: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen, unterteilt in vier Anlagenklassen gemäß gesetzlicher Höchstbemessungsleistung und geordnet nach der Höhe der Stromgestehungskosten	123
Abbildung 6-81: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis bzw. Gesamtgewinn/-verlust der Biogasanlagen	124
Abbildung 6-82: Differenz zwischen strombezogenen Einnahmen und Stromgestehungskosten/jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit pro eingespeiste Kilowattstunde	124
Abbildung 6-83: Zusammenhang zwischen elektrischer Auslastung (hier: Quotient aus eingespeister Strommenge und gesetzlicher Höchstbemessungsleistung) der Biogasanlagen und den Stromgestehungskosten	125
Abbildung 6-84: Zusammenhang zwischen der elektrischen Auslastung (hier: Quotient aus eingespeister Strommenge und gesetzlicher Höchstbemessungsleistung) der Biogasanlagen und dem spezifischen Gewinn bzw. Verlust bezogen auf die elektrische Auslastung	126
Abbildung 6-85: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis bzw. Gesamtgewinn/-verlust der Biogasanlagen, unterteilt in vier Anlagenklassen auf Basis der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung	127
Abbildung 6-86: Variabilität in den verfahrensspezifischen Anlagendaten und chemischen Analysedaten der 46 mikrobiologisch untersuchten Biogasanlagen (insgesamt 60 Fermenter). Bei den Angaben der Einsatzstoffe handelt es sich um den prozentualen Anteil des jeweiligen Einsatzstoffes an der Gesamtmenge	131
Abbildung 6-87: Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften in 60 Biogasfermentern von 46 Biogasanlagen. Dargestellt sind die vorkommende Arten (Taxa) und die relative Häufigkeit ihres Vorkommens, begrenzt auf die 15 am häufigsten erfassten Gruppen, den sog. Abteilungen	134
Abbildung 6-88: Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften in 60 Biogasfermentern von 46 Biogasanlagen. Dargestellt sind die vorkommende Arten (Taxa) und die relative Häufigkeit ihres Vorkommens, begrenzt auf die 28 am häufigsten erfassten Gruppen, den sog. Familien	135
Abbildung 6-89: Hydrolytisch wirksame Enzyme (A), fermentativen Stoffwechselwege (B) sowie methanogene Stoffwechselwege (C) der mikrobiellen Gemeinschaft in den untersuchten Biogasfermentern/-anlagen basierend auf der Zuordnung der erfassten Proteine zu den Schritten des `Anaerobic Digestion Modell 1`. Prozentuale Angaben beziehen sich auf die Gesamtabundanz aller erfassten Proteine	137
Abbildung 6-90: Ähnlichkeitsanalyse basierend auf der erfassten taxonomischen Diversität (A) und der erfassten funktionellen Diversität (B) im Abgleich mit den verfahrensspezifischen Anlagendaten und chemischen Analysedaten sowie die taxonomischen (C) und funktionellen (D) Mikrobiomstrukturen für die auf Basis der (Un-)Ähnlichkeiten der mikrobiellen Gemeinschaften eingeteilten vier Gruppen (sog. Cluster). KPF = Kohlenhydrate, Proteine, Fette, ES = Essigsäure, PS = Propionsäure, BS = Buttersäure, WLP = Wood-Ljungdahl-Weg, A = acetoklastisch, H = hydrogenotroph	138

Abbildung 6-91:	Schwellenwertanalyse zur Erfassung von mikrobiellen Indikatorarten (obere zwei Abbildungen) oder von Indikatorproteinen (untere zwei Abbildungen) für spezifische Prozesszustände. Kreise symbolisieren die Punkte, an denen die erfassten Indikatorarten/-proteine die stärkste Veränderung in der relativen Häufigkeit ihres Vorkommens zeigen, wobei zwischen negativer Reaktion (Abnahme, graue Kreise, linke y-Achse) und positiver Reaktion (Zunahme, weiße Kreise, rechte y-Achse) unterschieden wird; je größer der Kreis, desto stärker ist die Reaktion. A = Archaeon, B = Bakterium, P = Protein	141
Abbildung 7-1:	Ranking von 48 Biogasanlagen im Messprogramm für die Kategorie „Biogasproduktion“; die Anlagen sind nach Effizienzwert von oben nach unten absteigend angeordnet, die Farbverläufe in der Zeichnungsfläche illustrieren die Effizienzklassen.	144
Abbildung 7-2:	Verhältnis von oTS-Raubelastung und Methanproduktivität des gesamten Arbeitsvolumens des Fermentersystems, d. h. exklusive eventueller Gärrestlager mit Gaserfassung) für 48 Biogasanlagen; hervorgehoben sind von den Anlagen mit guter Bewertung der Biogasproduktion diejenigen mit ausreichender (Quadrate ohne Füllung) bzw. mit sehr guter (Dreiecke ohne Füllung) Bewertung der Methanproduktivität.	145
Abbildung 7-3:	Ranking von 48 Biogasanlagen im Messprogramm für die Kategorie „Biogasverwertung“; die Anlagen sind nach Effizienzwert von oben nach unten absteigend angeordnet.	146
Abbildung 7-4:	Histogramme des Methan-Nutzungsgrades für 48 Biogasanlagen im Messprogramm bzw. 24 Biogasanlagen im Biogas-Monitoring der LfL (Ebertseder et al., 2012; Streicher et al., 2016).	146
Abbildung 7-5:	Histogramm der Leistungsausnutzung (= Ausnutzung der elektrischen Höchstbemessungsleistung) für 48 Anlagen im Messprogramm.	147
Abbildung 7-6:	Ranking von 48 Biogasanlagen im Messprogramm für die „zusammengefasste Anlageneffizienz“; die Anlagen sind nach Effizienzwert von oben nach unten absteigend angeordnet.	147
Abbildung 7-7:	Gegenüberstellung der spezifischen elektrischen Bemessungsleistung je Kubikmeter Arbeitsvolumen und der Methanproduktivität für 48 Biogasanlagen im Messprogramm; die vier Anlagen mit ungenügender Bewertung der BHKW-Leistungsausnutzung sind hervorgehoben (nicht ausgefüllte Dreiecke).	149

