

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 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 Betreiberbefragung. 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 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 qualifizierten. 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 Anmaischgrube, 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.

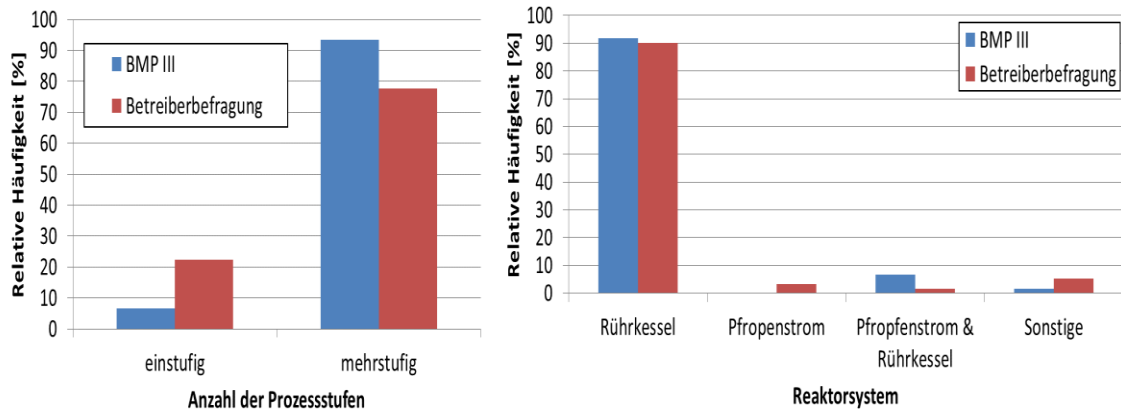


Abbildung 6-1: Relative Häufigkeitsverteilung der Anzahlen der Prozessstufen der untersuchten Anlagen (links; BMP III, n = 61; Betreiberbefragung, n = 286) sowie des Reaktorsystems (rechts; BMP III, n = 61; Betreiberbefragung, n = 310) jeweils differenziert für zwei Stichproben

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.

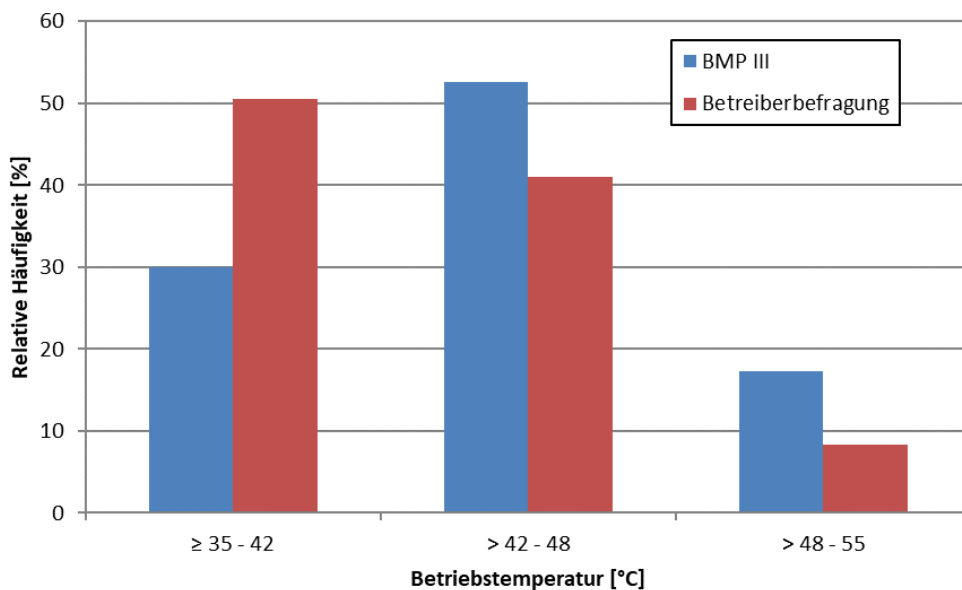


Abbildung 6-2: Relative Häufigkeitsverteilung der mittleren Gärtemperaturen der Biogasanlagen differenziert für zwei Stichproben (BMP III, n = 60; Betreiberbefragung, n = 346)

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 dreiviertel 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 Leistung 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. Das 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.

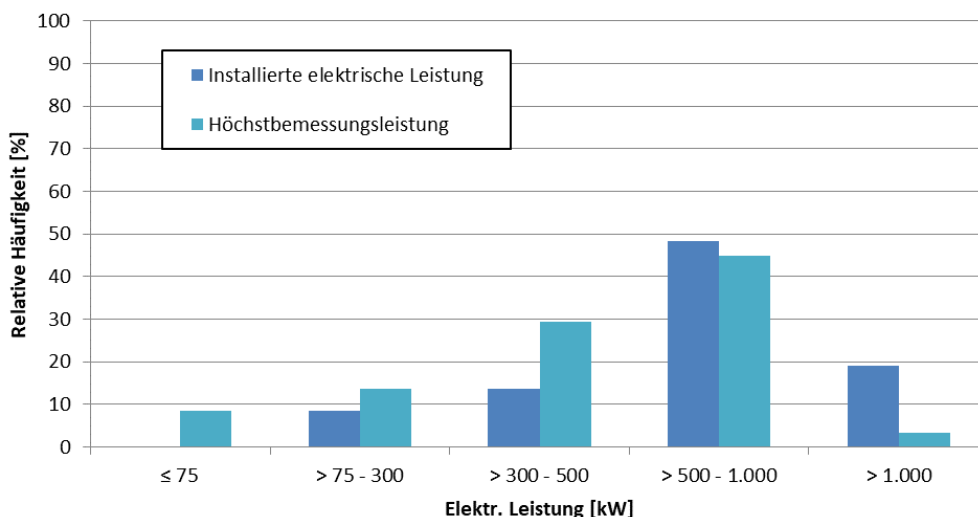


Abbildung 6-3: Relative Häufigkeitsverteilung der installierten elektrischen Leistung (Nennleistung) und der Höchstbemessungsleistung der bewerteten Biogasanlagen (n = 58)

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.

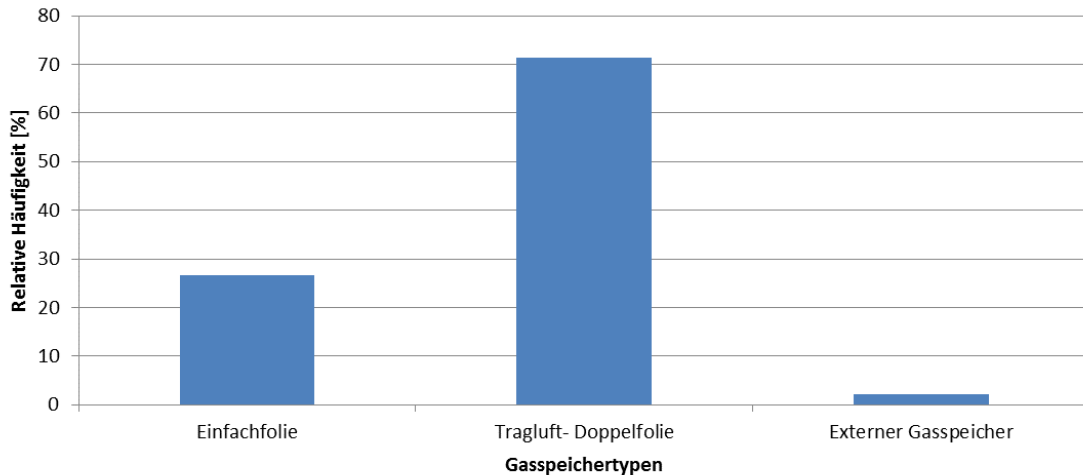


Abbildung 6-4: Relative Häufigkeitsverteilung der Gasspeichertypen auf den bewerteten Biogasanlagen im BMP III (n = 143)

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

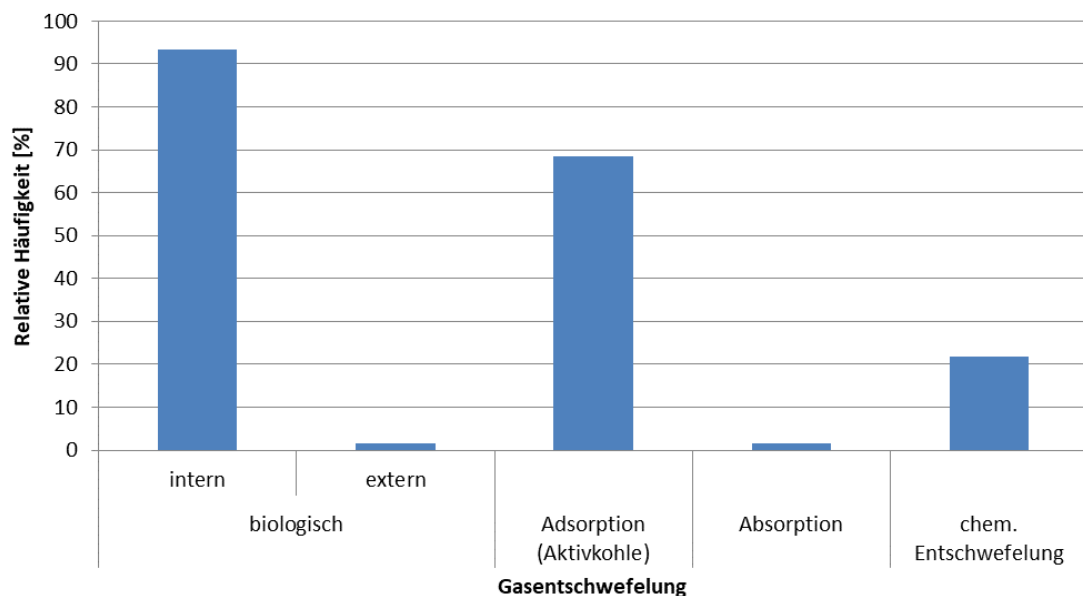


Abbildung 6-5: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen im BMP III in Bezug auf die Gasentschwefelung (n = 60)

Als häufigstes Entschwefelungsverfahren wird in 57 von 61 Anlagen im BMP III die biologische Entschwefelung angewandt, davon in 56 Fällen mittels Lufteinblasung 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 Feinentschwefelung 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.

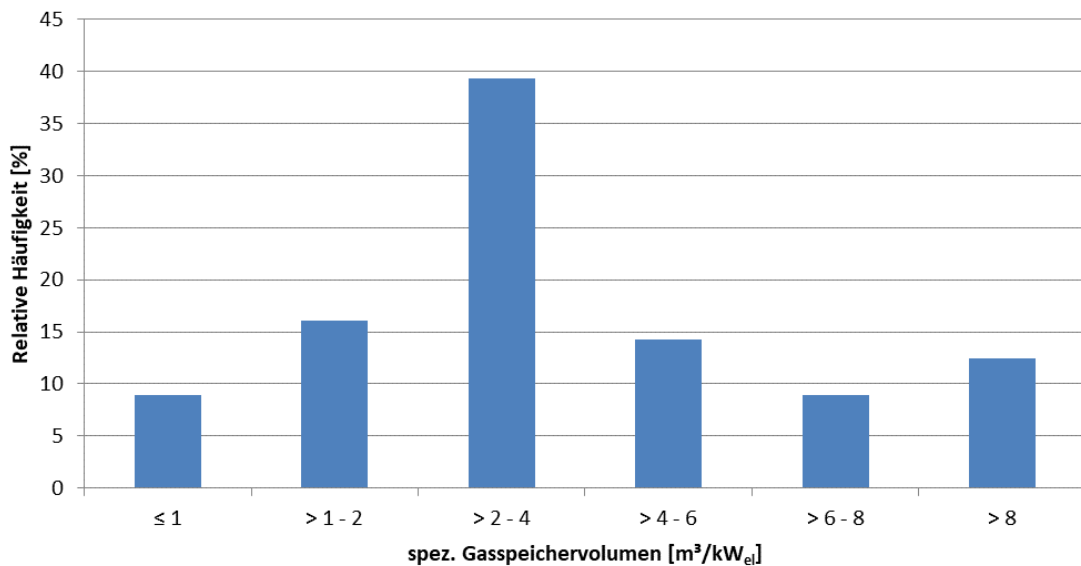


Abbildung 6-6: Relative Häufigkeitsverteilung der Biogasanlagen in Bezug auf das spezifische Gasspeichervolumen ($n = 61$)

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, welche Teile ihrer 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.

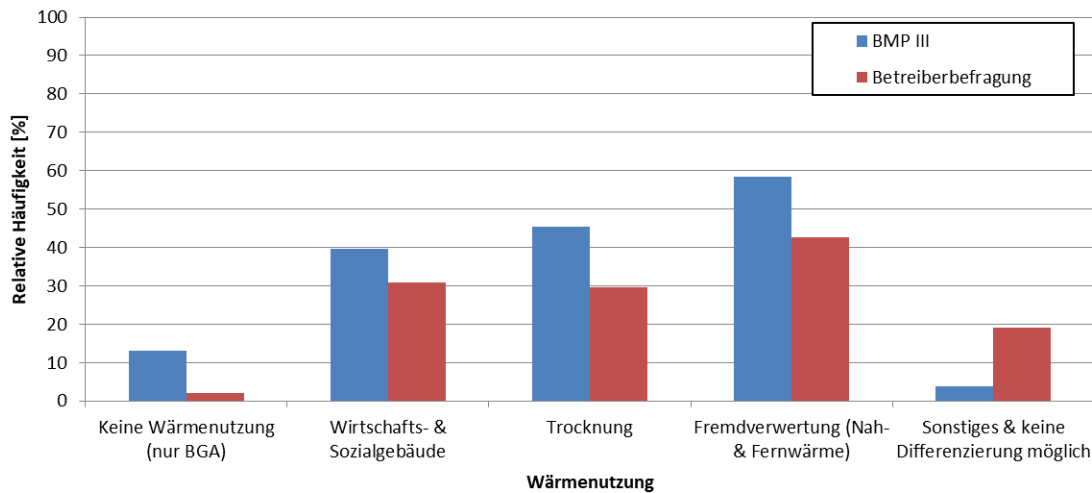


Abbildung 6-7: Relative Häufigkeitsverteilung in Bezug auf die Wärmenutzung der bewerteten Biogasanlagen (BMP III, n = 53; Betreiberbefragung, n = 324)

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 Wärmesenken 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

maximaler 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.

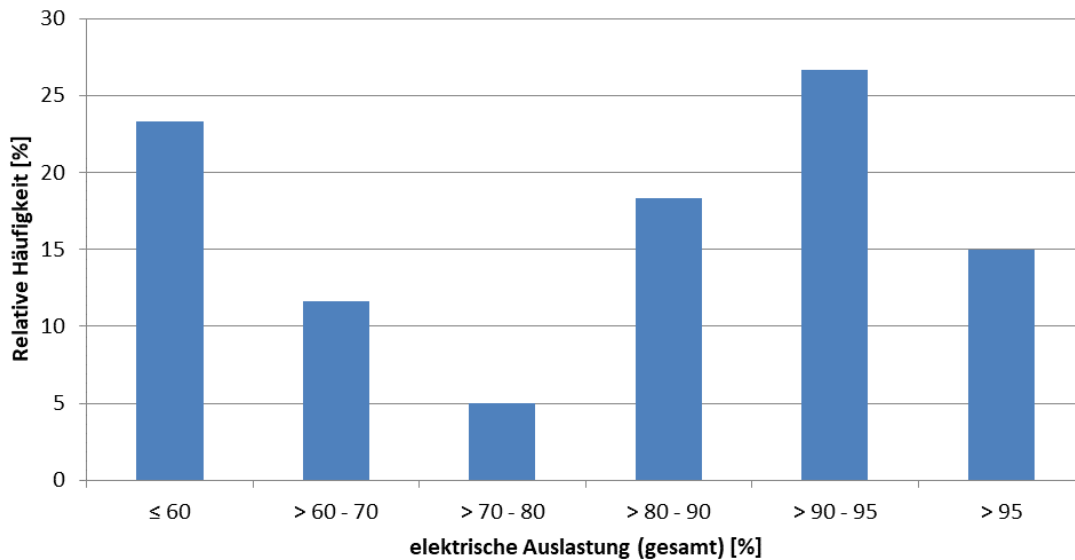


Abbildung 6-8: Relative Häufigkeitsverteilung der Auslastung der anlagenspezifischen elektrischen BHKW-Kapazität (n = 60)

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 %.