11

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Rücklauf der Betreiberbefragung – Größenklassenverteilung und Verteilung Gesamtanlagenbestand, Bezug: Anlagenzahl (Biogasanlagen Deutschland, GG = Grundgesamtheit), Bezugsjahr 2015	14
Tabelle 3-2: Rücklauf der Betreiberbefragung bezogen auf den Zeitraum der Inbetriebnahme der Biogasanlagen	14
Tabelle 3-3: Notwendige Prozessdaten für eine vollständige Anlagenbewertung	16
Tabelle 3-4: Analysierte Parameter zur Charakterisierung von Stoffströmen mit Angabe von Ort und Häufigkeit der Probenahme sowie der Methodenvorschrift	17
Tabelle 3-5: Auflistung der Untersuchungsparameter und der untersuchten Proben	19
Tabelle 3-6: Mittelwerte und absolute maximale Abweichung aller Untersuchungen unter Verwendung der Bezeichnungen von Tabelle 3-5	20
Tabelle 3-7: Vergleich von Kennwerten zur Beurteilung der Effizienz des Gärprozesses	24
Tabelle 3-8: Fallklassifizierung für die Kriterien „Gülleanteil“, „Temperaturbereich“ und „Fermenterform“ zur Abschätzung des Eigenwärmebedarfs	27
Tabelle 3-9: Fallklassifizierung des Eigenwärmebedarfs in Abhängigkeit der Kriterien „Gülleanteil“, „Temperaturbereich“ und „Fermenterform“	27
Tabelle 3-10: Abschätzung des anteiligen Eigenwärmebedarfs nach drei Fällen	27
Tabelle 3-11: Abschreibungskategorie und Abschreibungsdauer	29
Tabelle 4-1: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 01 bis BGA 05	45
Tabelle 4-2: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 06 bis BGA 10	46
Tabelle 4-3: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 11 bis BGA 15	47
Tabelle 4-4: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 16 bis BGA 19	48
Tabelle 4-5: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 20 bis BGA 23	49
Tabelle 4-6: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 24 bis BGA 28	50
Tabelle 4-7: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 29 bis BGA 33	51
Tabelle 4-8: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 34 bis BGA 38	52
Tabelle 4-9: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 39 bis BGA 43	53
Tabelle 4-10: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 44 bis BGA 48	54
Tabelle 4-11: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 49 bis BGA 53	55
Tabelle 4-12: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 54 bis BGA 57	56
Tabelle 4-13: Überblick über wichtige Charakteristika der 61 BGA des BMP III – BGA 58 bis BGA 61	57
Tabelle 6-1: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gasverwertung der Biogasanlagen (n = 61)	71
Tabelle 6-2: Mittlere, minimale und maximale Massenanteile der fünf meist eingesetzten Substrate der untersuchten Biogasanlagen im BMP III (n = 61)	74
Tabelle 6-3: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Substratzusammensetzung der einzelnen Prozessstufen	75
Tabelle 6-4: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gasqualität	86
Tabelle 6-5: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zum Substratumsatz und zur Methanausbeute der Biogasanlagen	91
Tabelle 6-6: Darstellung der Mittelwerte sowie der min. und max. Werte des absoluten Restmethanpotentials bei 37 °C, 60 Tage Gärdauer	98

Tabelle 6-7: Darstellung der Mittelwerte sowie der min. und max. Werte des relativen Restmethanpotentials bei 37 °C und einer Gärdauer von 60 Tagen, bezogen auf die erzielte relativen Methanausbeute pro Tonne Substratinput	101
Tabelle 6-8: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte der jährlichen Erlöse	116
Tabelle 6-9: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte der jährlichen Kosten	117
Tabelle 6-10: Substratkosten frei Silo, Bewertungszeitraum: 1. Juli 2016 bis 31. Dezember 2017, Werte gerundet	119
Tabelle 6-11: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte der jährlichen sonstigen Kosten	122
Tabelle 6-12: Zusammenstellung der mittleren, minimalen und maximalen Werte zur Gesamtwirtschaftlichkeit	125
Tabelle 6-13: Änderung der jährlichen Gesamtwirtschaftlichkeit bei einer entsprechenden Änderung der Substratkosten	128
Tabelle 6-14: Änderung der jährlichen Gesamtwirtschaftlichkeit bei einer Reinvestitionen in bauliche und technische Anlagen sowie dem BHKW für eine 10-jährige Laufzeitverlängerung; Reinvestitionen prozentual bezogen auf das Gesamtinvestitionsvolumen der Biogasanlagen (rot = negatives Betriebszweigergebnis nach Re-Invest, gelb = jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit ≤ 2 ct/kWh _{el} nach Re-Invest; grün = jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit > 2 ct/kWh _{el} nach Re-Invest (Bsp.: BGA 01 vor Re-Invest: 4,40 ct/kWh _{el} , nach 10 % Re-Invest: 3,92 ct/kWh _{el} [4,40 ct/kWh _{el} – 0,48 ct/kWh _{el}])	129
Tabelle 6-15: Erfasste Artenanzahl in den untersuchten Biogasfermentern/-anlagen	132
Tabelle 7-1: Übersicht des Bewertungsergebnisses mit der Basismethode für 48 Biogasanlagen im Messprogramm nach Effizienzklassen (Erläuterung im Text).	143
Tabelle 7-2: Zahlenmäßige Beschreibung des Bewertungsergebnisses nach Tabelle 7-1.	144
Tabelle 7-3: Vergleich der vier Biogasanlagen im Messprogramm mit ungenügender Bewertung der Leistungsausnutzung.	148
Tabelle 7-4: Anlagenstatus von BGA 13 versus BGA 43 nach der Basismethode.	149
Tabelle 7-5: Anlagenstatus von BGA 26 versus BGA 58 nach der Basismethode.	150
Tabelle 7-6: Übersicht über die Verfügbarkeit von Messdaten und gegebenenfalls Ersatzwerten für die Bewertung der Biogasanlagen im Messprogramm mit der Basismethode (1: ja/vorhanden; 0: nein/nicht vorhanden; – : nicht zutreffend).	151

1 2 GLOSSAR

Abbau	Zerlegung org. Verbindungen in einfachere Verbindungen oder Moleküle durch biotische oder abiotische Prozesse.
Abbaubarkeit	Die Eigenschaft eines Stoffes, durch biochemische, chemische oder physikalische Reaktionen umgewandelt werden zu können. Endprodukte der Reaktionen sind entweder andere Verbindungen (Metabolite) oder im Falle der vollständigen Mineralisierung CO ₂ , H ₂ O, NH ₃ sowie weitere Mineralstoffe.
Abbaugrad	Der Grad des biologischen oder chemischen Abbaus organischer Verbindungen. Wird berechnet als Differenz der Menge organischer Verbindungen im Substrat und Gärrest, bezogen auf die Menge organischer Verbindungen im Substrat.
Abfall	Bewegliche Gegenstände, Stoffe, Rückstände oder Reste, deren sich der Besitzer entledigen will, nennt man Abfall. Das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz unterscheidet nach Abfällen zur Verwertung und Abfällen zur Beseitigung.
Abschreibung	Jährlich in einer ökonomischen Bilanz zu berücksichtigender Betrag, der der Neubeschaffung einer Investition dient. Die Abschreibungszeiträume werden entsprechend der Lebensdauer angesetzt (bspw. für technische Investitionen kürzer als für Baumaßnahmen).
Acetogenese	Biochemische Bildung von Essigsäure unter Anfall von H ₂ und CO ₂ aus den Abbauprodukten der Hydrolyse.
Ammoniak (NH₃)	Stickstoffhaltiges, stark stechend riechendes, farbloses und giftiges Gas, das auf biochemischem Wege aus dem Abbau stickstoffhaltiger Verbindungen wie z. B. Eiweiß, Harnstoff und Harnsäure entsteht und in Wasser zu Ammonium dissoziiert.
Amortisation	Zeitraum, in dem die Gesamtinvestitionssumme über den Reingewinn zuzüglich der Abschreibungsbeträge erwirtschaftet werden kann.
Anaerober Abbau	Abbau organischer Substanzen ohne Sauerstoffzehrung durch anaerobe Mikroorganismen, teilweise wird dadurch Biogas freigesetzt.
Anaerober energetischer Umsatzgrad	Kennzahl des Gärprozesses die angibt, welcher Anteil der potentiell anaerob umsetzbaren Energie des Substrats (ermittelt durch Brennwertbestimmung) tatsächlich umgesetzt wurde. Lignin und dessen Energie werden als anaerob nicht umsetzbar betrachtet.
Arbeitsausnutzung	siehe BHKW-Arbeitsausnutzung.
Arbeitsvolumen	gasdichtes Nutzvolumen eines Gärbehälters, dass zur Vergärung verwendet werden kann.
Aufbereitung	Verfahrensschritt zur Vorbehandlung von Substraten (z. B. Zerkleinern, Abtrennen von Störstoffen, Homogenisieren).
Betriebskosten	Kosten für Substratbereitstellung, Verbrauchsmaterial, Reparaturen (Personal und Ersatzteile), Analysen, Eigenstrombedarf, Ausbringkosten und Wartungsverträge.
Betriebszweig	Ein Betriebszweig ist ein auf die Produktion eines oder mehrerer Produkte oder die Erbringung von Leistungen ausgerichteter Teilbereich eines landwirtschaftlich geprägten Unternehmens beliebiger Rechtsform.
BHKW-Auslastung	prozentualer Anteil der (mittleren) Leistung an der installierten Leistung.
BHKW-Arbeitsausnutzung	prozentualer Anteil der in einem Betrachtungszeitraum tatsächlich erzeugten Arbeit an der theoretisch durch eine Anlage erzeugbaren Arbeit (Energiemenge).
BHKW-Leistungsausnutzung	prozentuales Verhältnis der tatsächlich im Mittel abgegebenen elektrischen BHKW-Leistung zur festgelegten Höchstbemessungsleistung.
Biogas	Produkt des anaeroben biologischen Abbaus organischer Substrate; enthält 45–70 % Methan, 30–55 % Kohlendioxid, geringe Mengen an Stickstoff, Schwefelwasserstoff, Wasserstoff und anderen Spurengasen.
Biogasertragstest (VDI-Richtlinie 4630)	Analysemethode zur Ermittlung des Biogaspotentials von Substraten im Labor, meist diskontinuierlich ausgeführt (engl. Batch).

Biomethan	regenerative Alternative für fossiles Erdgas. Wird aus Biogas gewonnen, indem die Anteile von Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff (z. T. auch weitere Spurengase) aus dem Biogas mittels physikalischer oder chemischer Verfahren entfernt werden („Biogasaufbereitung“). Biogasanlagen, welche das Biogas zu Biomethan aufbereiten, werden als Biomethananlagen bezeichnet. Das Biomethan kann ins Erdgasnetz eingespeist werden.
Blockheizkraftwerk (BHKW)	Aggregat zur Erzeugung von elektrischem Strom und Wärmeenergie mittels eines Motors und eines daran gekoppelten Generators.
Brutto-Umsatzrendite	definiert als Differenz aus dem ordentlichen Betriebsergebnis (Gewinn vor Steuern, nach Zinsen und Abschreibungen) dividiert durch die Umsatzerlöse (Strom-, Wärme- und sonstige Erlöse).
C:N-Verhältnis	Verhältnis der Kohlenstoff- zur Stickstoffmenge; das C:N-Verhältnis im zu vergärenden Gut nimmt Einfluss auf die Stabilität des Gärprozesses.
Deckungsbeitrag	Jährliche Einnahmen abzüglich der jährlichen Betriebskosten (Gesamtkosten abzüglich der Fixkosten).
Durchsatz	Die der Biogasanlage zugeführte Menge an Substrat je Zeiteinheit.
Eigenstrombedarf	Anteil der produzierten Strommenge einer Biogasanlage, der für den Betrieb der Anlage selbst benötigt wird.
Eigenwärmebedarf	Anteil der produzierten Wärmemenge einer Biogasanlage, der für den Betrieb der Anlage selbst benötigt wird und im Wesentlichen den Wärmebedarf der Gärbehälter umfasst.
Einsatzstoff	siehe Substrat.
Energetischer Umsatzgrad	Kennzahl des Gärprozesses, die angibt, welcher Anteil der mit dem Substrat eingebrachten Energie im Biogasprozess tatsächlich umgesetzt wurde.
Erneuerbare-Energien-Gesetz	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz
Entschwefelung	Verfahrensschritt (biologisch, chemisch od. physikalisch) zur Entfernung des Schwefelwasserstoffanteils aus dem Biogas.
Essigsäureäquivalent	Summe der Konzentrationen flüchtiger organischer Säuren umgerechnet auf die äquivalente Konzentration an Essigsäure.
Externe Wärmenutzung	Wärmenutzung außerhalb des Anlagenbetriebs (auch: „Wärmeabsatz“).
Fermenter	Beheizter, gasdichter Behälter, der direkt mit Substrat beschickt wird und in dem der mikrobiologische Abbau des Substrates bei gleichzeitiger Biogasbildung stattfindet. In der Praxis wird der Begriff als Synonym zu Gärbehälter verwendet. Bei Biogasanlagen mit mehreren Gärbehältern in Reihe findet typischerweise der größte Anteil der Biogasbildung im ersten Gärbehälter in der Reihe oder auch Hauptgärbehälter (Hauptfermenter) statt.
Fermentersystem	Gesamtheit aller beheizten Behälter/Fermenter.
Fermentierbare organische Trockensubstanz (FoTS)	Anteil der organischen Trockensubstanz, der unter anaeroben Bedingungen im Gärprozess umgesetzt werden kann.
Feststoffeintrag	Verfahren oder Anlagenteil zum Einbringen von nicht pumpfähigen Substraten oder Substratgemischen direkt in den Fermenter.
Fixkosten	Kosten für Abschreibungen, Kreditzinsen, Versicherung und Personalkosten für Routinearbeiten.
FOS/TAC	Parameter zur Beurteilung der Prozessstabilität. Quotient aus den durch Titration von zentrifugiertem Reaktormaterial mit 0,1 N H ₂ SO ₄ bestimmte Mengen an flüchtigen organischen Säuren (pH 5,0 bis 4,4) und der Pufferkapazität (Ausgangs-pH bis pH 5,0)
Gasdichtes System	Gesamtheit aller an die Gasnutzung angeschlossenen Behälter.
Gärrest	flüssiger oder fester Rückstand der Biogasgewinnung als Abfluss des gasdichten Systems der Behälter.
Gärbehälter	gasdicht abgeschlossener, beheizter Behälter zur Biogasgewinnung
Gärrestlager	Behälter oder Erdbecken, in dem das vergorene Substrat vor der weiteren Nutzung gelagert wird.
Gärstrecke	Gesamtheit der Gärbehälter einer Biogasanlage.
Gasspeicher	Gasdichter Behälter oder Foliensack, in dem das Biogas zwischengespeichert wird.
Höchstbemessungsleistung	höchste genehmigte elektrische Gesamtleistung aller BHKW einer Anlage im Jahresdurchschnitt nach EEG.
Hydraulische Verweilzeit	durchschnittliche, theoretische Verweildauer des in einen Fermenter zugegebenen Materials; durch Rückführung („Rezirkulation“) von vergorenem Material kann die Summe der rechnerischen hydraulischen Verweilzeiten der einzelnen Fermenter deutlich geringer sein als die Verweilzeit im gesamten Fermentersystem.
Hydrolyse	Erster Schritt des mikrobiellen Abbaus der Substrate: polymere Verbindungen (z. B. Stärke) werden unter Wasseranlagerung in monomere Untereinheiten aufgespalten. Daran anschließend erfolgt die Bildung kurzkettiger organischer Säuren und Alkohole (Acidogenese). In der Praxis sind die Prozessschritte der Hydrolyse und Acidogenese nicht klar trennbar und finden simultan statt. Gärbehälter werden als Hydrolyse(-Stufe) bezeichnet, wenn darin vornehmlich Hydrolyse und Acidogenese, aber keine Methanbildung stattfinden.
Hygienisierung	Verfahrensschritt zur Reduzierung und/oder Eliminierung von Seuchenerregern und/oder Phytopathogenen.
Input	Gesamtheit der dem Fermentersystem zugeführten Substrate.
Installierte Leistung	Summe der Nennleistung (Maximalleistung) aller auf einer Biogasanlage installierten BHKW.
Kalkulatorische Kosten	Kosten, die nicht mit realen Geldströmen (aus der Gewinn- und Verlustrechnung) übereinstimmen. Als kalkulatorischer Gewinn wird die Differenz aus Leistungen und Kosten bezeichnet.
Kjeldahl-Stickstoff	Gesamtgehalt an organischen Stickstoffverbindungen in Substrat oder Gärrest, bestimmt nach der Methode von Kjeldahl.
Kondensat	Im Fermenter entstandenes Biogas ist wasserdampfgesättigt und muss vor Verwertung im BHKW entwässert werden. Die gezielte Kondensation des Wasserdampfs im Biogas erfolgt mittels einer ausreichend dimensionierten Erdleitung in einem Kondensatabscheider oder über eine externe Gaskühlung. Die bei der Trocknung aufgefangene Flüssigkeit wird als Kondensat bezeichnet.