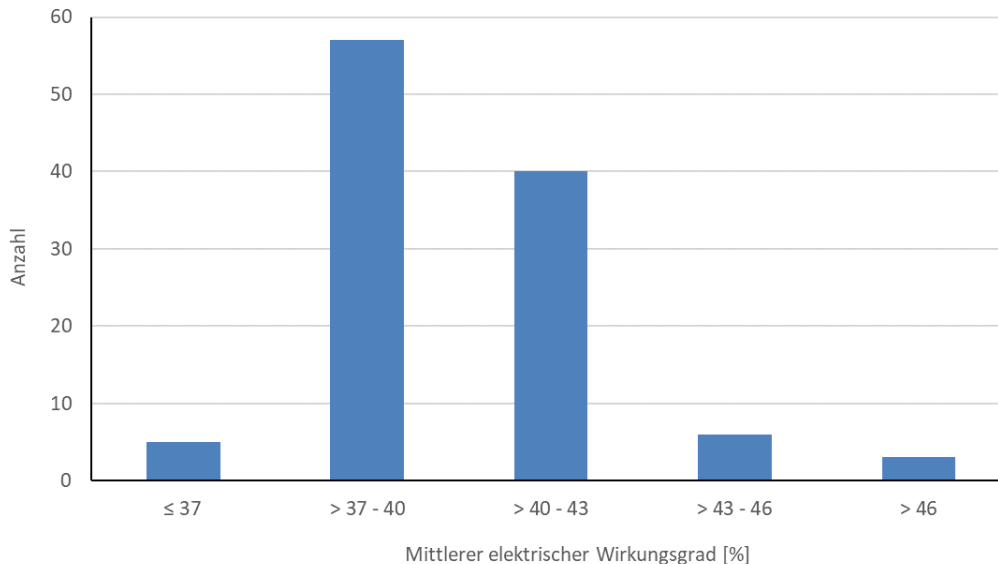


Abbildung 6-9: Mittlere elektrische Wirkungsgrade der BHKW laut Herstellerangabe (n = 111)

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 – umfasst der Wertebereich unter Berücksichtigung der oTS, welche in den Standardwerken als Bezugsgröße verwendet wird von 329 bis 1882 kWh/t_{oTS}. Bei Berücksichtigung der Vergärbarkeit anhand des FoTS-Gehaltes werden 511 bis 2622 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 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.

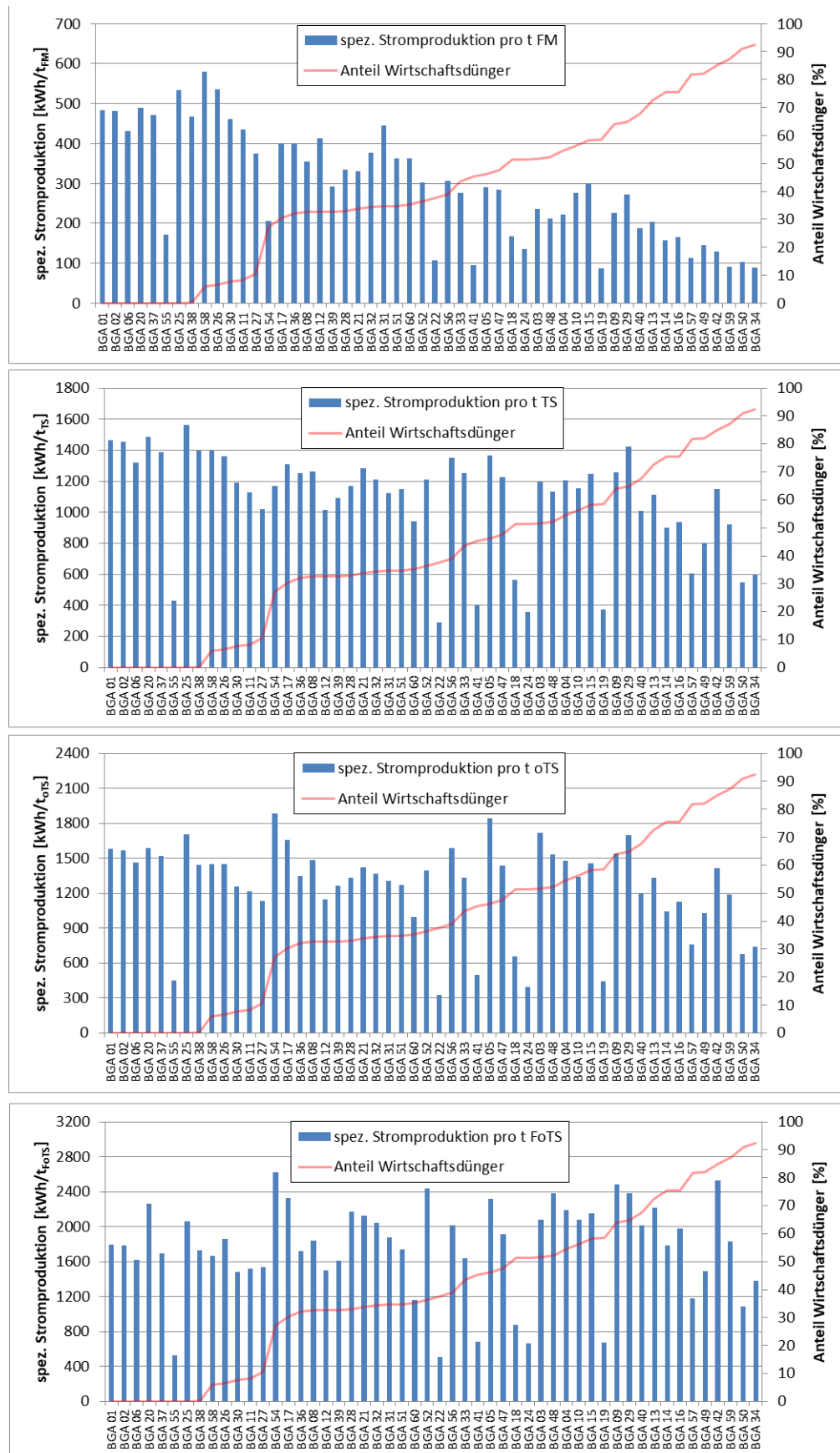


Abbildung 6-10: Spezifische Stromproduktion pro Tonne FM, TS, oTS und FoTS und Anteil des Wirtschaftsdüngers in der Substratmischung

Bei kontinuierlich betriebenen, volldurchmischen Rührkesselreaktoren besteht theoretisch ein direkter Zusammenhang zwischen 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.

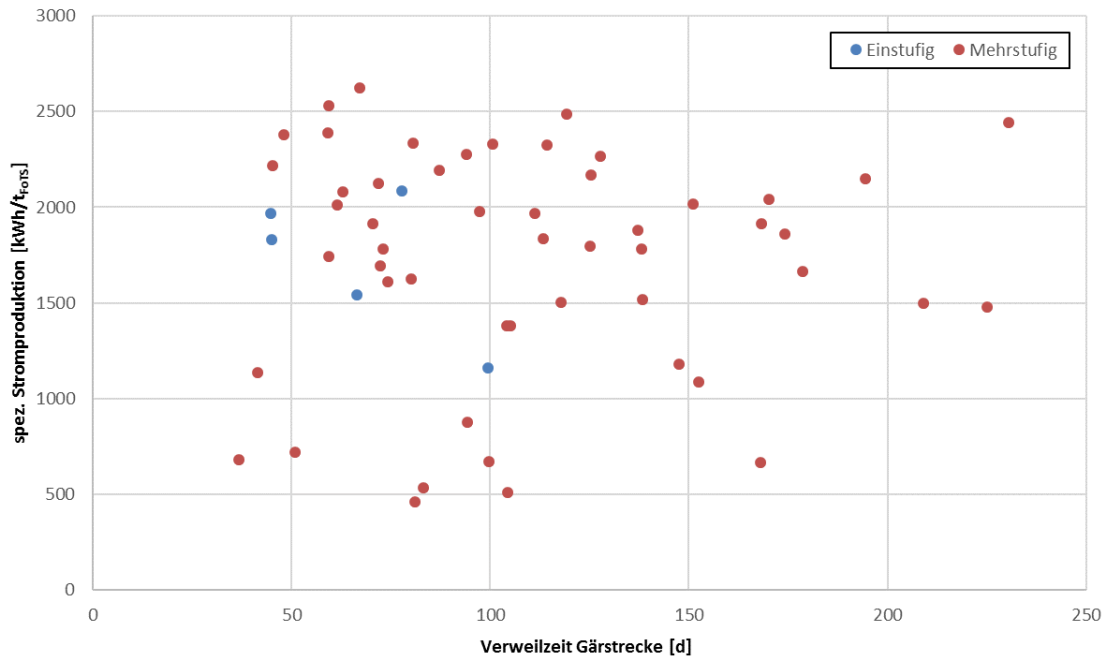


Abbildung 6-11: Zusammenhang zwischen spezifischer Stromproduktion pro t_{FoTS} und der Verweilzeit im gasdichten System

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 versorgt. Den höchsten Wärmenutzungsanteil erzielt BGA 25; diese 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 Wärmeleistung 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.

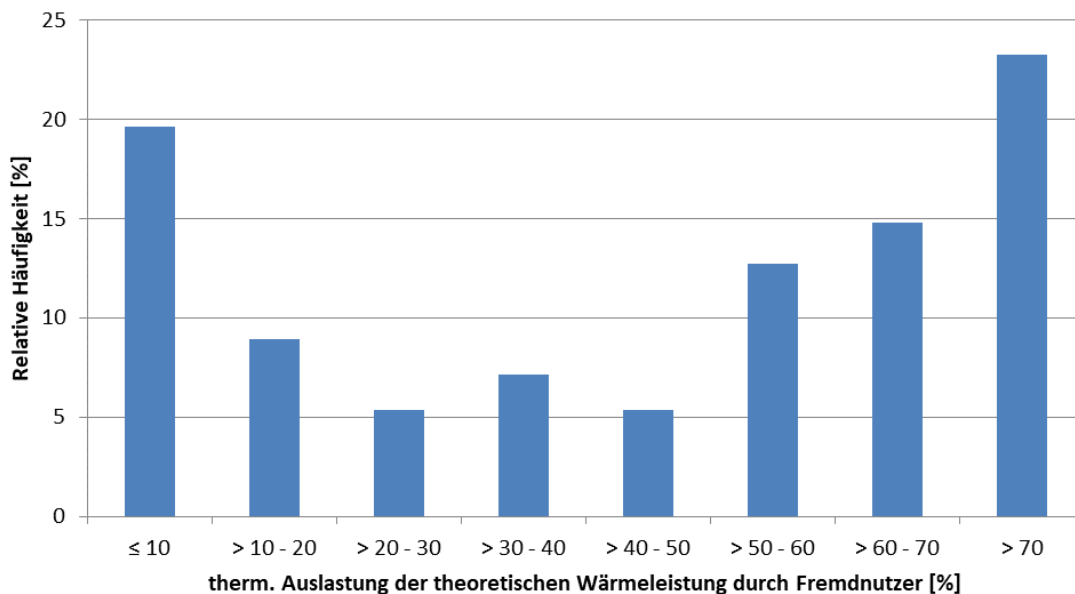


Abbildung 6-12: Relative Häufigkeitsverteilung der Auslastung der theoretischen Brutto-Wärmeleistung durch Fremdnutzer (n = 56)

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.

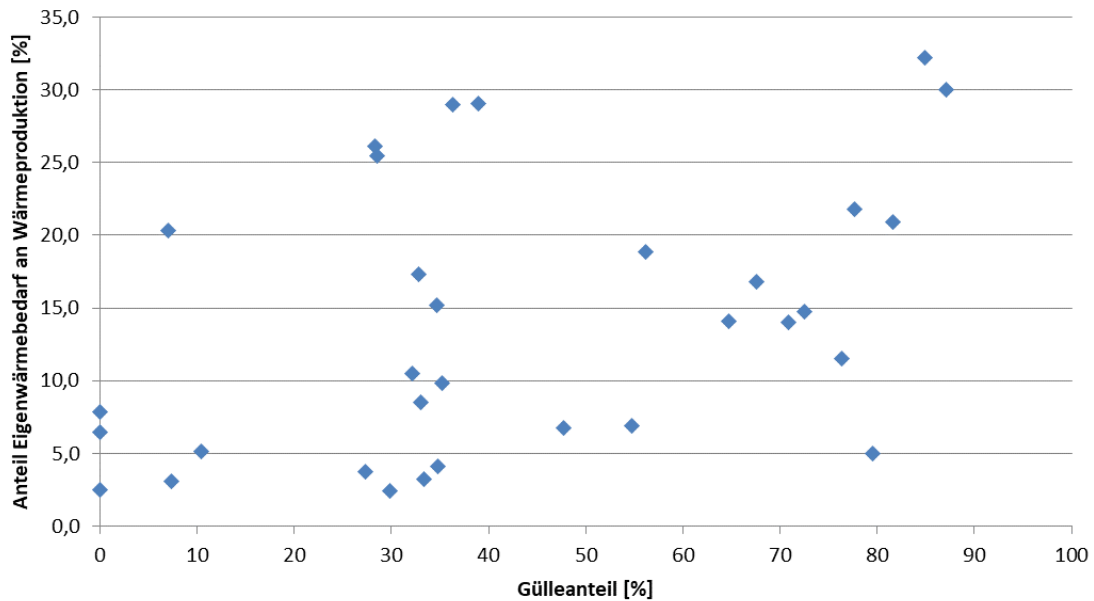


Abbildung 6-13: Zusammenhang zwischen dem Anteil des Eigenwärmebedarfs an der Wärmeproduktion und dem Gülleanteil (ohne Festmist) an der Substratmischung (n = 33)

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 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 hier 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.

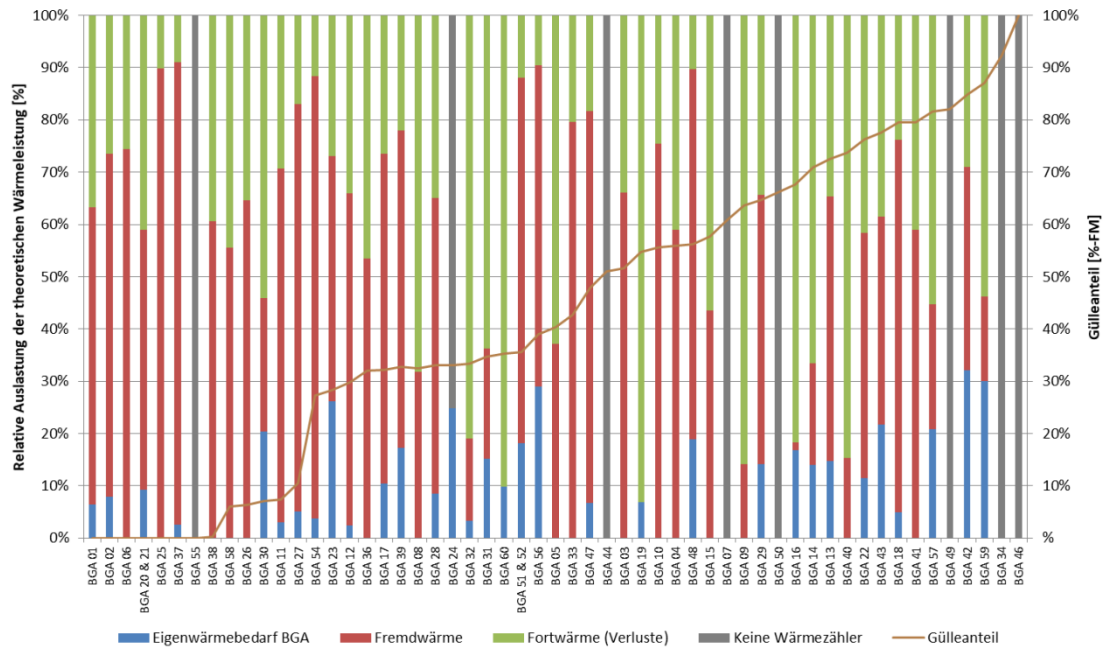


Abbildung 6-14: Theoretische Auslastung der installierten Wärmeleistung durch den Eigenwärmebedarf der BGA, Fremdwärme (Nutzung außerhalb der BGA) und Fortwärme (Verluste) unter Betrachtung des Gülleanteils an der Substratmischung

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 % – 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).