Kraft-Wärme-Kopplung	Gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische (oder mechanische) Energie und in Wärme, die zur energetischen Nutzung bestimmt ist (Nutzwärme).
Landwirtschaftlich geprägtes Unternehmen	Ein landwirtschaftlich geprägtes Unternehmen ist eine organisatorische Gesamtheit von Produktionsfaktoren zur Erzeugung von einem oder mehreren Produkten und zur Erbringung von Leistungen in einem technisch und räumlich zusammenhängenden Bereich.
Leistung	pro Zeiteinheit verrichtete Arbeit
mehrstufige Prozessführung	Reihenschaltung mehrerer Gärbehälter mit dem Ziel höherer Methanausbeute und besserer Prozessstabilität. Dabei gibt es zwei Varianten: Variante 1: Reihenschaltung von Reaktoren, in denen alle mikrobiellen Abbauschritte gleichzeitig ablaufen; Variante 2: räumliche Trennung der Hydrolyse (und Versäuerung) von der syntrophen Methanogenese (auch als mehrphasige Prozessführung bezeichnet).
mesophil	Bezeichnet die Eigenschaft von Mikroorganismen, im mittleren Temperaturbereich den für sie optimalen Stoffwechsel zu betreiben. Gärbehälter im mesophilen Temperaturbereich werden zwischen 35 und 42 °C betrieben.
Methanausbeute	Erzielte Methanmenge [m ³] bezogen auf eine zugeführte Menge an Biomasse (Angabe in kg _{oTS} , kg _{FoTS} , etc.) → Relative Methanausbeute.
Methan-Nutzungsgrad	Prozentuales Verhältnis der zur externen Nutzung abgegebenen Energie (= erzeugte elektrische Energie abzüglich Stromeigenbedarf plus abgesetzte Wärmemenge) und der Feuerungsenergie (= Heizwert des Methanertrags).
Methanogenese	mikrobielle Methanbildung entweder aus Essigsäure oder CO ₂ und H ₂ .
Methanproduktivität	Quotient aus Methanertrag pro Zeiteinheit und dem Arbeitsvolumen aller beheizten Gärbehälter.
Nachgärer	(in der Praxis gelegentlich auch: „Nachfermenter“): Beheizter, gasdichter Gärbehälter der bei mehrstufigen Biogasanlagen nach dem Fermenter angeordnet ist. Ist der „Nachgärer“ unbeheizt, handelt es sich im engeren Sinne um ein Gärrestlager.
Nachwachsende Rohstoffe	Sammelbegriff für stofflich und energetisch genutzte Biomasse, i. d. R. landwirtschaftlich erzeugte pflanzliche Rohstoffe oder im Zuge der Ernte anfallende Nebenprodukte.
Organische Trockensubstanz (oTS)	organischer Anteil der Trockensubstanz. Wird durch Veraschen des Materials bei 550 °C bestimmt
Biogas- bzw. Methanproduktivität	pro m ³ Arbeitsvolumen und Tag produzierte Menge an Biogas bzw. Methan.
Pagatorische Kosten	Kosten, die durch reale Auszahlungsströme verursacht (zahlungswirksam) werden.
psychrophil	Bezeichnet die Eigenschaft von Mikroorganismen im Temperaturbereich deutlich unterhalb von 35 °C den für sie optimalen Stoffwechsel zu betreiben.
Puffer	Eigenschaft eines Säure-/Basenpaares, H ⁺ - bzw. OH ⁻ -Ionen unter nur geringfügiger Änderung des pH-Werts zu binden. Die stärkste Pufferung tritt am sogenannten Äquivalenzpunkt auf, an welchem der pH gleich dem pK _s des Säure-/Basenpaares ist.
Pufferkapazität	Vermögen eines Systems, H ⁺ - bzw. OH ⁻ -Ionen zu binden und so den pH-Wert stabil zu halten. Im Biogasreaktor bilden vor allem das „Karbonatpuffersystem“ und bei hohen Ammoniumgehalten das „Ammoniumpuffersystem“ die Pufferkapazität.
Raubelastung	täglich pro m ³ Arbeitsvolumen zugeführte Menge an oTS
Relative Biogas-/Methanausbeute	prozentuales Verhältnis des erzielten Biogas-/Methanertrags (gemessen oder aus BHKW-Strom berechnet) zum Biogas-/Methanertragspotential (im Batchtest ermittelter oder nach verschiedenen Methoden (z. B. FoTS, Futterwertmodell) berechneter Erwartungswert).
Repowering	technische Ertüchtigung einer Biogasanlage mit dem Ziel erhöhter Strom- oder Wärmeproduktion.
Restgaspotential	nach dem Gärprozess im Gärrest noch enthaltenes Biogaspotential; wird nur Methan betrachtet spricht man von Restmethanpotential.
Reststoffe	Reste aus Landwirtschaft, Lebensmittelproduktion oder aus Grünschnitten, die stofflich keine weitere Verwendung haben.
Spezifischer Biogas-/Methanertrag	pro Masseneinheit (Angabe in Frischmasse, oTM, etc.) zugeführter Einsatzstoffe erzielter Biogas-/Methanertrag.
Stromgestehungskosten	Kosten (variable und fixe) pro Kilowattstunde produzierten Stroms.
Stufe (einer Biogasanlage)	beheizter Gärbehälter einer Biogasanlage. Sind mehrere beheizte Gärbehälter miteinander verschaltet, werden bei der Anzahl der Stufen nur in Fließrichtung hintereinander geschaltete Gärbehälter gezählt; parallel geschaltete Gärbehälter zählen als eine Stufe.
Substrat	(auch: Einsatzstoff): organisches und biologisch abbaubares Material, das mit dem Ziel der Biogasgewinnung zur Vergärung in einer Biogasanlage verwertet wird.
thermophil	Bezeichnet die Eigenschaft von Mikroorganismen, im Temperaturbereich von etwa 48 bis 55 °C den für sie optimalen Stoffwechsel zu betreiben.
Trockensubstanz (TS)	Anteil des Substrates oder Gärrestes, der nach dem Trocknen bei 105 °C übrig bleibt.
Verstromungsfaktor	pro m ³ Biogas produzierte Strommenge, ohne Zündöl.
Volllaststunden	Der Zeitraum, den das BHKW theoretisch benötigt, um die real produzierte Strommenge unter Volllast zu produzieren.
Vorgrube	der Biogasproduktion vorgelagerter Behälter zur Aufbewahrung und/oder Anmischung von pumpfähigem Material ohne Beheizung und gasdichte Abdeckung.
Wirkungsgrad	prozentualer Anteil der produzierten an der zugeführten Energiemenge (Strom bzw. Wärme).
Wirtschaftsdünge	tierische Abfallstoffe, die zur Biogasproduktion verwendet werden und unter den Güllebonus im EEG 2009 fallen.
Zündölanteil	Beitrag des Zündöls an der Zufuhr an Gesamtenergie (= Feuerungsenergie) zum BHKW.