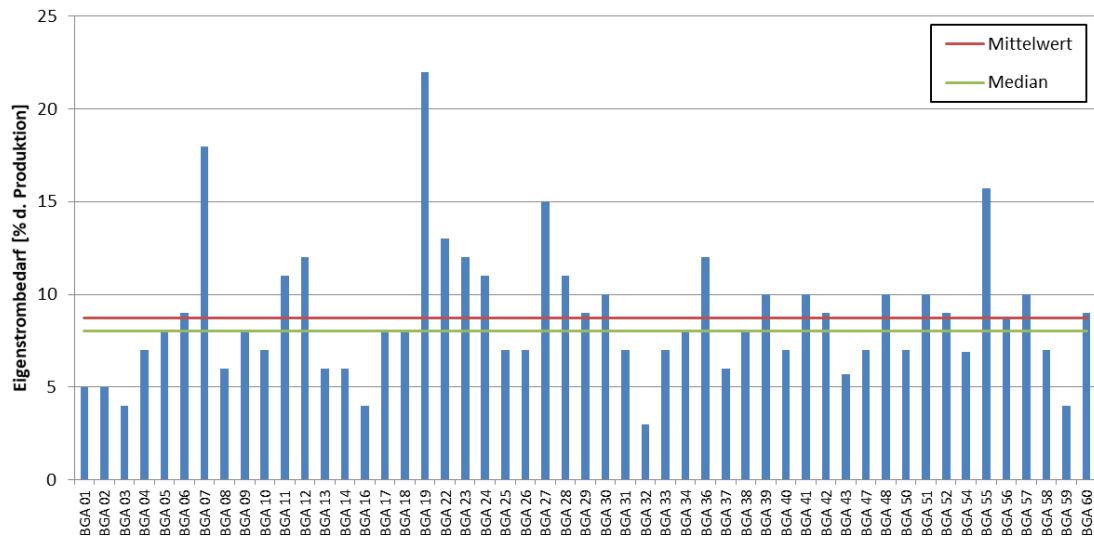


Abbildung 6-15: Anteiliger Eigenstrombedarf der Biogasanlagen

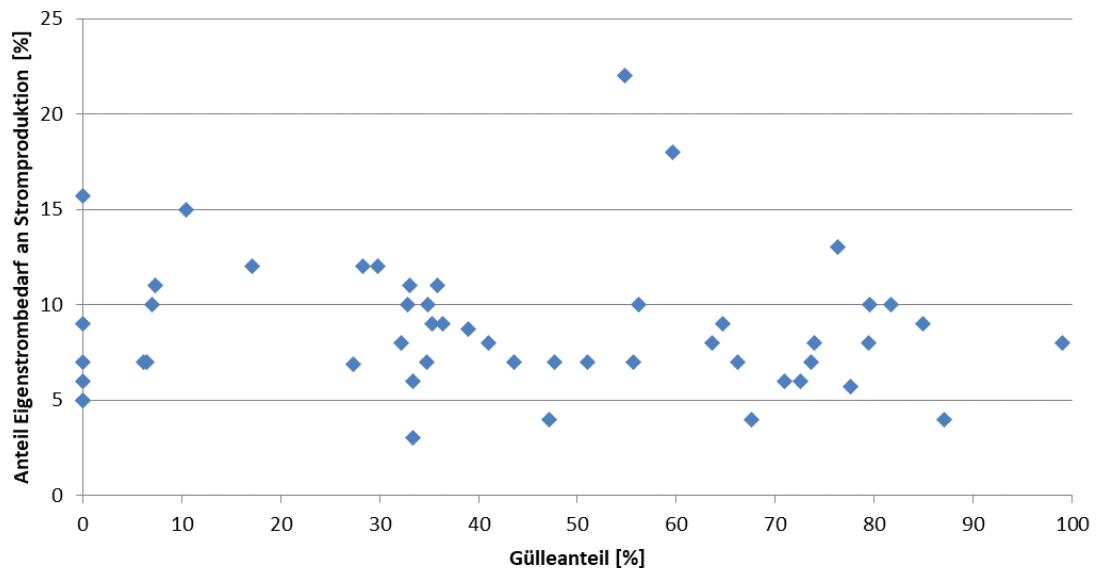


Abbildung 6-16: Zusammenhang zwischen dem anteiligen Eigenstrombedarf und dem Gülleanteil in der Substratmischung (n = 51)

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 erklärt, aufgrund des Gasverkaufs zustande kommt. Eine weitere Anlage mit hohem Eigenstromverbrauch wird als Forschungsbiogasanlage betrieben.

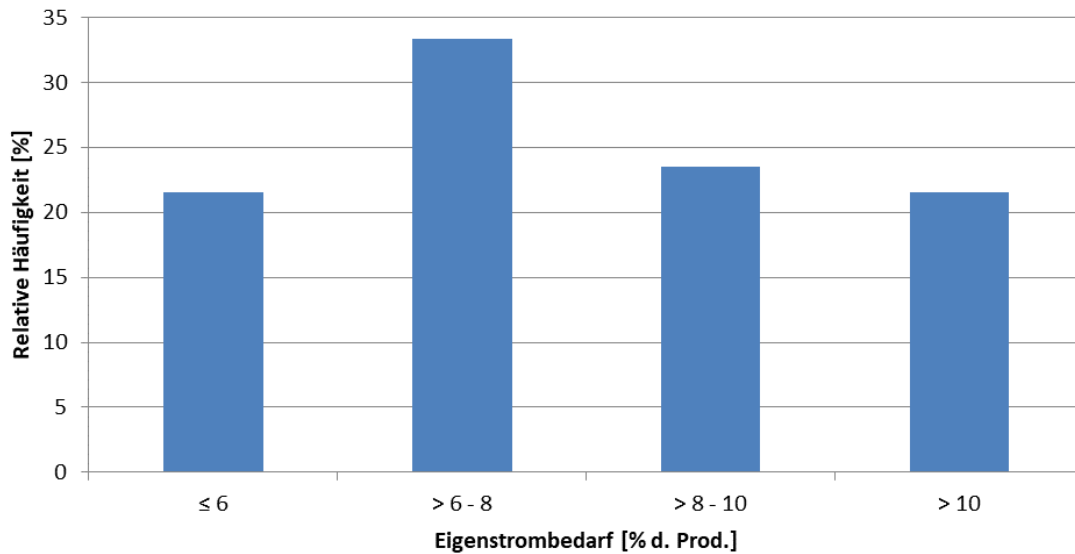


Abbildung 6-17: Relative Häufigkeitsverteilung des Eigenstrombedarfs (n = 51)

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).

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

Gasverwertung		Mittelwert	Median	Min.	Max.
El. 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 Substrate 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 12,4 t/d (BGA 49) bis 152,8 t/d (BGA 23). Der jährliche Substratumsatz liegt entsprechend in einem Wertebereich von 4.536 t/a (BGA 49) bis 55.771 t/a (BGA 23). Der durchschnittliche jährliche Substratumsatz nach Einsatzstoffen beträgt 11.116 t/a für NawaRo, 6.377 t/a für Wirtschaftsdünger und 112 t/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}), bzw. 26,1 % der fermentierbaren organischen Trockensubstanz (%_{FoTS}) (vgl. Abbildung 6-18). Dies veranschaulicht die deutlich geringere Energiedichte und Vergärbarkeit der Wirtschaftsdünger – die ja 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 (> 36.000 t/a) innerhalb des BMP III setzen frischmassebasiert zu 81 % NawaRo ein. In Biogasanlagen mit niedrigen (< 7.000 t/a) und hohen (18.000 – 36.000 t/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 (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009).

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 Güllevergärung verstärkt fördern und es wurden für das BMP III speziell auch „Gülle-Kleinanlagen“ ausgewählt, die einen Wirtschaftsdüngeranteil von mehr als 80 %_{FM} 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.

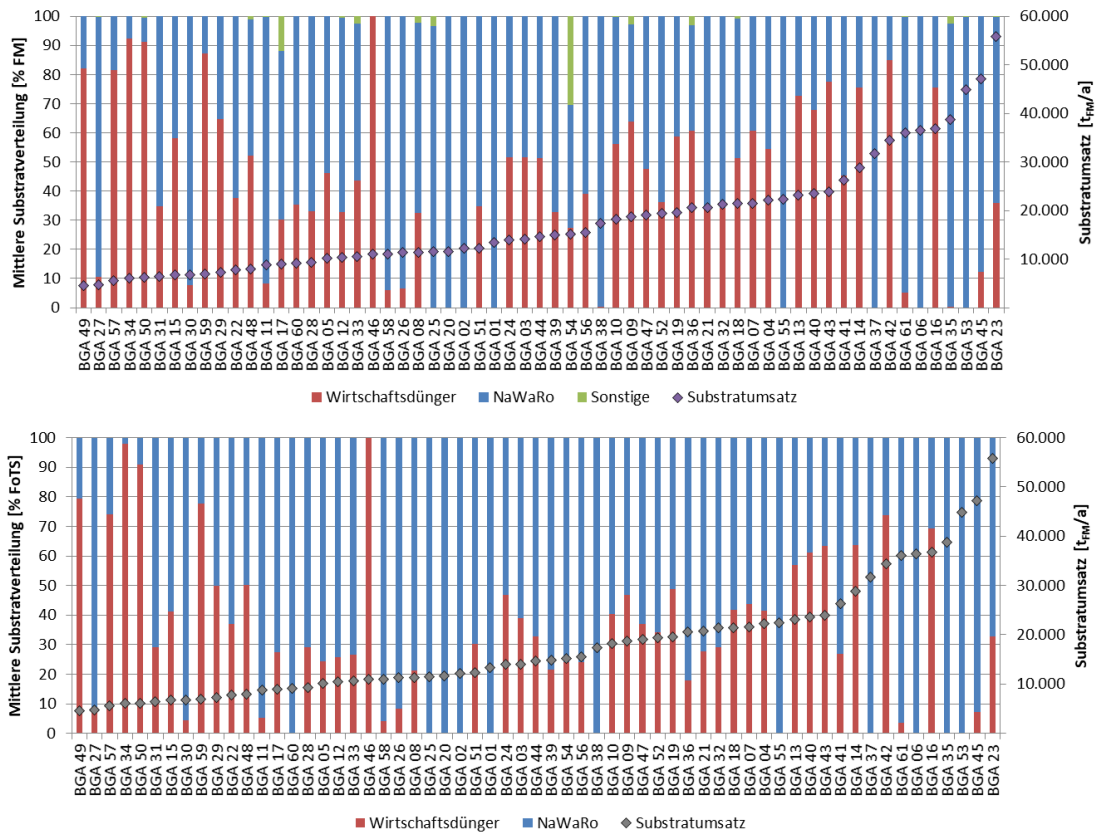


Abbildung 6-18: Mittlere Substratverteilung in Prozent der eingetragenen Frischmasse (oben) und der eingetragenen FoTS (unten) anhand des jährlichen Substrateinsatzes, differenziert nach Wirtschaftsdüngern, NawaRo und sonstigen Substraten (wie z. B. Kartoffelschalen, Enzyme, Eisenpräparate)

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 ausschließlichem 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.

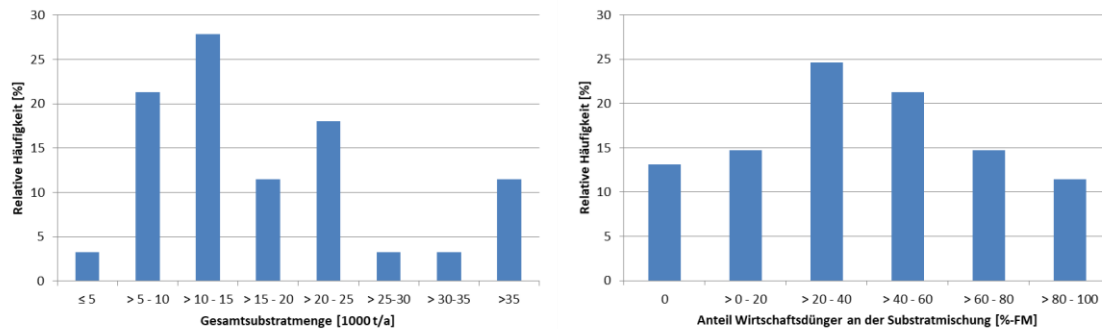


Abbildung 6-19: Relative Häufigkeitsverteilung der eingesetzten Substratmengen pro Jahr und der Anteil der Wirtschaftsdünger an der Substratmischung für die betrachteten Biogasanlagen im BMP III (n = 61)

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).

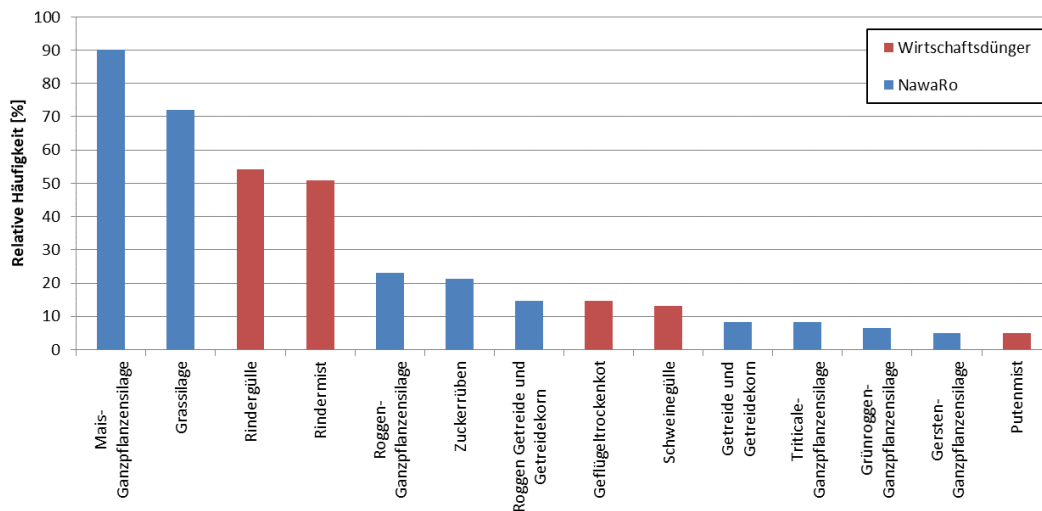


Abbildung 6-20: Relative Einsatzhäufigkeiten der verwerteten Substrate in den bewerteten Biogasanlagen (n = 60), differenziert nach NawaRo und Wirtschaftsdünger

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 Substrat 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 Maissilage mit > 40 - 50 %_{FM} der Substratmischung einsetzen. Grassilage und Rindermist hingegen werden meist in geringeren Mischungsverhältnissen in einem Bereich von > 0 - 10 %_{FM} eingesetzt.

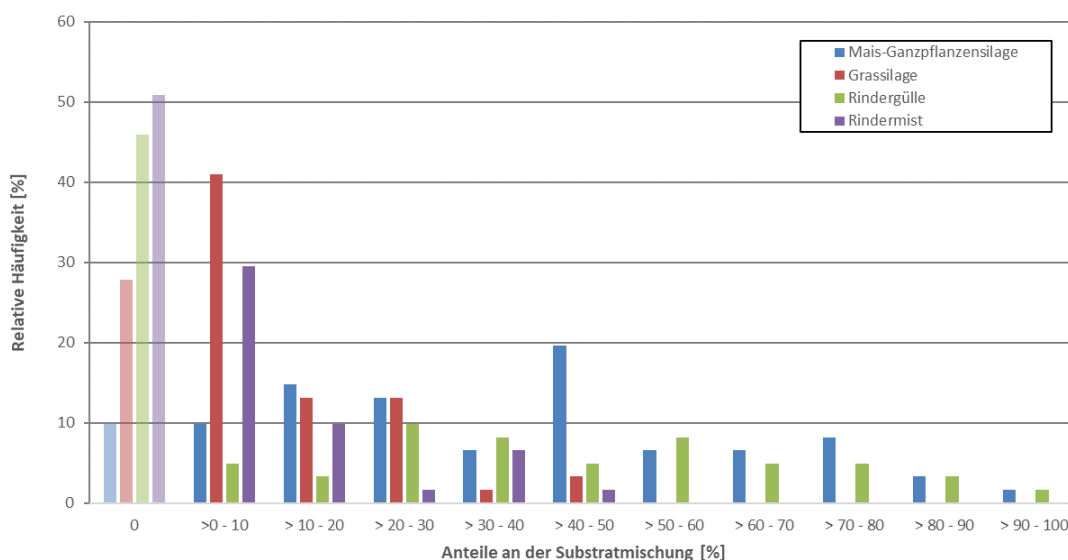


Abbildung 6-21: Relative Häufigkeitsverteilung des Anteils von Mais-Ganzpflanzensilage, Grassilage, Rindergülle und Rindermist an der Substratmischung der untersuchten Biogasanlagen

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 im Messprogramm untersuchten Anlagen mehrere Substrate in Mischung einsetzen. Die Substrate wurden 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	[MJ/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	[MJ/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 Pfpfenstromprinzip), welche bauartbedingt mit höheren TS-Gehalten umgehen können als Rührkesselfermenter 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).