LITERATURVERZEICHNIS

- Alsouleman, Khulud; Linke, Bernd; Klang, Johanna; Klocke, Michael; Krakat, Niclas; Theuerl, Susanne (2016):** Reorganisation of a mesophilic biogas microbiome as response to a stepwise increase of ammonium nitrogen induced by poultry manure supply. In: *Bioresource technology* 208, S. 200–204. DOI: [10.1016/j.biortech.2016.02.104](https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.02.104).
- Amon, Thomas; Bischoff, Manfred; Clemens, Joachim; Heuwinkel, Hauke; Keymer, Ulrich; Meißauer, Gabriele et al. (2015):** Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. 3. Aufl. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL, 107).
- Angelidaki, Irini; Karakashev, Dimitar; Batstone, Damien J.; Plugge, Caroline M.; Stams, Alfons J. M. (2011):** Biomethanation and its potential. In: *Methods in enzymology* 494, S. 327–351. DOI: [10.1016/B978-0-12-385112-3.00016-0](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385112-3.00016-0).
- ASUE (Hg.) (2014):** BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten (Bestellnummer: 05 1014). Essen: Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch.
- Base Technologies (2006):** Der Eigenstromverbrauch von Biogasanlagen und Potenziale zu dessen Reduzierung. In: Solarenergieförderverein Bayern e.V. (Hg.). München.
- Batstone, D. J.; Keller, J.; Angelidaki, I.; Kalyuzhnyi, S. V.; Pavlostathis, S. G.; Rozzi, A. et al. (2002):** The IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM1). In: *Water Science and Technology* 45 (10), S. 65–73. DOI: [10.2166/wst.2002.0292](https://doi.org/10.2166/wst.2002.0292).
- Batstone, Damien J.; Puyol, Daniel; Flores-Alsina, Xavier; Rodríguez, Jorge (2015):** Mathematical modelling of anaerobic digestion processes. Applications and future needs. In: *Rev Environ Sci Biotechnol* 14 (4), S. 595–613. DOI: [10.1007/s11157-015-9376-4](https://doi.org/10.1007/s11157-015-9376-4).
- Beck, Jürgen (2012):** Forschungsprojekt "BioMethan". Erhebung verfahrenstechnischer und wirtschaftlicher Kenngrößen, Entwicklung von Optimierungsstrategien und Alternativen, Erstellung von Planungsunterlagen; Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben. Neuburg an der Donau.
- Besgen, Simone (2005):** Energie- und Stoffumsetzung in Biogasanlagen. Ergebnisse messtechnischer Untersuchungen an landwirtschaftlichen Biogasanlagen im Rheinland. Dissertation. Bonn.
Online verfügbar unter http://hss.ulb.uni-bonn.de/diss_online/landw_fak/2006/besgen_simone.
- BNetzA (2019):** Gebotstermin 1. November 2019. Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge. Bundesnetzagentur. Bonn.
Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/Gebotstermin_01_11_2019/gebotsstermin_0111_2019_node.html.
- Boe, Kanokwan; Batstone, Damien John; Steyer, Jean-Phillippe; Angelidaki, Irini (2010):** State indicators for monitoring the anaerobic digestion process. In: *Water research* 44 (20), S. 5973–5980. DOI: [10.1016/j.watres.2010.07.043](https://doi.org/10.1016/j.watres.2010.07.043).
- Born, Jens; Casaretto, Rainer (2012):** Die theoretischen 100 Prozent geernteter Energie. In: *BIOGAS Journal* (2_2012), S. 88–91.
- Bouchez, T.; Blieux, A. L.; Dequiedt, S.; Domaizon, I.; Dufresne, A.; Ferreira, S. et al. (2016):** Molecular microbiology methods for environmental diagnosis. In: *Environ Chem Lett* 14 (4), S. 423–441. DOI: [10.1007/s10311-016-0581-3](https://doi.org/10.1007/s10311-016-0581-3).
- Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (2005):** Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).
- Buschmann, A.; Schober, J.; Effenberger, M. (2013):** Benchmarksystem für Biogasanlagen. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. FKZ. K/08/05. Hg. v. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. Freising.
- Calusinska, Magdalena; Goux, Xavier; Fossépré, Marie; Muller, Emilie E. L.; Wilmes, Paul; Delfosse, Philippe (2018):** A year of monitoring 20 mesophilic full-scale bioreactors reveals the existence of stable but different core microbiomes in bio-waste and wastewater anaerobic digestion systems. In: *Biotechnology for biofuels* 11, S. 196. DOI: [10.1186/s13068-018-1195-8](https://doi.org/10.1186/s13068-018-1195-8).
- Castellano-Hinojosa, Antonio; Armato, Caterina; Pozo, Clementina; González-Martínez, Alejandro; González-López, Jesús (2018):** New concepts in anaerobic digestion processes. Recent advances and biological aspects.
In: *Applied microbiology and biotechnology* 102 (12), S. 5065–5076. DOI: [10.1007/s00253-018-9039-9](https://doi.org/10.1007/s00253-018-9039-9).

Clarke, K. R. (1993): Non-parametric multivariate analyses of changes in community structure. In: *Austral Ecol* 18 (1), S. 117–143. DOI: [10.1111/j.1442-9993.1993.tb00438.x](https://doi.org/10.1111/j.1442-9993.1993.tb00438.x).

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. TEXTE 24/2020. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Forschungskennzahl 37EV 16 111 0). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen>.

De Vrieze, Jo; Hennebel, Tom; Boon, Nico; Verstraete, Willy (2012): Methanosarcina. The rediscovered methanogen for heavy duty biomethanation. In: *Bioresource technology* 112, S. 1–9. DOI: [10.1016/j.biortech.2012.02.079](https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.02.079).

De Vrieze, Jo; Saunders, Aaron Marc; He, Ying; Fang, Jing; Nielsen, Per Halkjaer; Verstraete, Willy; Boon, Nico (2015): Ammonia and temperature determine potential clustering in the anaerobic digestion microbiome. In: *Water research* 75, S. 312–323. DOI: [10.1016/j.watres.2015.02.025](https://doi.org/10.1016/j.watres.2015.02.025).

Djatkov, Djordje; Effenberger, Mathias; Lehner, Andreas; Martinov, Milan; Tesic, Milos; Gronauer, Andreas (2012): New method for assessing the performance of agricultural biogas plants. In: *Renewable Energy* 40 (1), S. 104–112. DOI: [10.1016/j.renene.2011.09.026](https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.09.026).

Djatkov, Djordje; Effenberger, Mathias; Martinov, Milan (2014): Method for assessing and improving the efficiency of agricultural biogas plants based on fuzzy logic and expert systems. In: *Applied Energy* 134, S. 163–175. DOI: [10.1016/j.apenergy.2014.08.021](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.021).

DLG (Hg.) (2004): Die neue Betriebszweigabrechnung. Ein Leitfaden für die Praxis ; Vorschlag für bundeseinheitliche Gestaltungen von Betriebszweigabrechnungen auf der Grundlage des BMVEL-Jahresabschlusses. Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft. 2., vollst. überarb. Neuaufl. Frankfurt am Main: Deutsche Landwirtschafts-Ges (Arbeiten der DLG, 197).

DLG (2006): Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen. Einheitliche Abrechnung und Erfolgskennzahlen für Biogasanlagen aller Rechtsformen. Frankfurt am Main: DLG-Verl. (Arbeiten der DLG, N.F., 200).

Dollhofer, Veronika; Callaghan, Tony M.; Griffith, Gareth W.; Leubhn, Michael; Bauer, Johann (2017): Presence and transcriptional activity of anaerobic fungi in agricultural biogas plants. In: *Bioresource technology* 235, S. 131–139. DOI: [10.1016/j.biortech.2017.03.116](https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.03.116).

Drosg, Bernhard (2013): Process monitoring in biogas plants. Hg. v. Peter Frost und David Baxter: IEA Bioenergy.

Effenberger, M.; Kissel, R.; Lehner, A.; Gronauer, A. (2008): Verfahrenstechnische Bewertung landwirtschaftlicher Biogasanlagen – Auslastung und energetische Effizienz/Technical Assessment of Agricultural Biogas plants – Utilization Ratio and Energy Efficiency. In: *Landtech./Agric. Eng.* 63 (5), 290-292a.

Effenberger, Mathias; Buschmann, Andreas; Schober, Josef; Djatkov, Djordje (2014): Webbasierte Schwachstellenanalyse an landwirtschaftlichen Biogasanlagen. In: *Landtechnik* 69 (2), S. 90–96. DOI: [10.15150/lt.2014.177](https://doi.org/10.15150/lt.2014.177).

Ebertseder, F.; Kissel, R.; Lehner, A.; Rivera Gracia, E.; Bachmaier, H. et al. (2012): Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen. In: Schriftenreihe der LfL, 8/2012, Freising

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hg.) (2009): Biogasmessprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich. Johann Heinrich von Thünen-Institut; Institut für Agrartechnologie und Biosystemtechnik; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. 1. Aufl. Hannover, Gülzow bei Güstrow: Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Online verfügbar unter <https://edocs.tib.eu/files/e01fb10/62358767X.pdf>.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2015): Gülle-Kleinanlagen.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hg.) (2016): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 7. Auflage. Rostock: Druckerei Weidner (Bioenergie).

Feess, E.; Lackes, R.; Siepermann, M.; Steven, M.; Thommen, J.-P.; Kamps, U. (2014): Gabler Wirtschaftslexikon. Effizienz. 18., aktualisierte und erw. Aufl. Hg. v. Stefanie Brich. Wiesbaden: Springer Gabler.