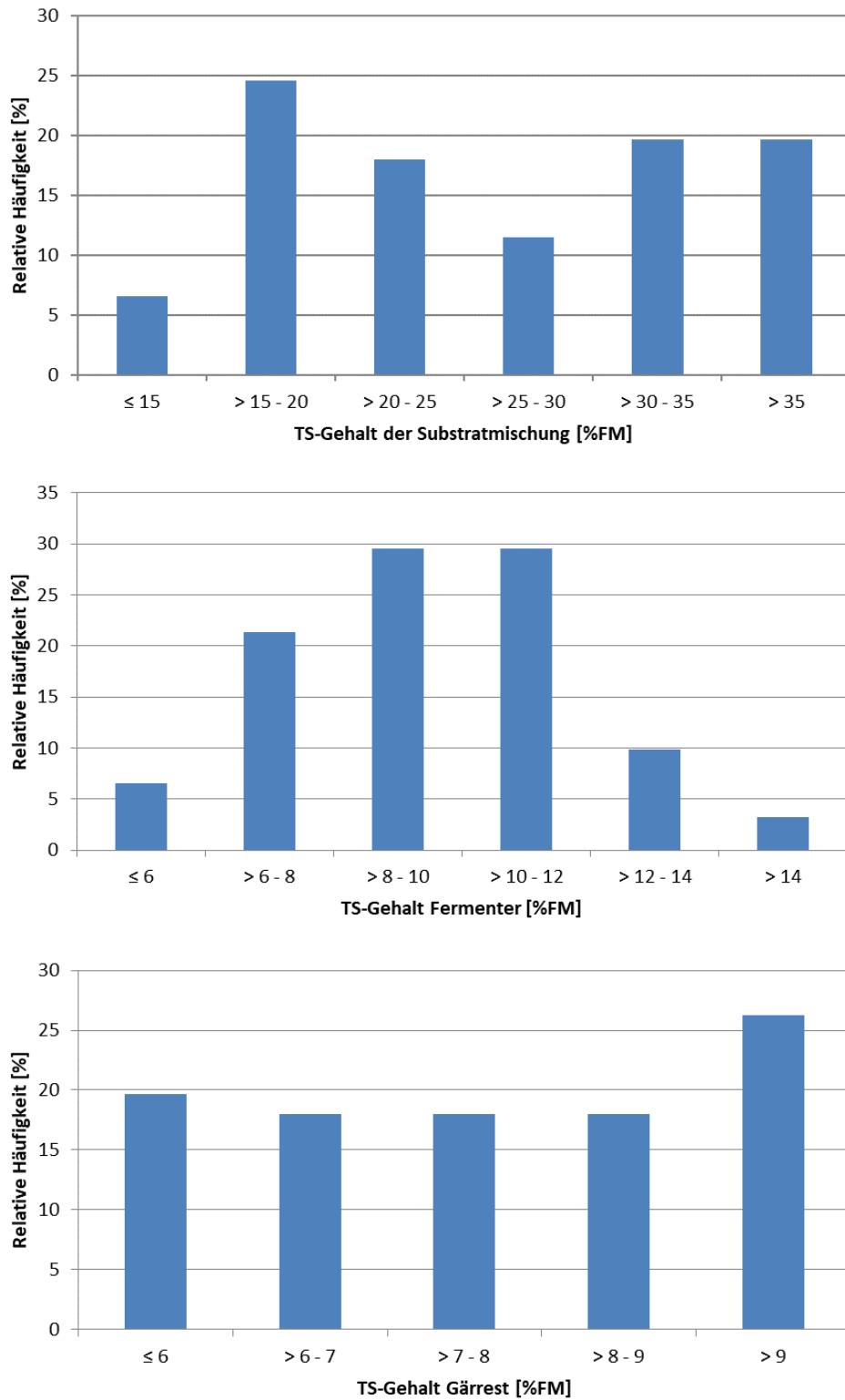


Abbildung 6-22: Relative Häufigkeitsverteilung des TS-Gehaltes der Substratmischung, des Fermenterinhaltes und des Gärrestes (n = 61)

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 %_{FM} bis 40 %_{FM} in der Substratmischung auf 2,1 %_{FM} bis 14 %_{FM} im Gärrest zu erkennen, welcher darauf zurückzuführen ist, dass die Einsatzsubstrate mit hohem TS-Gehalt (wie z. B. Mais 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 einsatzstoffunabhängige 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 unterschiedliche 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- und Grassilage (ca. 60 %) aus Hühnertrockenkot, Rindermist oder Putenmist (jeweils ca. 35 %). Die Mistsorten haben, trotz nahezu identischem TS-Gehalt zu Mais-GPS, ein geringeres Energiepotential. Dies wird in der FoTS im Gegensatz zur TS abgebildet.

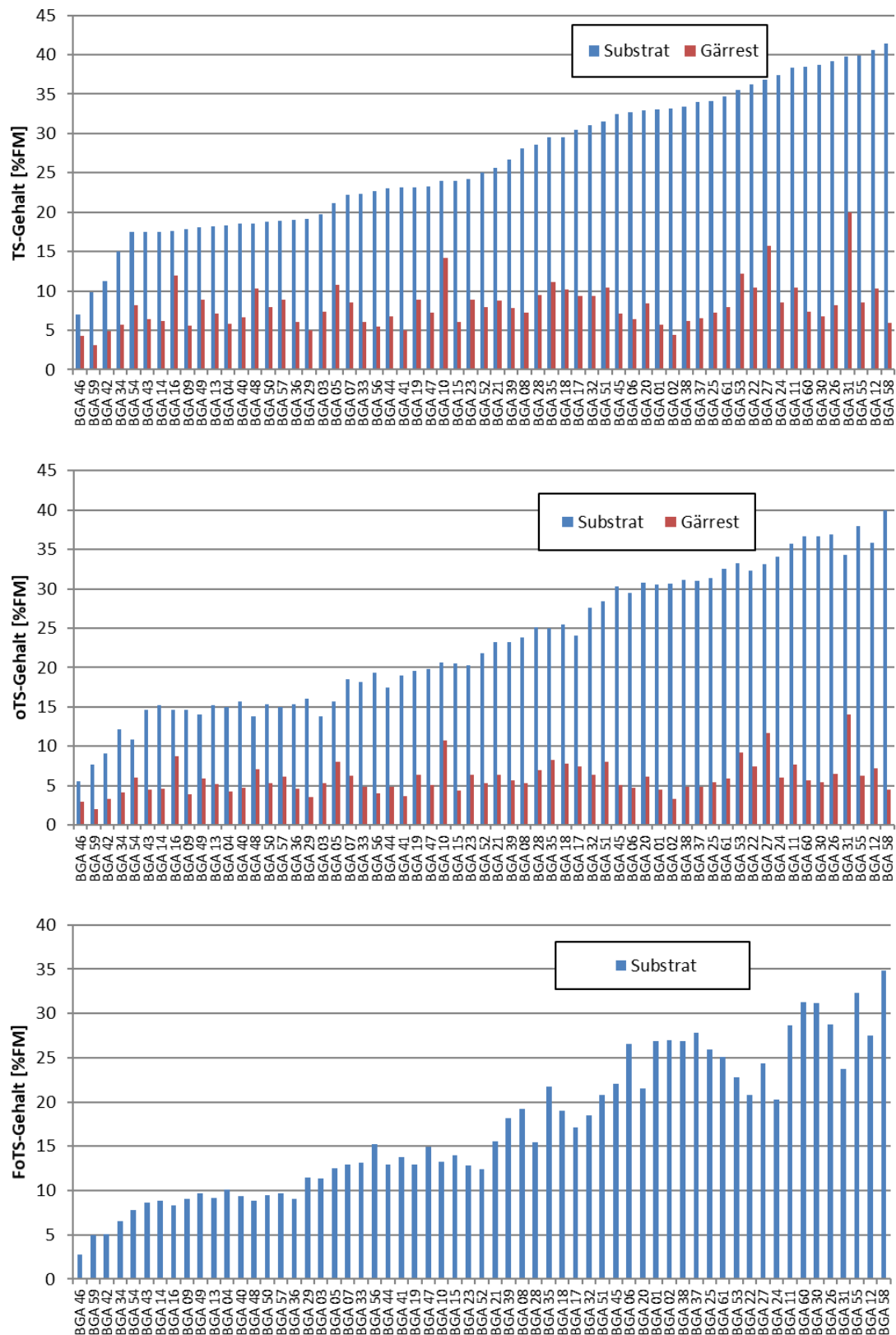


Abbildung 6-23: TS- und oTS-Gehalt der Substratmischung und des Ablaufs der letzten gasdichten Stufe, FoTS-Gehalt der Substratmischung, sortiert nach aufsteigendem Substrat TS-Gehalt

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 einem 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 Abbaurate 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}.

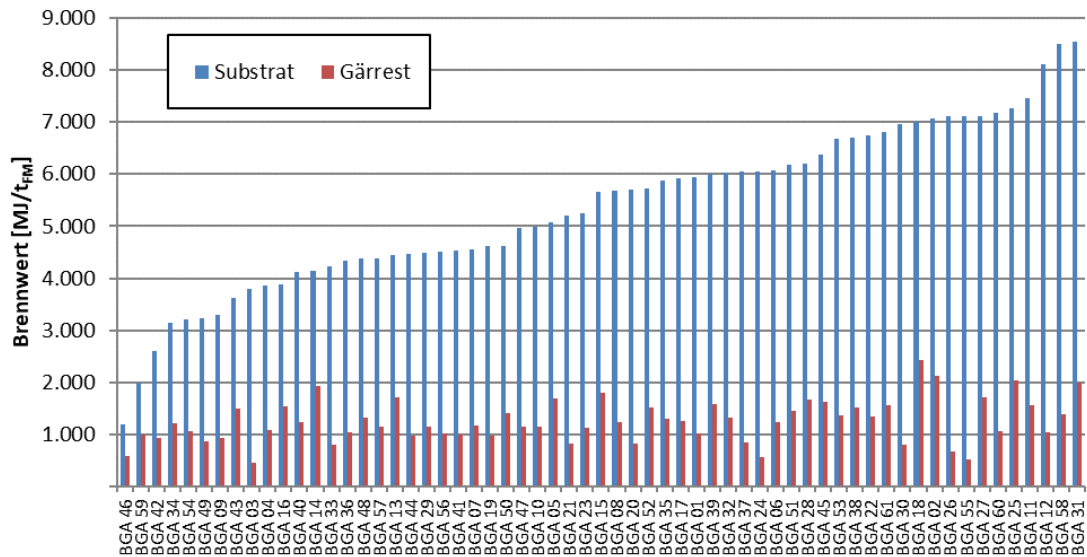


Abbildung 6-24: Brennwert der Substratmischung und des Gärrestes, sortiert nach Brennwert der Substratmischung

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 Fermenterinhalt durch die Biogasproduktion.

Darüber hinaus wird organischer Stickstoff im anaeroben Milieu zu Ammonium umgesetzt, was einen Anstieg der $\text{NH}_4\text{-N}$ -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 Fermenterinhalt. 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.

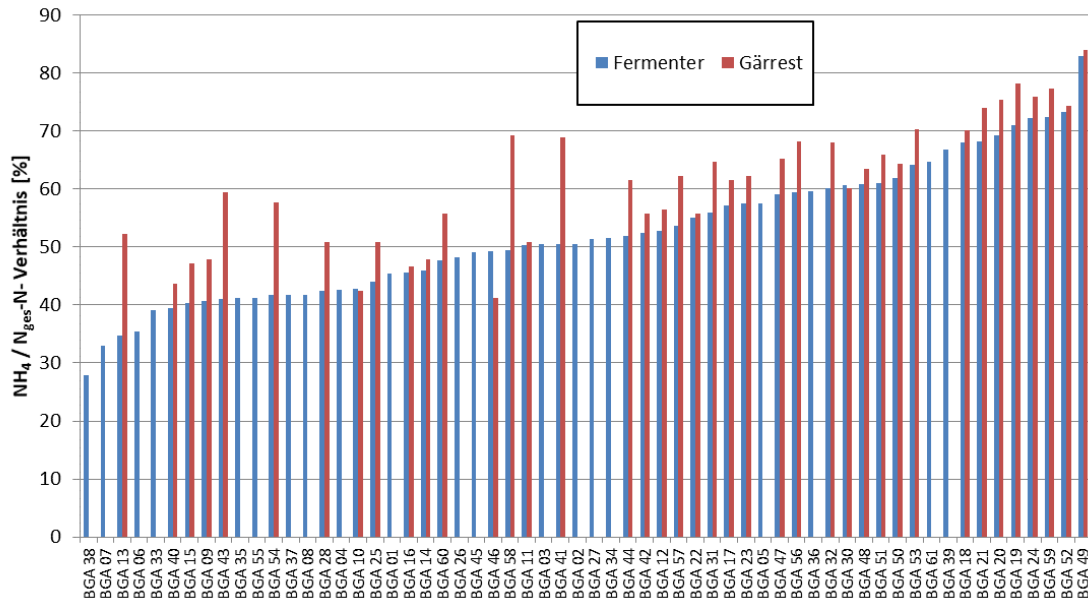


Abbildung 6-25: $\text{NH}_4\text{-N}$ / $\text{N}_{\text{ges-N}}$ -Verhältnis im Fermenter (n = 61) und im Ablauf der letzten gasdichten Stufe (n = 41)

Abbildung 6-26 gibt die frischmassebezogenen Ammoniumstickstoffgehalte aus den untersuchten Biogasanlagen jeweils für die Fermenter und die Gärreste wieder. Hier bestätigt sich durch eine größere Häufung des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Anteils bei höheren Konzentrationen der Mineralisierungseffekt.

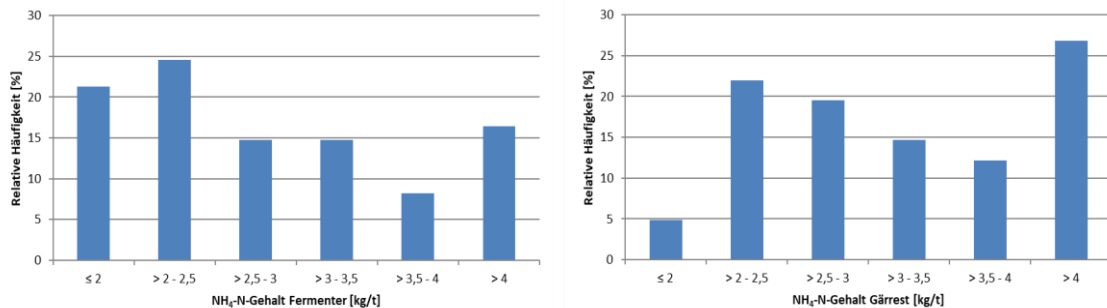


Abbildung 6-26: Relative Häufigkeitsverteilung des $\text{NH}_4\text{-N}$ -Gehaltes im Fermenter (n = 61) und im Gärrest (n = 41)

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 %.

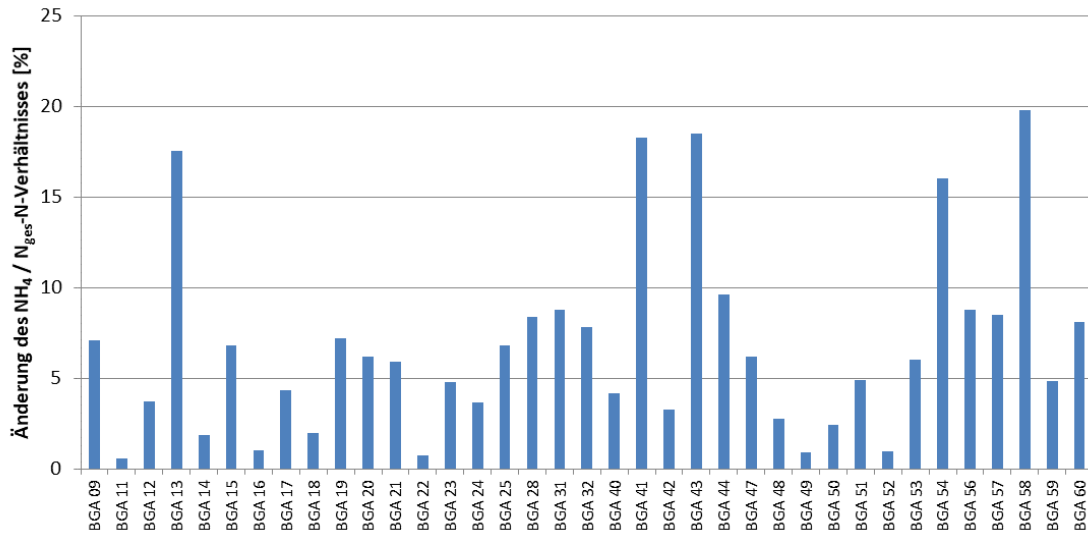


Abbildung 6-27: Änderung des Ammonium-Anteils am Gesamtstickstoff der Substratmischung über die Gärstrecke (n = 38)

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 17,0 kg_{oTS}/(m³ d) bzw. durchschnittlich 5,7 kg_{oTS}/(m³ d). Mehrstufige BGA weisen hierbei erwartungsgemäß eine höhere Raumbelastung der ersten Stufe von durchschnittlich 6,0 kg_{oTS}/(m³ d) gegenüber einstufigen BGA mit 2,7 kg_{oTS}/(m³ d) 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.

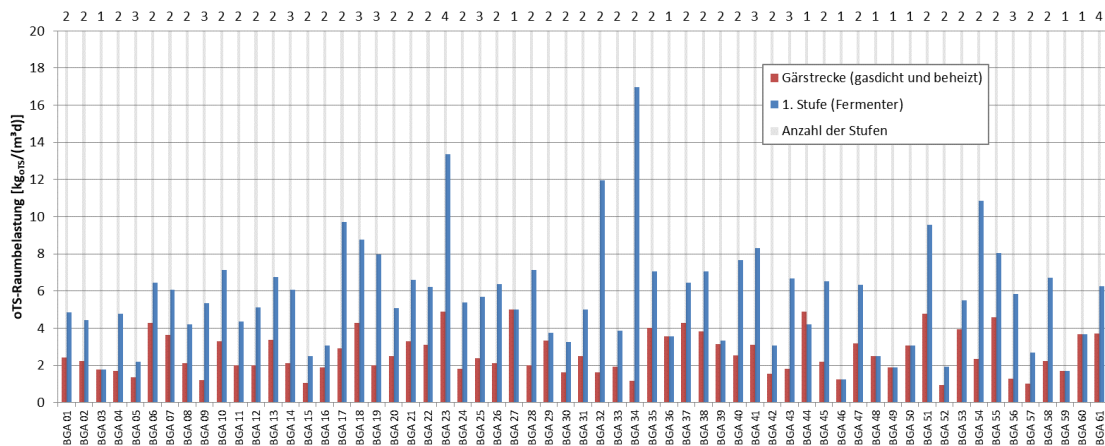


Abbildung 6-28: Mittlere oTS-Raumbelastung der ersten Stufe und der Gärstrecke, unter Nennung der Stufenanzahl (Zahlen überhalb des Diagramms)

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 % 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 vollständigerer 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 rund 45 und 100 Tagen. Durchschnittlich liegen die Verweilzeiten von mehrstufigen Biogasanlagen im Messprogramm bei 100 Tagen, bei den einstufig betriebenen Anlagen bei 67 Tagen.