- Fischer, Elmar; Postel, Jan; Ehrendreich, Florian; Nelles, Michael (2016):** Energetische Bewertung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen mithilfe des mittleren Brennstoffausnutzungsgrades. In: Landtechnik 71 (4), S. 139–154. DOI: [10.15150/lt.2016.3132](https://doi.org/10.15150/lt.2016.3132).
- Fischer, Elmar; Uhl, C.; Scholwin, Frank (2009):** Untersuchungen zum Vergleich der Stoff- und Energieflüsse von Biogasanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe. In: Internationale Wissenschaftstagung Biogas Science. Internationale Wissenschaftstagung Biogas Science. Erding, 02.-04.12.2009. Freising (Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft).
- Gagliano, M. C.; Braguglia, C. M.; Gallipoli, A.; Gianico, A.; Rossetti, S. (2015):** Microbial diversity in innovative mesophilic/thermophilic temperature-phased anaerobic digestion of sludge. In: Environmental science and pollution research international 22 (10), S. 7339–7348. DOI: [10.1007/s11356-014-3061-y](https://doi.org/10.1007/s11356-014-3061-y).
- Groffman, Peter M.; Baron, Jill S.; Blett, Tamara; Gold, Arthur J.; Goodman, Iris; Gunderson, Lance H. et al. (2006):** Ecological Thresholds. The Key to Successful Environmental Management or an Important Concept with No Practical Application? In: Ecosystems 9 (1), S. 1–13. DOI: [10.1007/s10021-003-0142-z](https://doi.org/10.1007/s10021-003-0142-z).
- Guo, Xiaohui; Wang, Cheng; Sun, Faqian; Zhu, Weijing; Wu, Weixiang (2014):** A comparison of microbial characteristics between the thermophilic and mesophilic anaerobic digesters exposed to elevated food waste loadings. In: Bioresource technology 152, S. 420–428. DOI: [10.1016/j.biortech.2013.11.012](https://doi.org/10.1016/j.biortech.2013.11.012).
- Hassa, J.; Klang, J.; Heyer, R.; Benndorf, D.; Pohl, M.; Hülsemann, B. et al.:** Indicative marker microbiome structures and functions deduced from the taxonomic, functional and ecological inventory of 92 full-scale digesters out of 66 biogas plants, In Bearbeitung.
- Hassa, Julia; Maus, Irena; Off, Sandra; Pühler, Alfred; Scherer, Paul; Klocke, Michael; Schlüter, Andreas (2018):** Metagenome, metatranscriptome, and metaproteome approaches unraveled compositions and functional relationships of microbial communities residing in biogas plants. In: Applied microbiology and biotechnology 102 (12), S. 5045–5063. DOI: [10.1007/s00253-018-8976-7](https://doi.org/10.1007/s00253-018-8976-7).
- Hattori, Satoshi (2008):** Syntrophic acetate-oxidizing microbes in methanogenic environments. In: Microbes and environments 23 (2), S. 118–127. DOI: [10.1264/jsme2.23.118](https://doi.org/10.1264/jsme2.23.118).
- Heyer, R.; Schallert, K.; Siewert, C.; Kohrs, F.; Greve, J.; Maus, I. et al. (2019a):** Metaproteome analysis reveals that syntrophy, competition, and phage-host interaction shape microbial communities in biogas plants. In: Microbiome 7 (1), S. 69. DOI: [10.1186/s40168-019-0673-y](https://doi.org/10.1186/s40168-019-0673-y).
- Heyer, Robert; Schallert, Kay; Büdel, Anja; Zoun, Roman; Dorl, Sebastian; Behne, Alexander et al. (2019b):** A Robust and Universal Metaproteomics Workflow for Research Studies and Routine Diagnostics Within 24 h Using Phenol Extraction, FASP Digest, and the MetaProteomeAnalyzer. In: Frontiers in microbiology 10, S. 1883. DOI: [10.3389/fmicb.2019.01883](https://doi.org/10.3389/fmicb.2019.01883).
- Kim, Jaai; Lee, Changsoo (2016):** Response of a continuous anaerobic digester to temperature transitions. A critical range for restructuring the microbial community structure and function. In: Water research 89, S. 241–251. DOI: [10.1016/j.watres.2015.11.060](https://doi.org/10.1016/j.watres.2015.11.060).
- Klang, Johanna; Szewzyk, Ulrich; Bock, Daniel; Theuerl, Susanne (2019):** Nexus between the microbial diversity level and the stress tolerance within the biogas process. In: Anaerobe 56, S. 8–16. DOI: [10.1016/j.anaerobe.2019.01.003](https://doi.org/10.1016/j.anaerobe.2019.01.003).
- Kröber, Magdalena; Bekel, Thomas; Diaz, Naryttza N.; Goesmann, Alexander; Jaenicke, Sebastian; Krause, Lutz et al. (2009):** Phylogenetic characterization of a biogas plant microbial community integrating clone library 16S-rDNA sequences and metagenome sequence data obtained by 454-pyrosequencing. In: Journal of biotechnology 142 (1), S. 38–49. DOI: [10.1016/j.jbiotec.2009.02.010](https://doi.org/10.1016/j.jbiotec.2009.02.010).
- Lenz, Volker; Naumann, Karin; Denysenko, Velina; Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Janczik, Sebastian et al. (2019):** Erneuerbare Energien. In: BWK: Das Energie-Fachmagazin 71 (6), S. 60–88. Online verfügbar unter <https://www.energiefachmagazin.de/2019/Ausgabe-06/Jahresuebersichten-I/Erneuerbare-Energien>.
- Lindorfer, H. (2007):** Optimised digestion of energy crops and agricultural residues in rural biogas plants. Dissertation: Universität für Bodenkultur Wien.
- Luo, Gang; Francisci, Davide de; Kougiias, Panagiotis G.; Laura, Treu; Zhu, Xinyu; Angelidaki, Irini (2015):** New steady-state microbial community compositions and process performances in biogas reactors induced by temperature disturbances. In: Biotechnology for biofuels 8, S. 3. DOI: [10.1186/s13068-014-0182-y](https://doi.org/10.1186/s13068-014-0182-y).

Macha, Roman (2011): Grundlagen der Kosten- und Leistungsrechnung. München: Vahlen.

Online verfügbar unter <https://elibrary.vahlen.de/10.15358/9783800643097/grundlagen-der-kosten-und-leistungsrechnung>.

Manzoor, Shahid; Schnürer, Anna; Bongcam-Rudloff, Erik; Müller, Bettina (2018): Genome-Guided Analysis of *Clostridium ultunense* and Comparative Genomics Reveal Different Strategies for Acetate Oxidation and Energy Conservation in Syntrophic Acetate-Oxidising Bacteria. In: *Genes* 9 (4). DOI: [10.3390/genes9040225](https://doi.org/10.3390/genes9040225).

Maus, Irena; Kim, Yong Sung; Wibberg, Daniel; Stolze, Yvonne; Off, Sandra; Antonczyk, Sebastian et al. (2017): Biphasic Study to Characterize Agricultural Biogas Plants by High-Throughput 16S rRNA Gene Amplicon Sequencing and Microscopic Analysis. In: *Journal of microbiology and biotechnology* 27 (2), S. 321–334. DOI: [10.4014/jmb.1605.05083](https://doi.org/10.4014/jmb.1605.05083).

Paliy, O.; Shankar, V. (2016): Application of multivariate statistical techniques in microbial ecology. In: *Molecular ecology* 25 (5), S. 1032–1057. DOI: [10.1111/mec.13536](https://doi.org/10.1111/mec.13536).

Perridon, Louis; Steiner, Manfred; Rathgeber, Andreas W. (2012): Finanzwirtschaft der Unternehmung. 16., überarb. und erw. Aufl. München: Vahlen (Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften).
Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.15358/9783800649006>.

Postel, Jan; Fischer, Erik; Barchmann, Tino; Rensberg, Nadja; Stur, Mathias (2017): Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen. Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen. Förderkennzeichen: 22400912 (Schlussbericht). Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 28).

Rajagopal, Rajinikanth; Massé, Daniel I.; Singh, Gursharan (2013): A critical review on inhibition of anaerobic digestion process by excess ammonia. In: *Bioresource technology* 143, S. 632–641. DOI: [10.1016/j.biortech.2013.06.030](https://doi.org/10.1016/j.biortech.2013.06.030).

Ruile, Stephan; Schmitz, Sabine; Mönch-Tegeder, Matthias; Oechsner, Hans (2015): Degradation efficiency of agricultural biogas plants – a full-scale study. In: *Bioresource technology* 178, S. 341–349. DOI: [10.1016/j.biortech.2014.10.053](https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.10.053).

Scheftelowitz, Mattes; Thrän, Daniela; Liebetrau, Jan; Lenz, Volker; Lauer, Markus; Dotzauer, Martin et al. (2018): Stellungnahme zum EEG 2017. DBFZ. Leipzig.
Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Stellungnahme_DBFZ_EEG_2017.pdf.

Schnürer, Anna (2016): Biogas Production. *Microbiology and Technology*.
In: *Advances in biochemical engineering/biotechnology* 156, S. 195–234. DOI: [10.1007/10_2016_5](https://doi.org/10.1007/10_2016_5).

Siebert, Gunnar; Kempf, Stefan (2012): Benchmarking. Leitfaden für die Praxis. 1. Aufl. s.l.: Carl Hanser Fachbuchverlag.

Sikora, Anna; Detman, Anna; Mielecki, Damian; Chojnacka, Aleksandra; Błaszczuk, Mieczysław (2019): Searching for Metabolic Pathways of Anaerobic Digestion. A Useful List of the Key Enzymes. In: J. Rajesh Banu (Hg.): *Anaerobic Digestion*: IntechOpen.

Simon, Fabian (2019): Zinsen verständlich & knapp definiert.
Online verfügbar unter <https://www.rechnungswesen-verstehen.de/lexikon/zinsen.php>.