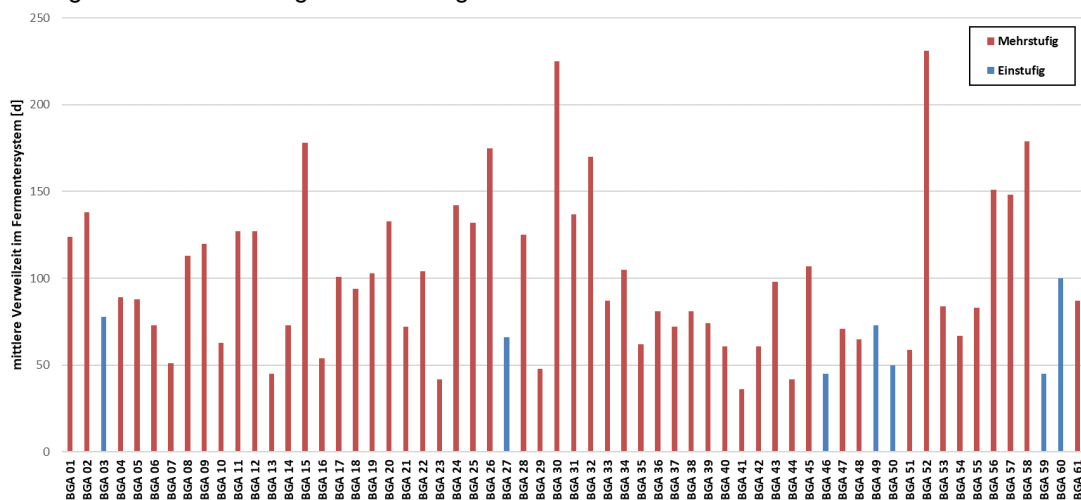


Abbildung 6-29: Mittlere hydraulische Verweilzeit im beheizten Fermentersystem, differenziert nach einstufigen und mehrstufigen Anlagen

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

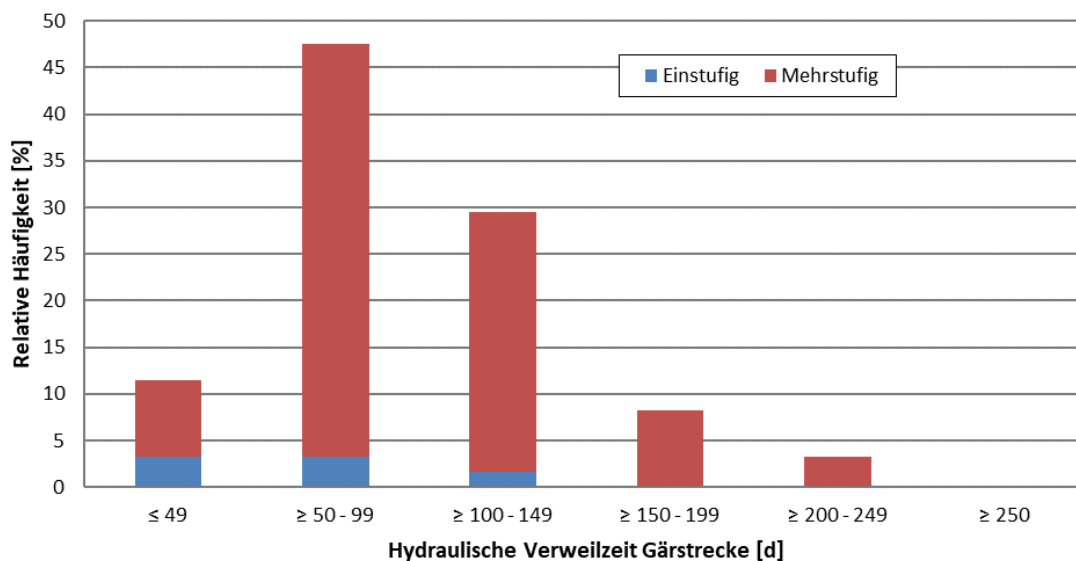


Abbildung 6-30: Relative Häufigkeitsverteilung der Verweilzeit im Fermentersystem, differenziert für ein- bzw. mehrstufige Anlagen (n = 61)

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.

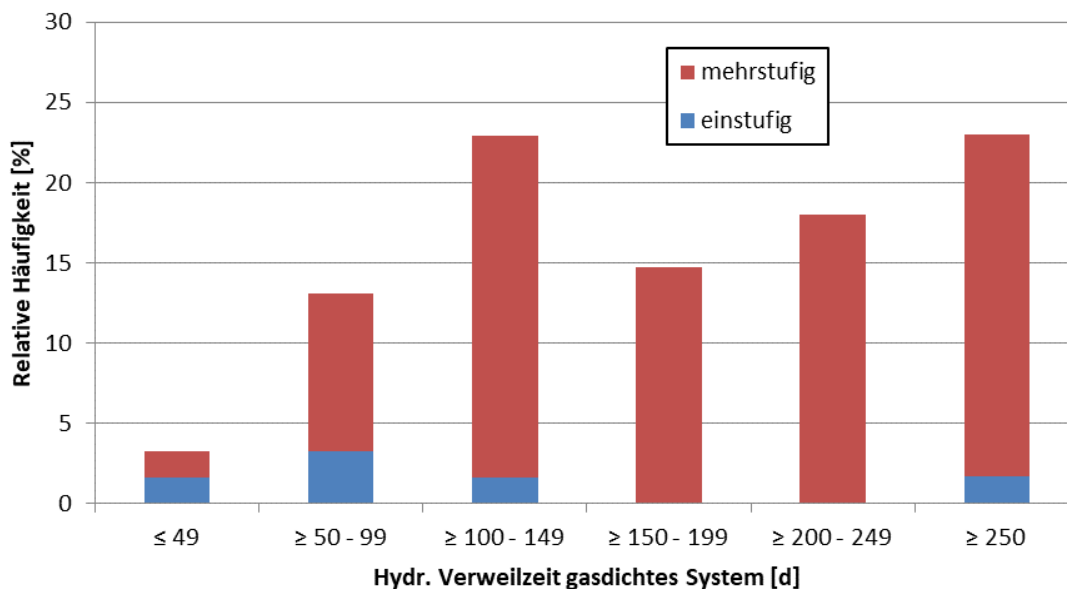


Abbildung 6-31: Relative Häufigkeitsverteilung der Verweilzeit des Substrats im gasdicht abgeschlossenen System, differenziert für ein- bzw. mehrstufige Anlagen (n = 61)

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.

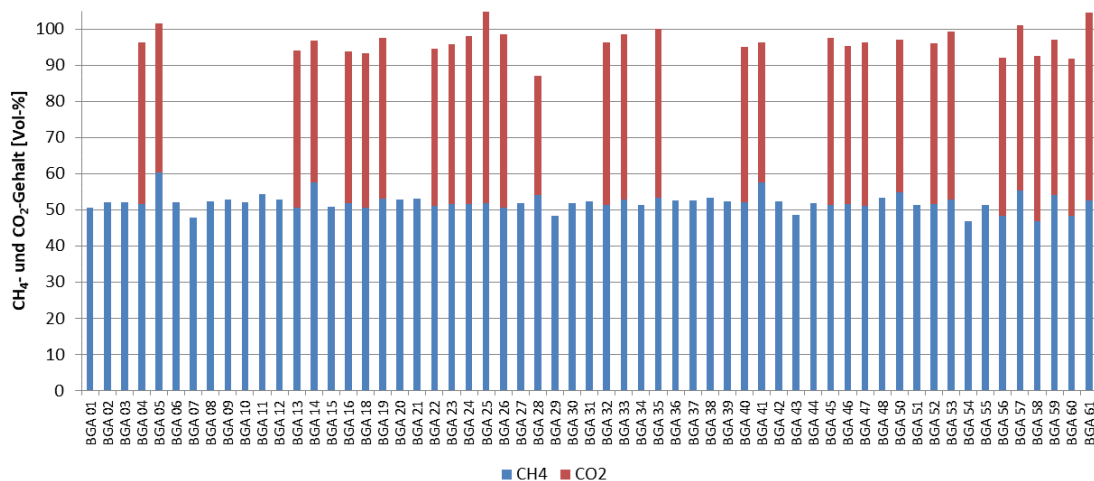


Abbildung 6-32: Mittlerer CH₄- und CO₂-Gehalt im gereinigten Biogas

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.

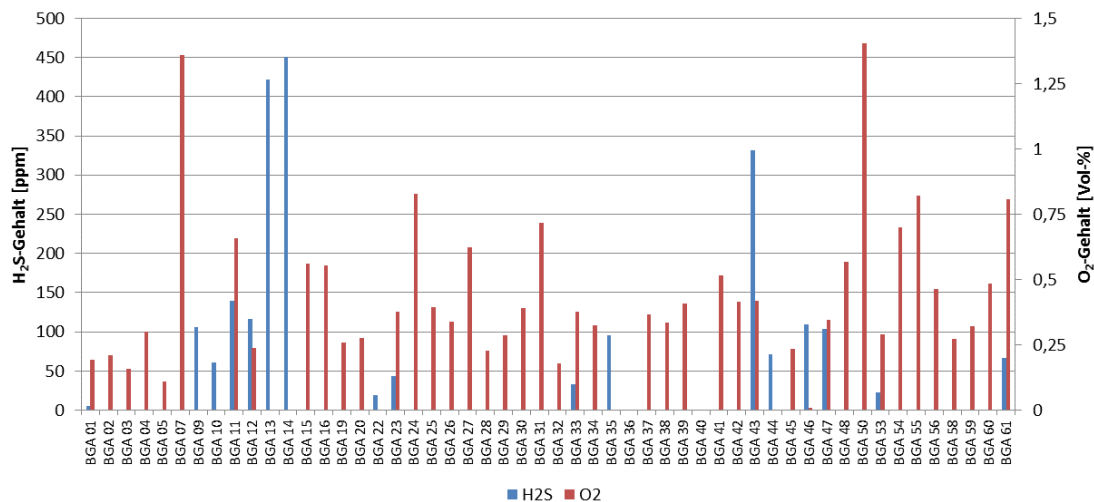


Abbildung 6-33: Mittlere H₂S- und O₂-Gehalte im produzierten Biogas (vor Aktivkohlefilter)

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-%]	44,2	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.

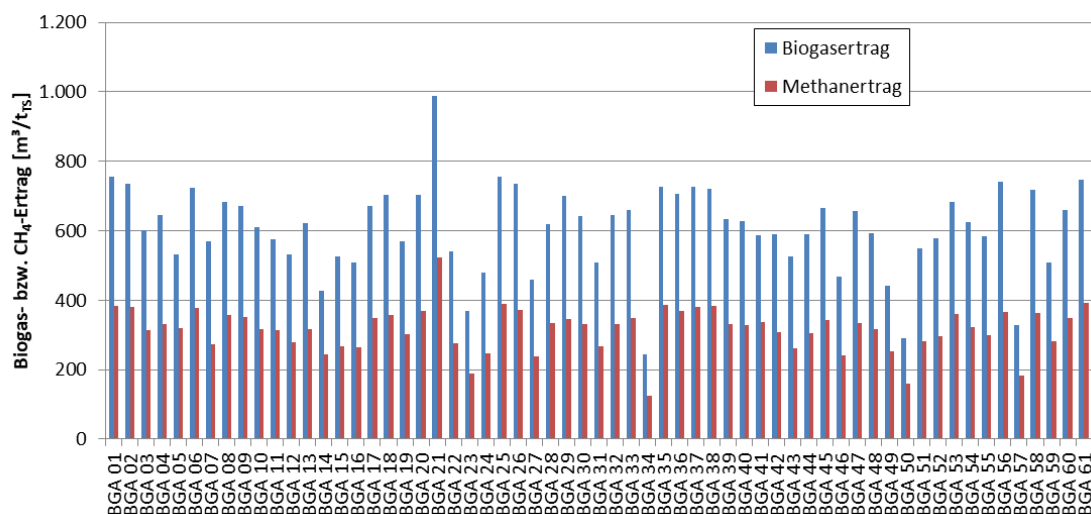
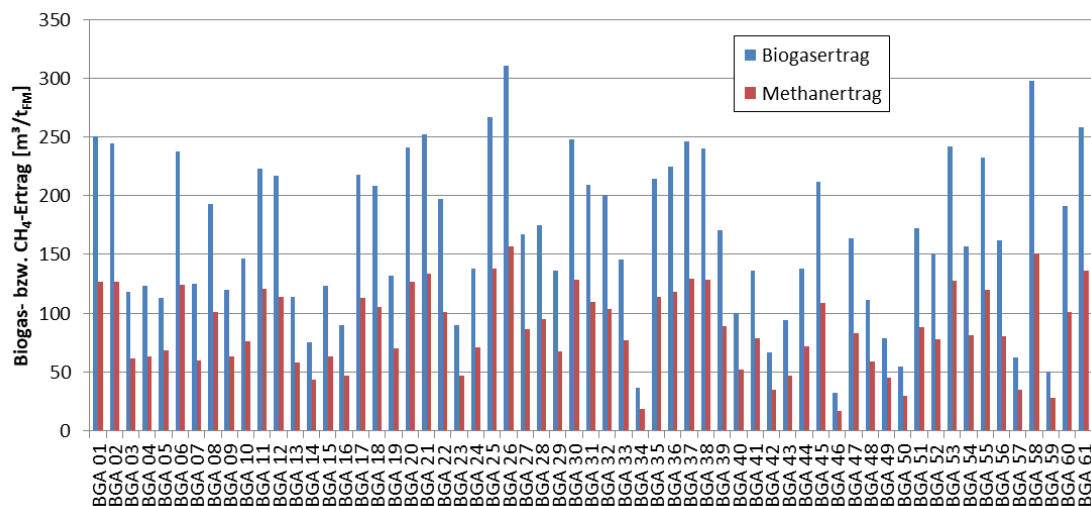
6.2.6.1 Spezifische Biogas- und Methanausbeute

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 frischmassebezogenen 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 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{FM}}$ bestimmen (BGA 46 bzw. BGA 26). Im Mittel über die begleiteten Anlagen ergibt dies einen Mittelwert von 166 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{FM}}$. 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 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{oTS}}$, bei einem Mittelwert der untersuchten Anlagen von 677 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{oTS}}$. Die erzielten Methanausbeuten bewegen sich hier zwischen 153 und 563 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{oTS}}$, im Mittel bei 353 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{oTS}}$.

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 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{FoTS}}$, bei durchschnittlich 928 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{FoTS}}$. Die Methanausbeuten auf selber Basis liegen zwischen 263 und 784 $\text{m}^3/\text{t}_{\text{FoTS}}$. Zur Einordnung der bestimmten Zahlenwerte sein auf Kapitel 6.3.5 verwiesen.



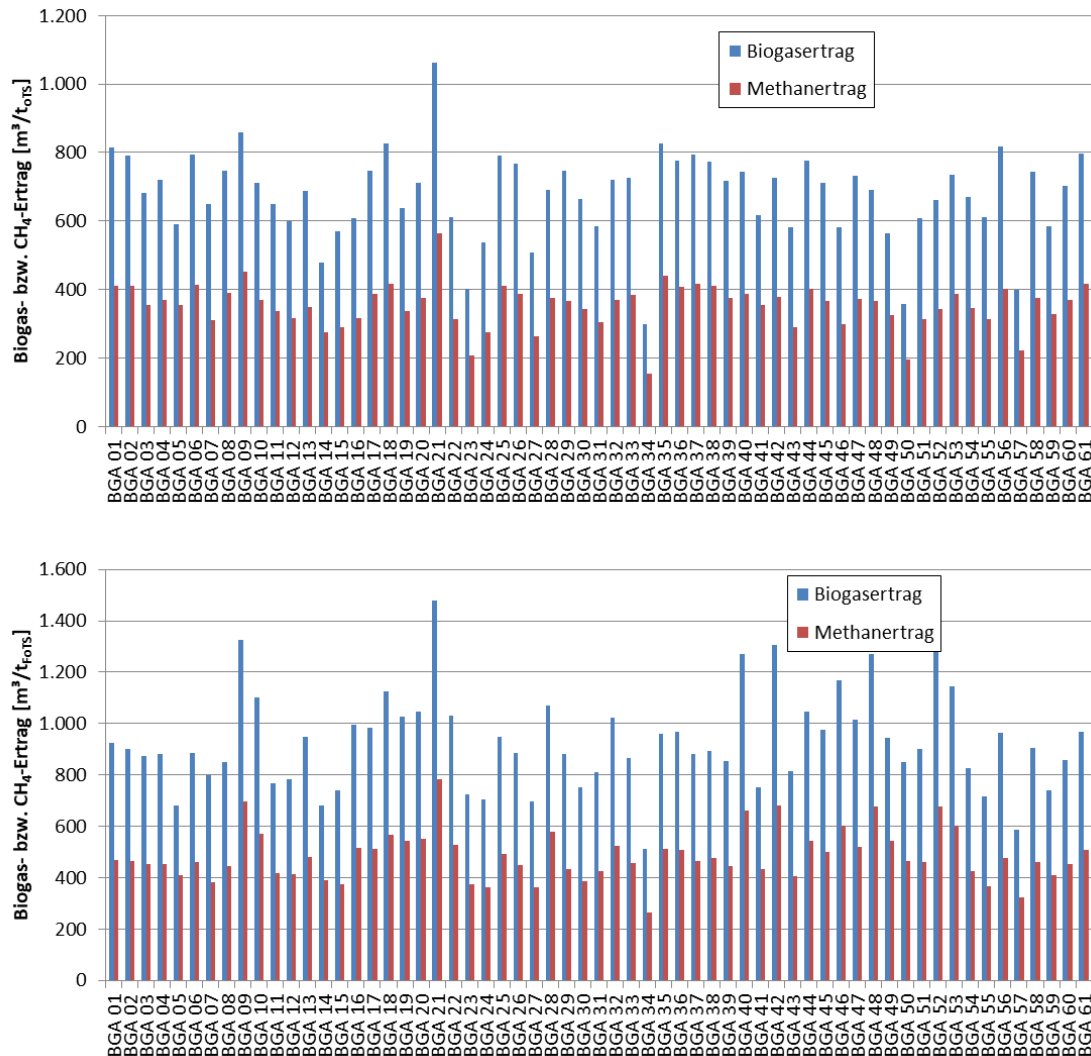


Abbildung 6-34: Mittlere Biogas- und Methanausbeute pro Tonne zugeführtem Frischmaterial, TS, oTS und FoTS rechnerisch ermittelt aus den gesammelten Daten der Praxismessungen.

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 m³/(m³ 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 $0,74 \text{ m}^3/(\text{m}^3 \text{ d})$, sind es bei den mehrstufigen Biogasanlagen durchschnittlich $0,98 \text{ m}^3/(\text{m}^3 \text{ d})$. 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.

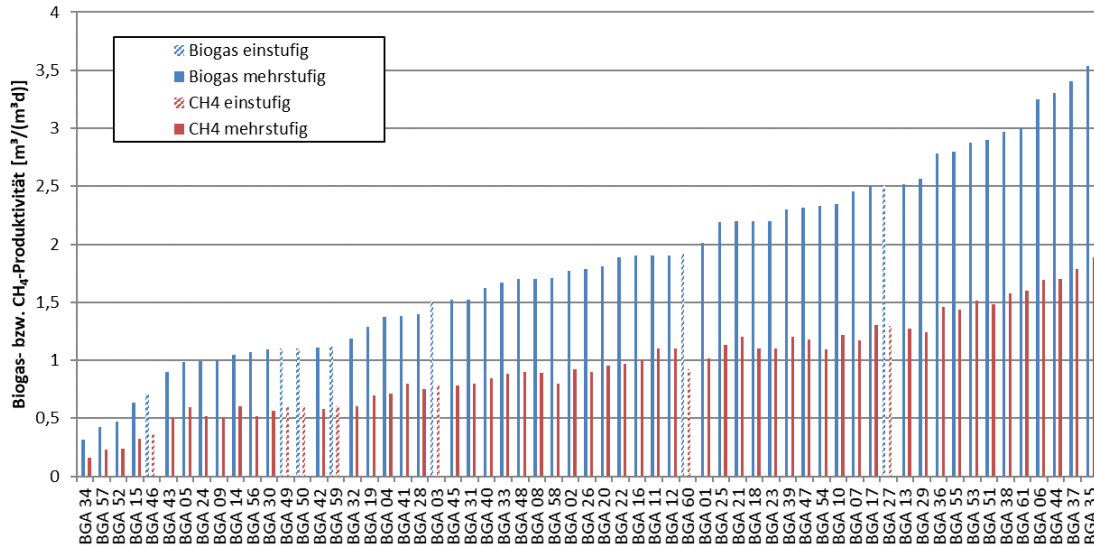


Abbildung 6-35: Mittlere Biogas- bzw. Methanproduktivität pro Kubikmeter Arbeitsvolumen, differenziert nach einstufigen und mehrstufigen Anlagen

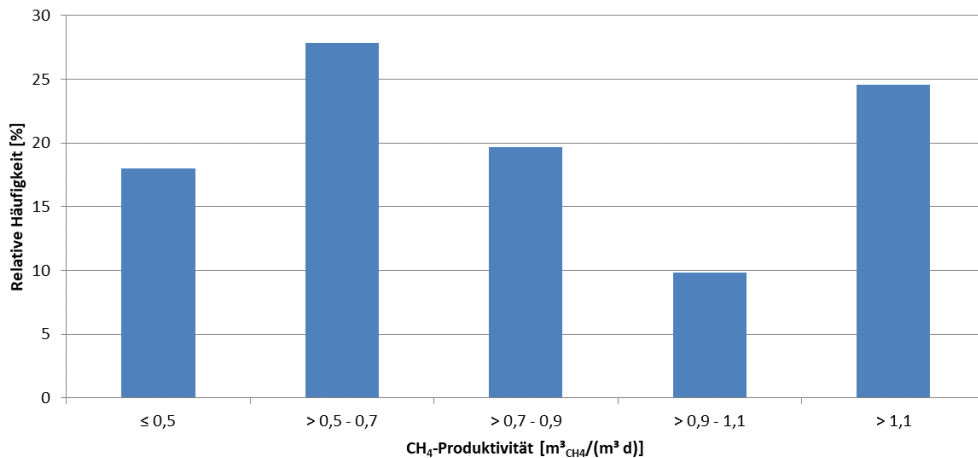


Abbildung 6-36: Relative Häufigkeitsverteilung der CH_4 -Produktivität ($n = 61$)

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 Auftragung BGA 34 mit einer sehr hoch belasteten ersten Fermenterstufe mit $17 \text{ kg}_{\text{OTS}}/(\text{m}^3 \text{ d})$, welche infolge einer gärbologischen 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.

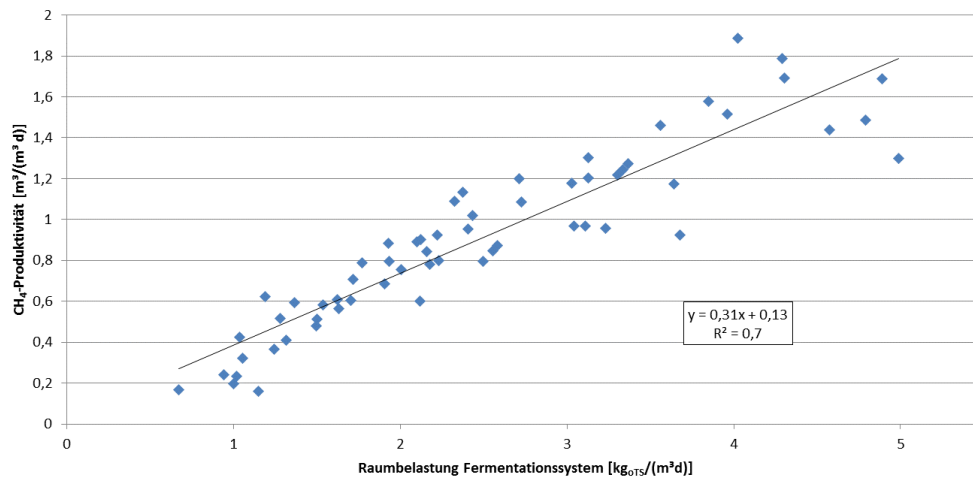


Abbildung 6-37: Zusammenhang zwischen organischer Raumbelastung des Gesamtsystems und der CH₄-Produktivität (n = 61)

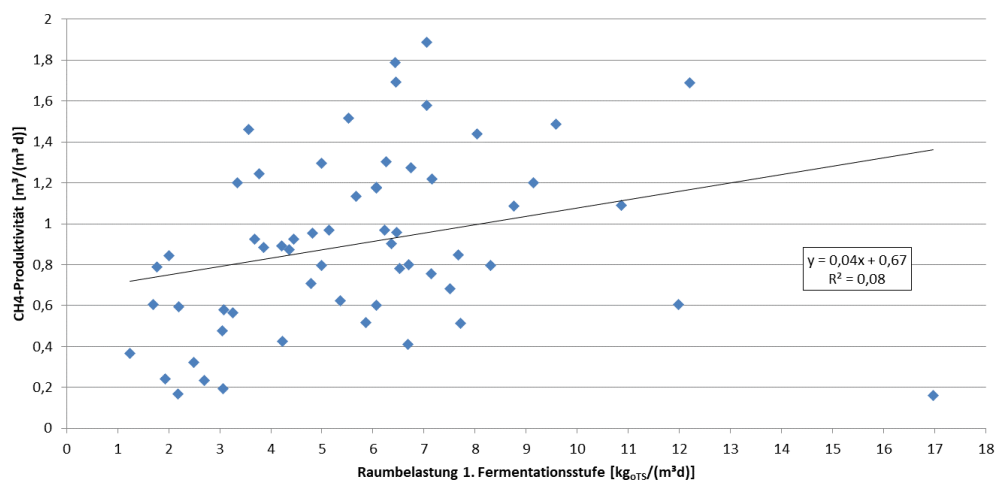


Abbildung 6-38: Zusammenhang zwischen organischer Raumbelastung der ersten Stufe und der CH₄-Produktivität (n = 61)

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 Betriebstagebüchern eingesetzten Substratmengen ist in Abbildung 6-39 gezeigt. Je nach Anlage schwankt dieses sehr stark, da das absolute Potential stark von der Fütterungsmenge abhängt.

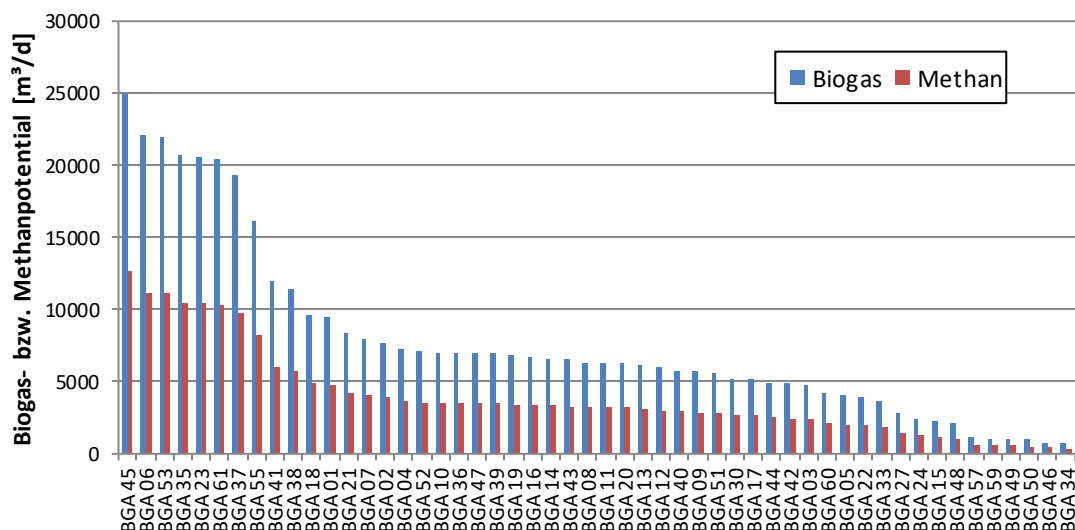


Abbildung 6-39: Biogas-/Methanpotential pro Tag: Bestimmt über Fütterungsmenge und ermitteltes Biogasertragspotential der Substrate mittels Biogasertragstest

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 L_{CH4}/kg_{oTS}), Anlagen mit hohem NawaRo Anteil ein fast doppelt so hohes spezifisches Methanpotential (ca. 400 L_{CH4}/kg_{oTS}).

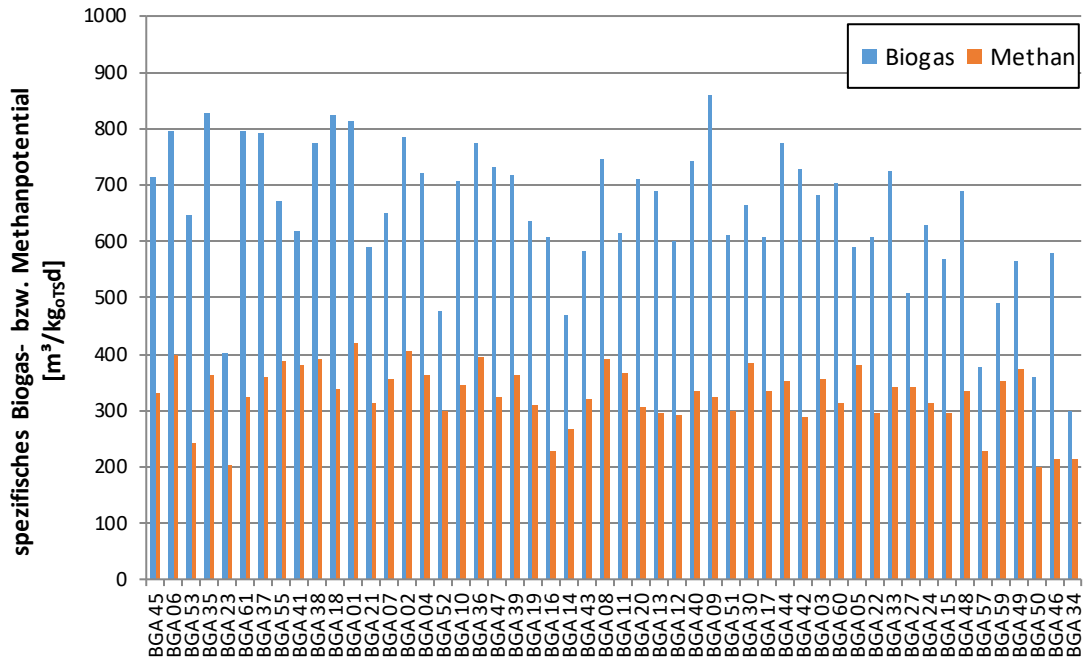


Abbildung 6-40: Biogas-/Methanpotential pro Tag und kg_{oTS}: Bestimmt über Fütterungsmenge und ermitteltes Biogasertragspotential mittels Biogasertragstest

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 L_{CH4}/kg_{oTS}. Die Schwankungsbreite der Ergebnisse ist allerdings sehr groß zwischen 291 – 425 L_{CH4}/kg_{oTS}.

Der Mittelwert für Grassilage lag bei 329 L_{CH4}/kg_{oTS}. Die Schwankungsbreite von 155 L_{CH4}/kg_{oTS} bis 400 L_{CH4}/kg_{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-GPS und Triticale-GPS werden von einer deutlich geringeren Anzahl der Anlagen als Substrat genutzt. Beide Ganzpflanzensilage-Arten haben einen vergleichbares Methanpotential (359 und 367 L_{CH4}/kg_{oTS}). Weitere gemessenen Substrate sind Zuckerrübe (348 L_{CH4}/kg_{oTS}) und diverse, meist zweitklassige Getreidekornarten (350 L_{CH4}/kg_{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 L_{CH4}/kg_{oTS}), Rindermist (197 L_{CH4}/kg_{oTS}), Schweine- (256 L_{CH4}/kg_{oTS}) und Rindergülle (225 L_{CH4}/kg_{oTS}). Hühnertrockenkot fällt mit relativ hohen 291 L_{CH4}/kg_{oTS} auf. Deutlich wird die große Spannweite je nach Herkunft und Qualität der jeweiligen Probe.

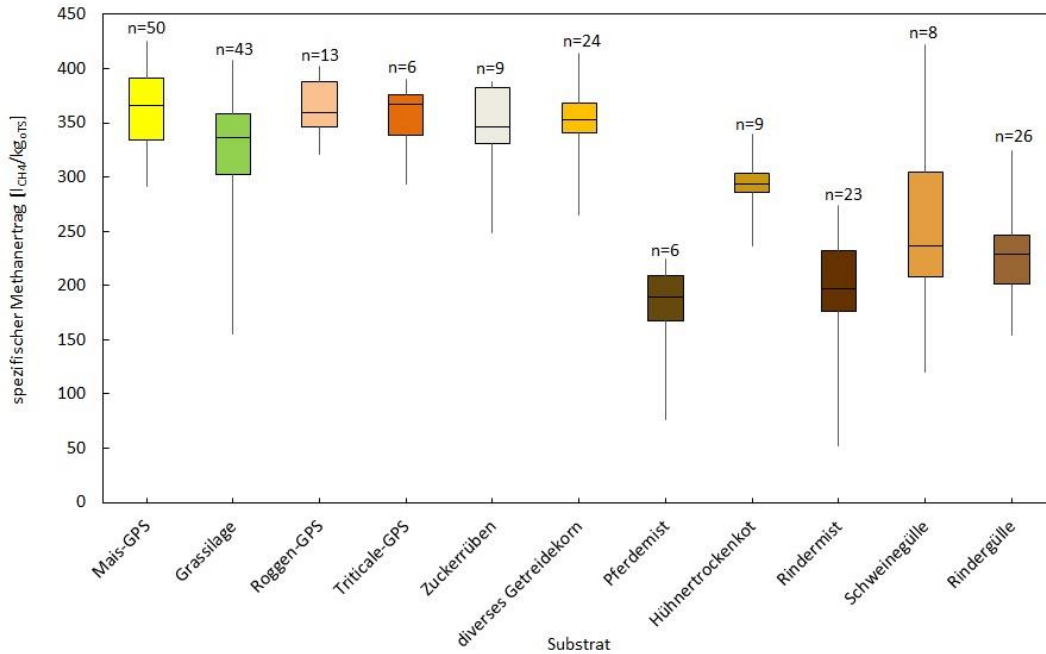


Abbildung 6-41: spezifisches Methanpotential für die am häufigsten getesteten Substrate mit Angabe der Anzahl der Anlagen, die dieses Substrat verwenden

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.