Statistisches Bundesamt (2019): Preise. Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) – Preise für leichtes Heizöl, Motorenbenzin und Dieselmotorenkraftstoff. Lange Reihen ab 1976 bis November 2019. Hg. v. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/Publikationen/Downloads-Erzeugerpreise/erzeugerpreise-preisreihe-heizoel-pdf-5612402.pdf?__blob=publicationFile.

Streicher, G.; Kliche, R.; Buschmann, A.; Pohl, A.; Effenberger, M. (2016): Monitoring von Biogasanlagen - Diversifizierung der Einsatzstoffe und Verfahrenstechnik. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (FKZ: EW/12/03). Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising

Strobl, Martin (2011): Handbuch Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen. Einzelbetriebliches Controlling für Praxis und Beratung. Sankt Augustin: HLBS-Verl.

Strobl, Martin; Keymer, Ulrich (2016): Biogasausbeute mobil. Hg. v. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. München.
Online verfügbar unter <https://www.lfl.bayern.de/appl/biogas/ausbeute/>, zuletzt geprüft am 13.02.2020.

- Sundberg, Carina; Al-Soud, Waleed A.; Larsson, Madeleine; Alm, Erik; Yekta, Sepehr S.; Svensson, Bo H. et al. (2013):** 454 pyrosequencing analyses of bacterial and archaeal richness in 21 full-scale biogas digesters. In: *FEMS microbiology ecology* 85 (3), S. 612–626. DOI: [10.1111/1574-6941.12148](https://doi.org/10.1111/1574-6941.12148).
- Thauer, Rudolf K.; Kaster, Anne-Kristin; Seedorf, Henning; Buckel, Wolfgang; Hedderich, Reiner (2008):** Methanogenic archaea. Ecologically relevant differences in energy conservation. In: *Nature reviews. Microbiology* 6 (8), S. 579–591. DOI: [10.1038/nrmicro1931](https://doi.org/10.1038/nrmicro1931).
- Theuerl, S.; Klang, J.; Hassa, J.; Benndorf, D.; Heyer, R.; Hülsemann, B. et al.:** Microbiome diversity and community-level change points within manure-based small biogas plants, In Bearbeitung.
- Theuerl, Susanne; Herrmann, Christiane; Heiermann, Monika; Grundmann, Philipp; Landwehr, Niels; Kreidenweis, Ulrich; Prochnow, Annette (2019a):** The Future Agricultural Biogas Plant in Germany. A Vision. In: *Energies* 12 (3), S. 396. DOI: [10.3390/en12030396](https://doi.org/10.3390/en12030396).
- Theuerl, Susanne; Klang, Johanna; Heiermann, Monika; Vrietze, Jo de (2018):** Marker microbiome clusters are determined by operational parameters and specific key taxa combinations in anaerobic digestion. In: *Bioresource technology* 263, S. 128–135. DOI: [10.1016/j.biortech.2018.04.111](https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.04.111).
- Theuerl, Susanne; Klang, Johanna; Prochnow, Annette (2019b):** Process Disturbances in Agricultural Biogas Production – Causes, Mechanisms and Effects on the Biogas Microbiome. A Review. In: *Energies* 12 (3), S. 365. DOI: [10.3390/en12030365](https://doi.org/10.3390/en12030365).
- VdLUFA (2011):** Das VDLUFA Methodenbuch. Band VII. Umweltanalytik. 4. Auflage. Darmstadt: VDLUFA-Verlag.
- Verein Deutscher Ingenieure (2006):** Vergärung organischer Stoffe. Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. Berlin: Beuth (VDI-Richtlinien, 4630).
- Verein Deutscher Ingenieure (2008):** Gütekriterien für Biogasanlagen. Dezember 2008. Berlin: Beuth (VDI-Richtlinien, 4631).
- Völler, Klaus; Reinholz, Toni (2019):** dena-ANALYSE. Branchenbarometer Biomethan 2019. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-Analyse_Branchenbarometer_Biomethan_2019.pdf.
- Weiland, Peter (2010):** Biogas production. Current state and perspectives. In: *Applied microbiology and biotechnology* 85 (4), S. 849–860. DOI: [10.1007/s00253-009-2246-7](https://doi.org/10.1007/s00253-009-2246-7).
- Weinrich, Sören; Murphy, Jerry D. (2018):** Value of batch tests for biogas potential analysis. Method comparison and challenges of substrate and efficiency evaluation of biogas plants. [Dublin?]: IEA Bioenergy.
- Weinrich, Sören; Weißbach, F.; Pröter, Jürgen; Liebetrau, Jan; Nelles, Michael (2014):** Massenbilanzierung von Biogasanlagen. Möglichkeiten und Herausforderungen zur Effizienzbewertung von Biogasanlagen. In: Michael Nelles (Hg.): 8. Rostocker Bioenergieforum. 19. und 20. Juni 2014 an der Universität Rostock. Tagungsband. 8. Rostocker Bioenergieforum. Rostock, 19.–20.06.2014. Rostock: Univ., Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft (Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, 45), S. 369–379.
- Weißbach, Friedrich (2008):** Zur Bewertung des Gasbildungspotenzials von nachwachsenden Rohstoffen. In: *Landtechnik* 63 (6), S. 356–358. DOI: [10.1515/lt.2008.880](https://doi.org/10.1515/lt.2008.880).
- Weißbach, Friedrich; Strubelt, Cornelia (2008a):** Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Grassilagen als Substrat für Biogasanlagen. 210–211 Seiten/LANDTECHNIK, Bd. 63 Nr. 4 (2008). DOI: [10.1515/lt.2008.818](https://doi.org/10.1515/lt.2008.818).
- Weißbach, Friedrich; Strubelt, Cornelia (2008b):** Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Maissilagen als Substrat für Biogasanlagen. 82–83 Seiten/LANDTECHNIK, Bd. 63 Nr. 2 (2008). DOI: [10.1515/lt.2008.779](https://doi.org/10.1515/lt.2008.779).
- Weißbach, Friedrich; Strubelt, Cornelia (2008c):** Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Zuckerrübensilagen als Substrat für Biogasanlagen. 354–355 Seiten/LANDTECHNIK, Bd. 63 Nr. 6 (2008). DOI: [10.1515/lt.2008.879](https://doi.org/10.1515/lt.2008.879).
- Westerholm, M.; Isaksson, S.; Karlsson Lindsjö, O.; Schnürer, A. (2018):** Microbial community adaptability to altered temperature conditions determines the potential for process optimisation in biogas production. In: *Applied Energy* 226, S. 838–848. DOI: [10.1016/j.apenergy.2018.06.045](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.045).

Westerholm, Maria; Moestedt, Jan; Schnürer, Anna (2016): Biogas production through syntrophic acetate oxidation and deliberate operating strategies for improved digester performance. In: Applied Energy 179, S. 124–135. DOI: [10.1016/j.apenergy.2016.06.061](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.061).

Zhang, Le; Loh, Kai-Chee; Lim, Jun Wei; Zhang, Jingxin (2019): Bioinformatics analysis of metagenomics data of biogas-producing microbial communities in anaerobic digesters. A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 100, S. 110–126. DOI: [10.1016/j.rser.2018.10.021](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.021).

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0
Fax: 03843/6930-102
info@fnr.de
www.fnr.de

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier
mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 1125
mediathek.fnr.de
FNR 2021