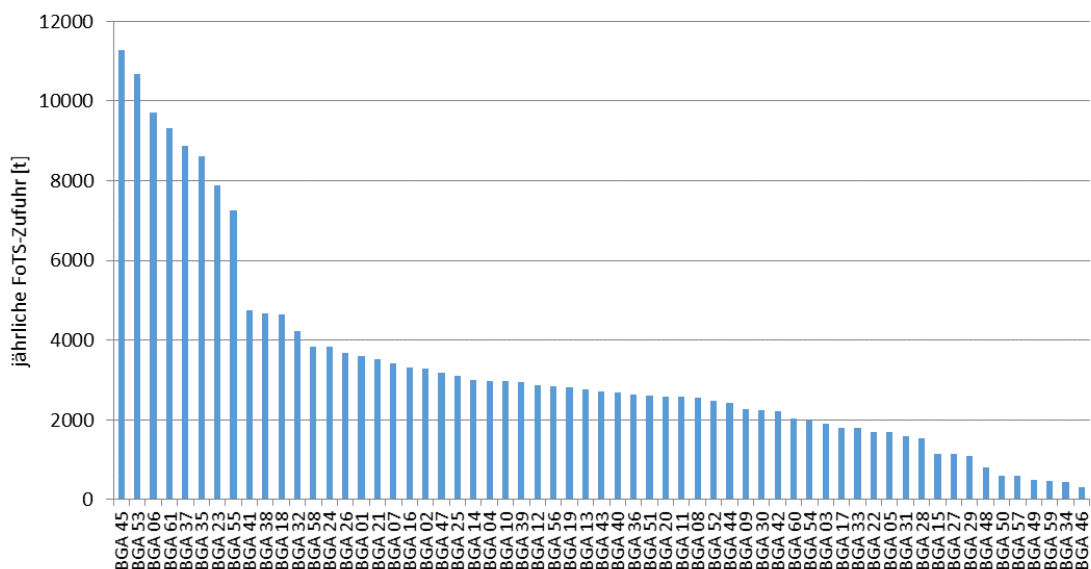


Abbildung 6-42: Durch Substratzugabe zugeführte Menge an FoTS im Untersuchungszeitraum

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.

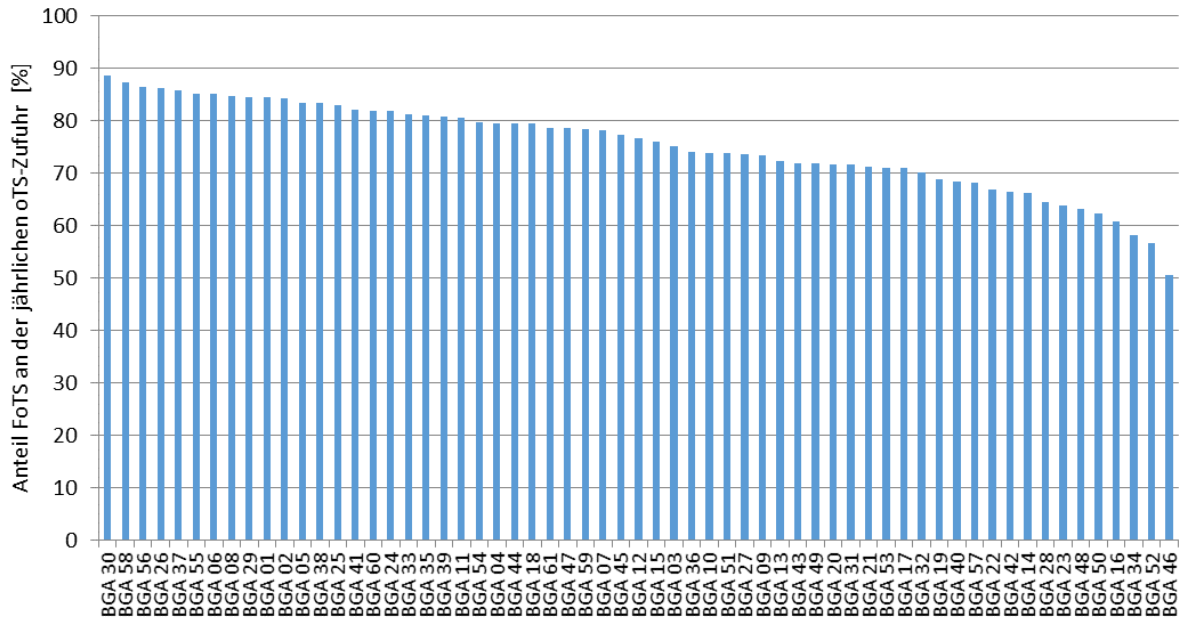


Abbildung 6-43: Fermentierbarer Anteil der zugeführten oTS in der Substratmischung

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 (vgl. 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 Biogasertragstests (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 $420 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{FoTS}}$. 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 Methanertragstests im Mittel ein um $77 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$ höheres Methanpotential und Zuckerrüben ein um $54 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{oTS}}$ geringeres Potential als über FoTS berechnet. Die gemessene Variabilität der Methanpotentiale der Wirtschaftsdünger kann über die Berechnung der FoTS nicht abgebildet werden.

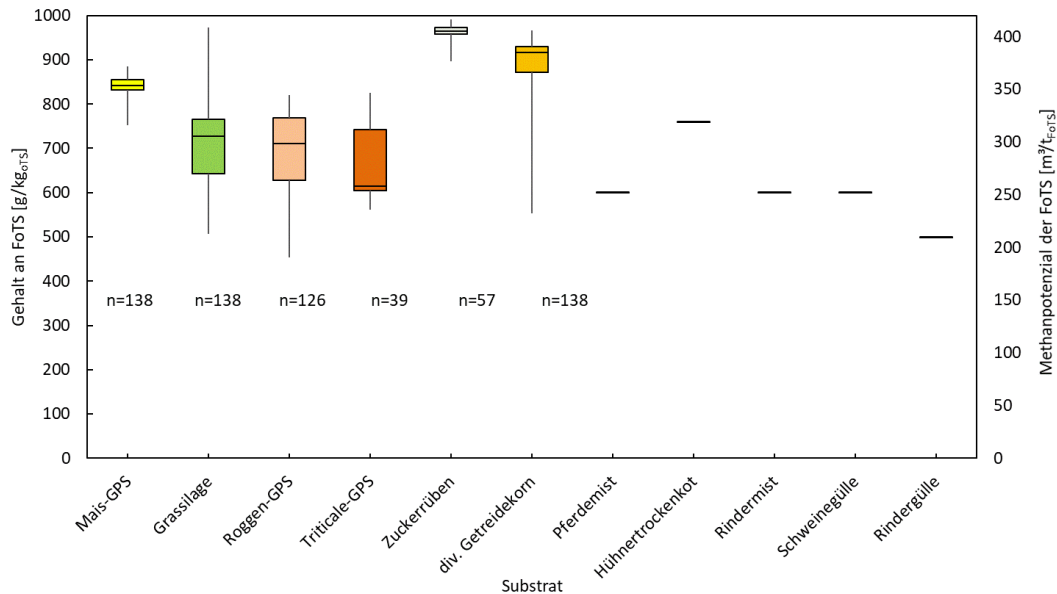


Abbildung 6-44: FoTS-Gehalt für die am häufigsten getesteten Substrate und daraus berechnete Methanpotentiale mit Angabe der Anzahl der Messungen n

6.2.9 Brennwert und Ligninanteil

Als Maß für den Energieinhalt wurden bei allen Anlagen quartalsweise die Brennwerte der Substrate und der 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}, Mittelwert 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 Einfluss 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). 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.

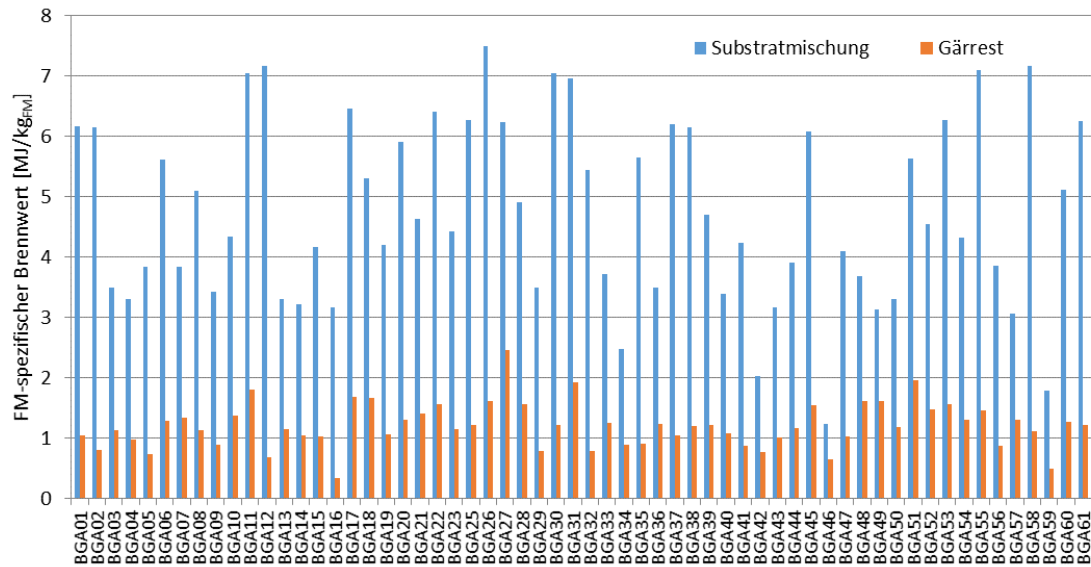


Abbildung 6-45: Auf die Frischmasse bezogener Brennwert in den Substratmischungen und Gärresten der untersuchten Biogasanlagen

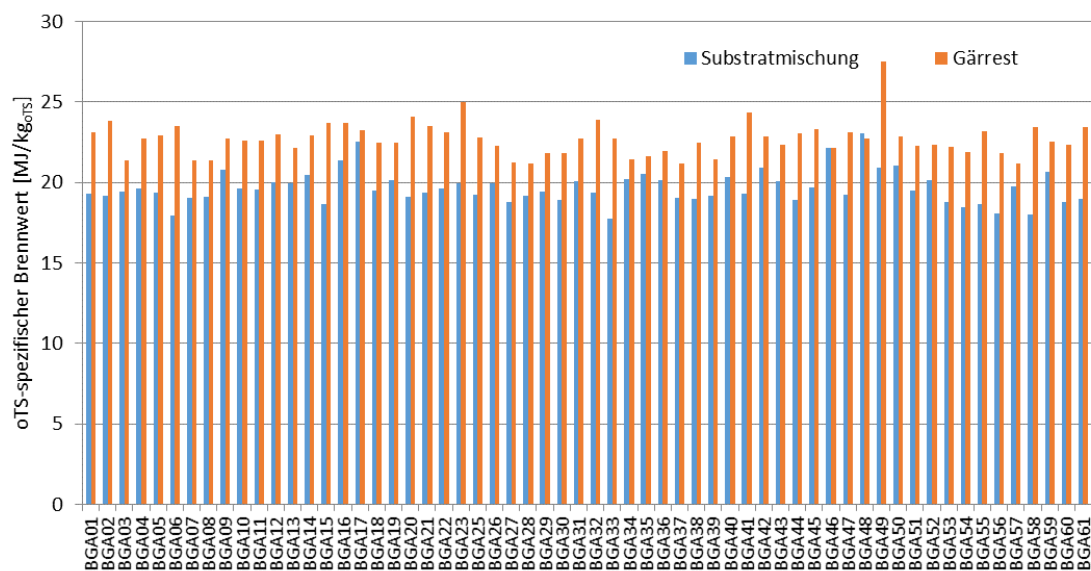


Abbildung 6-46: oTS-spezifischer Brennwert in den Substratmischungen und Gärresten der untersuchten Biogasanlagen

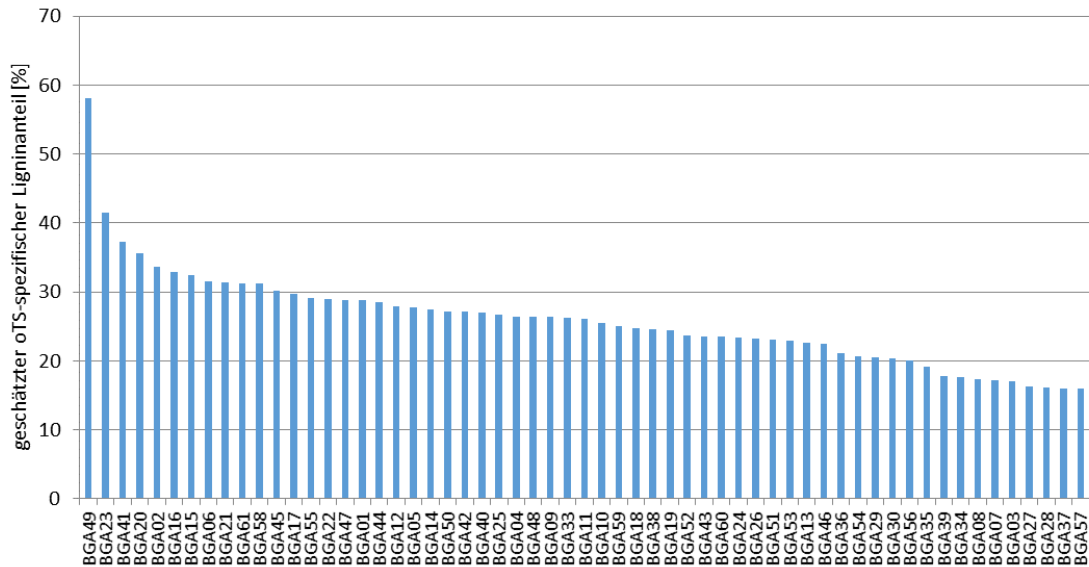


Abbildung 6-47: geschätzter Ligninanteil in den Gärresten der untersuchten Biogasanlagen

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 höhere 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.

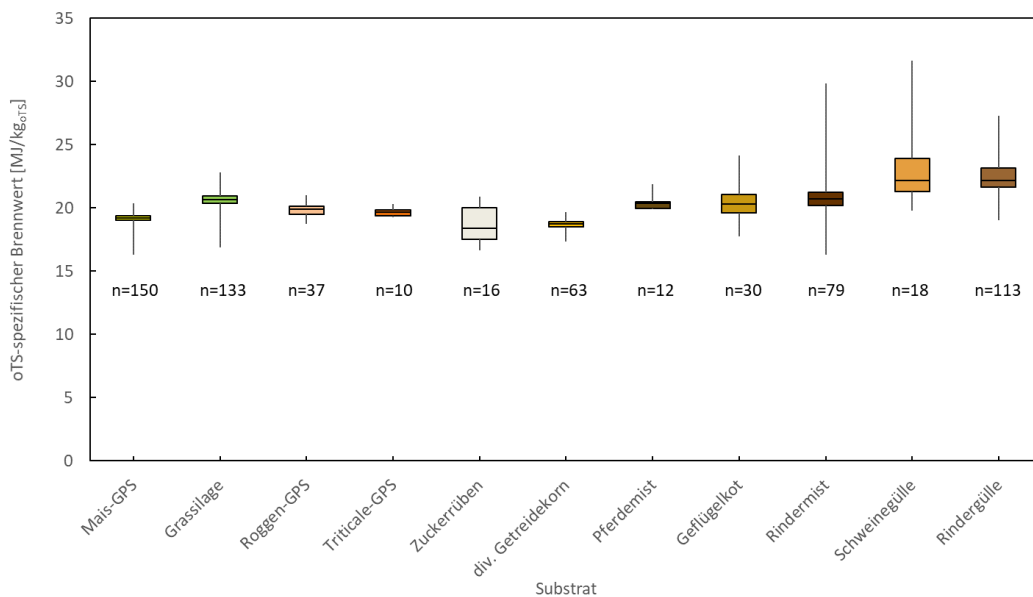


Abbildung 6-48: Brennwert der am häufigsten eingesetzten Substrate mit Angabe der Anzahl der Analysen n

6.2.10 Absolutes Restmethanpotential

Das absolute Restmethanpotential wurde im Rahmen des BMP III von jeder Anlage am letzten abgedeckten Behälter bei $37 \pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ und einer Verweilzeit von 60 Tagen bestimmt. Auf die Messung des Emissionspotentials bei $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 Anlagen (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 von ehemals $9,5 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{tGärrest}$ für einstufige $4,9 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{tGärrest}$ für mehrstufige Anlagen auf $4,1 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{tGärrest}$ für den heutigen Anlagenmix zurückgegangen.

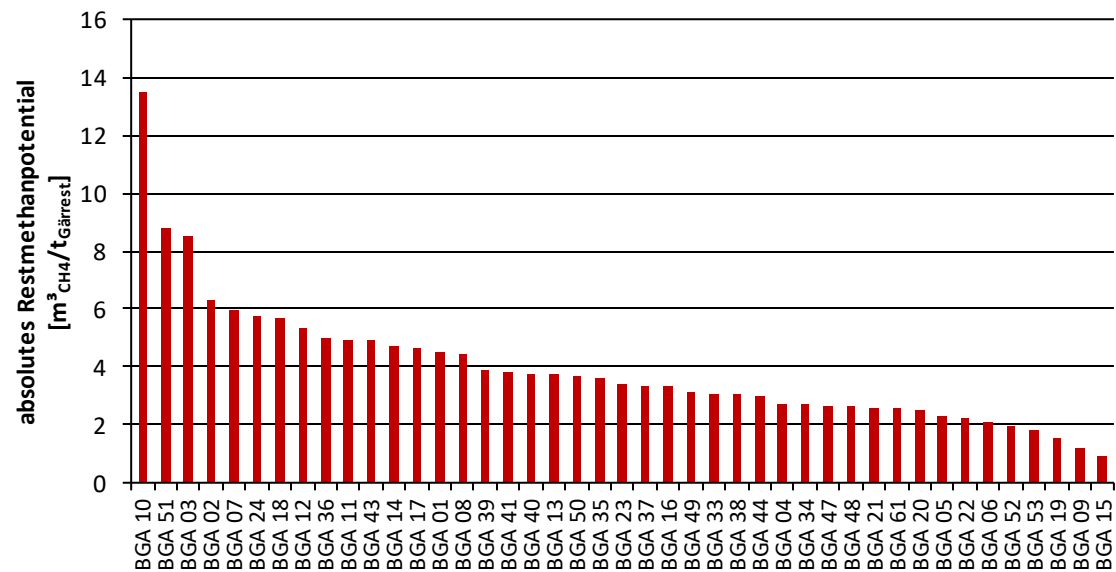


Abbildung 6-49: Absolutes Restmethanpotential des Ablaufs der letzten Stufen (Gärrest) bei 37°C , 60 Tage Gärdauer

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
[m³CH₄/tGärrest]	4,1	1,0	13,5
[m³CH₄/töTS]	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 -verwertung 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-GPS 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 Abbaurate 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.

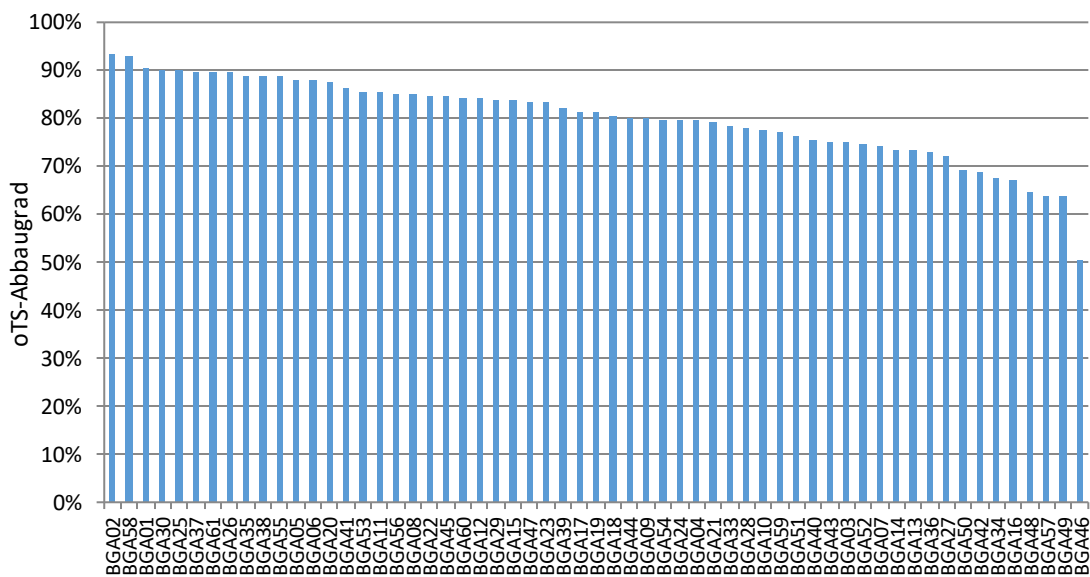


Abbildung 6-50: oTS-Abbaugrad von 59 der 61 Anlagen

6.3.2 FoTS-Ausbeute

Die FoTS-Ausbeute wird zur Bewertung der Anlagen in Kapitel 7 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 Anlagenvergleiche 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.

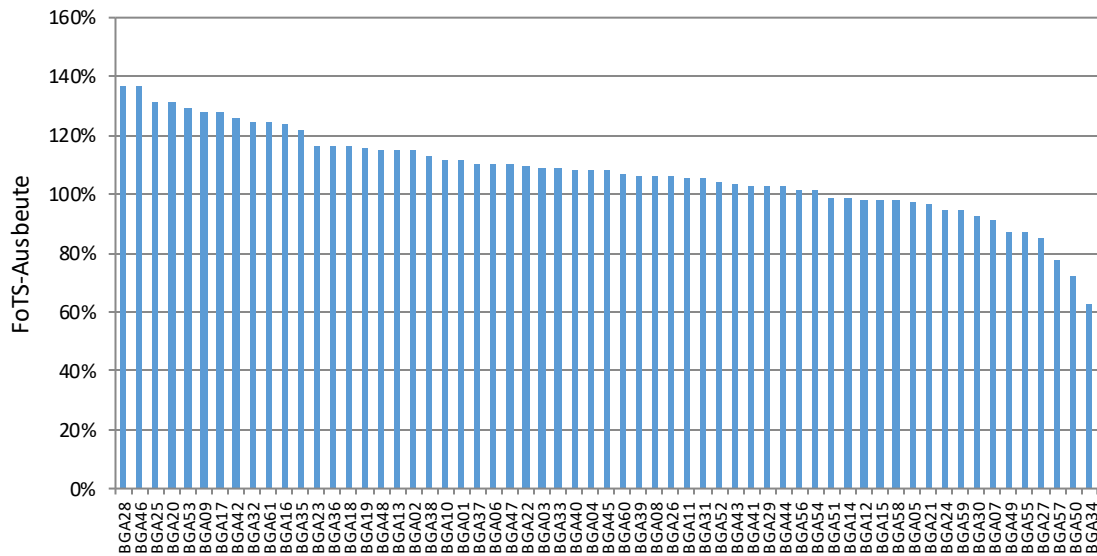


Abbildung 6-51: FoTS-Ausbeute der Anlagen im BMP III

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 6-3 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 Probennahme 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 Probennahme die Verweilzeit deutlich geringer sein kann als der Wert, welcher 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 Mangelsituationen 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.

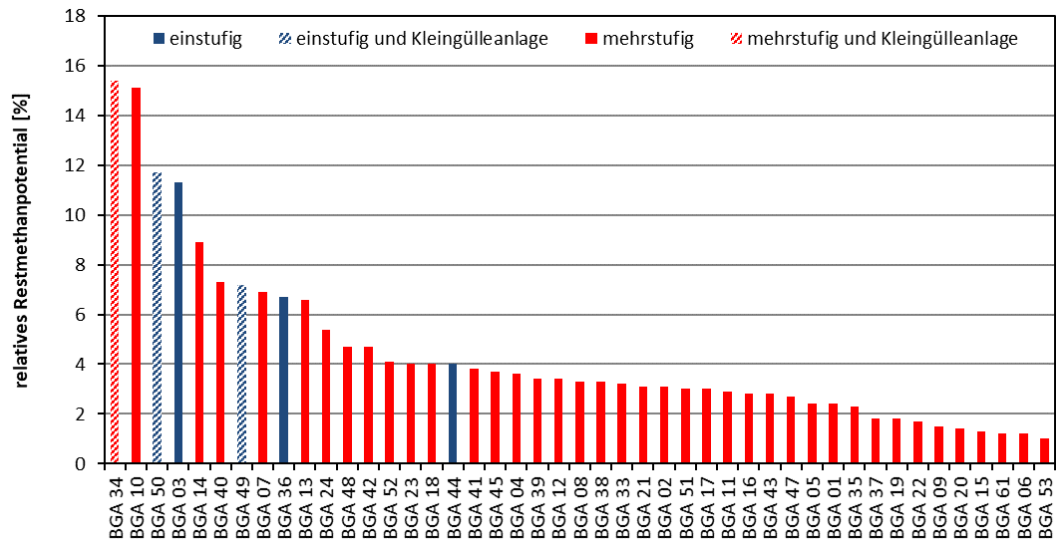


Abbildung 6-52: Relatives Restmethanpotential bei 37°C von 45 der 61 Anlagen jeweils am letzten abgedeckten Behälter gezogen

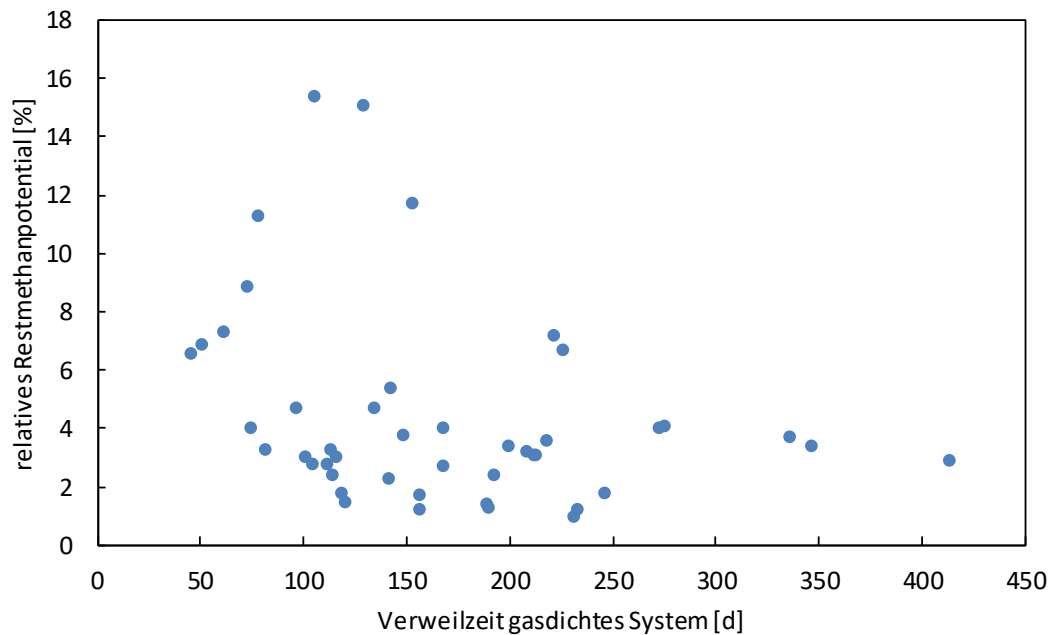


Abbildung 6-53: Relatives Restmethanpotential bei 37°C und nach 60 Tagen über Verweilzeit im gasdichten System aufgetragen

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 relativen 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 eine ähnliche Rangfolge der Anlagen. Der direkte Vergleich der Anlagen ist zwar theoretisch möglich, es kann aber unmöglich ausgeschlossen werden, 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 Restmethanpotential 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.

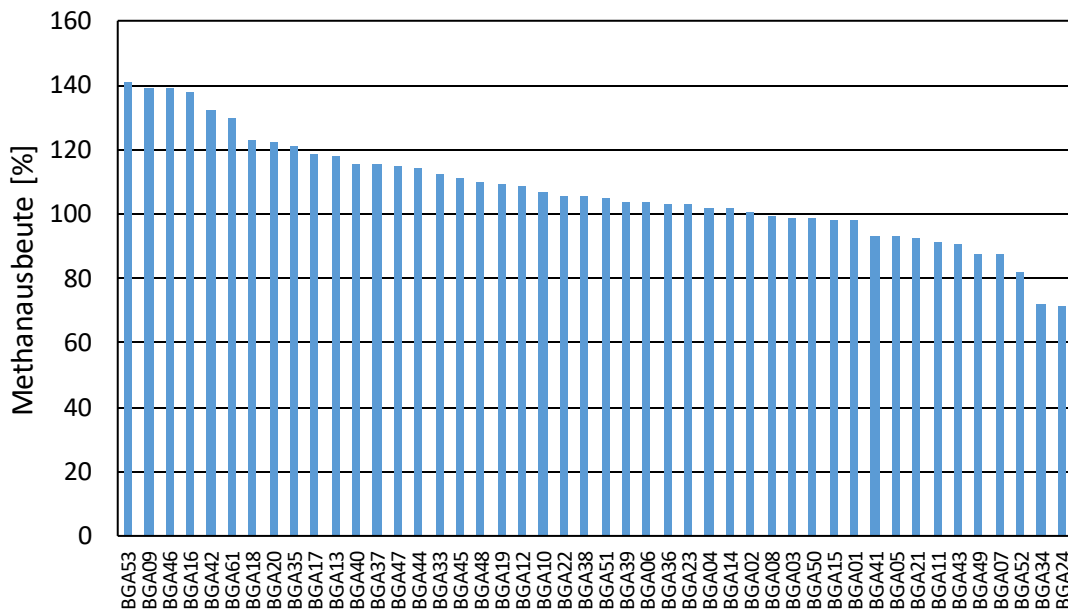


Abbildung 6-54: Relative Methanausbeute von 45 Anlagen; Werte über 100 % bedeuten, dass in den Anlagen mehr Gas produziert wurde, als theoretisch aus dem Biogasertragstest zu erwarten war

6.3.4 Bewertung mittels anaerob energetischem Umsatzgrad und anaerob energetischer Ausbeute

Die Bewertung der Effizienz des Gärprozesses über die chemische Energie in Substrat, Biogas und Gärrest 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.

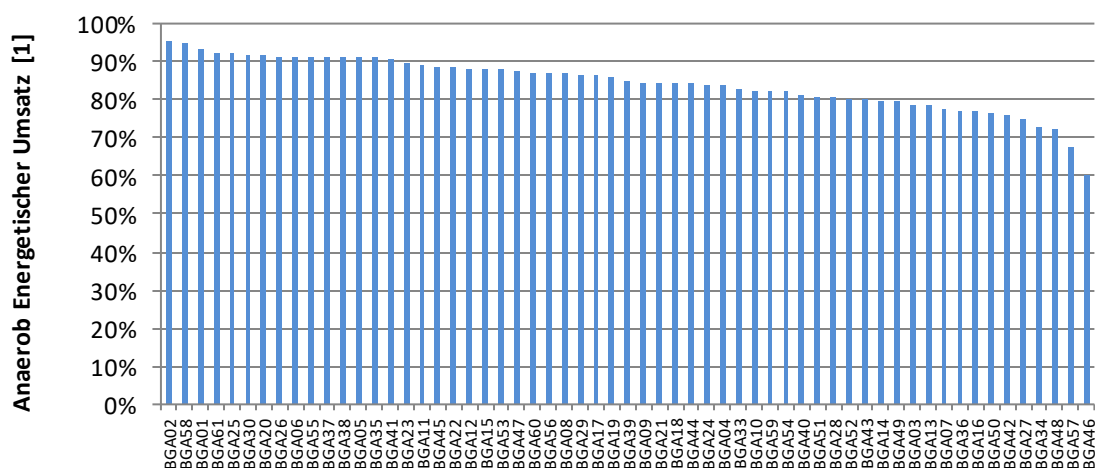


Abbildung 6-55:
Bilanzzeitraum)

Anaerob energetischer Umsatz von 59 Biogasanlagen (*: reduzierter

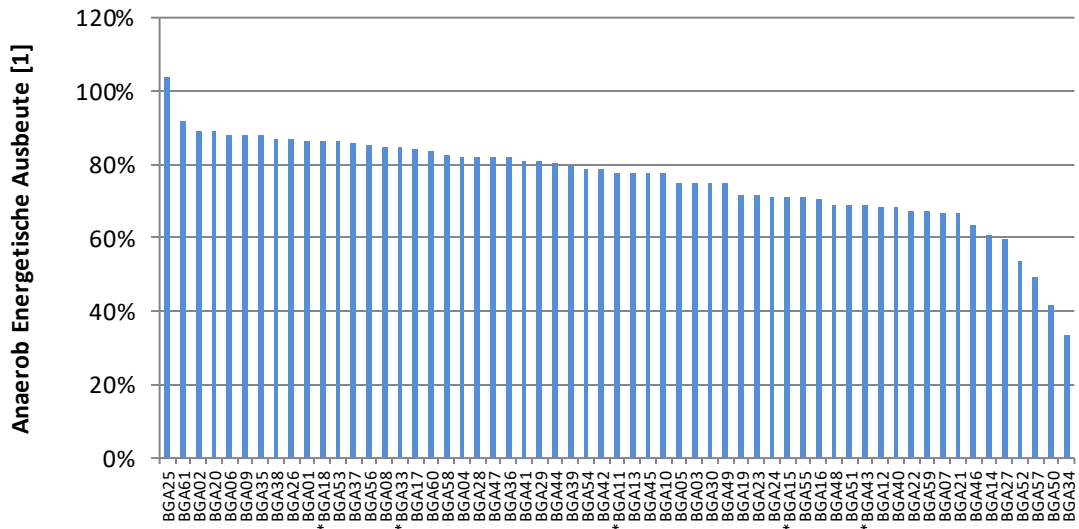


Abbildung 6-56: Anaerob energetische Ausbeute von 59 Biogasanlagen (*: reduzierter Bilanzzeitraum)

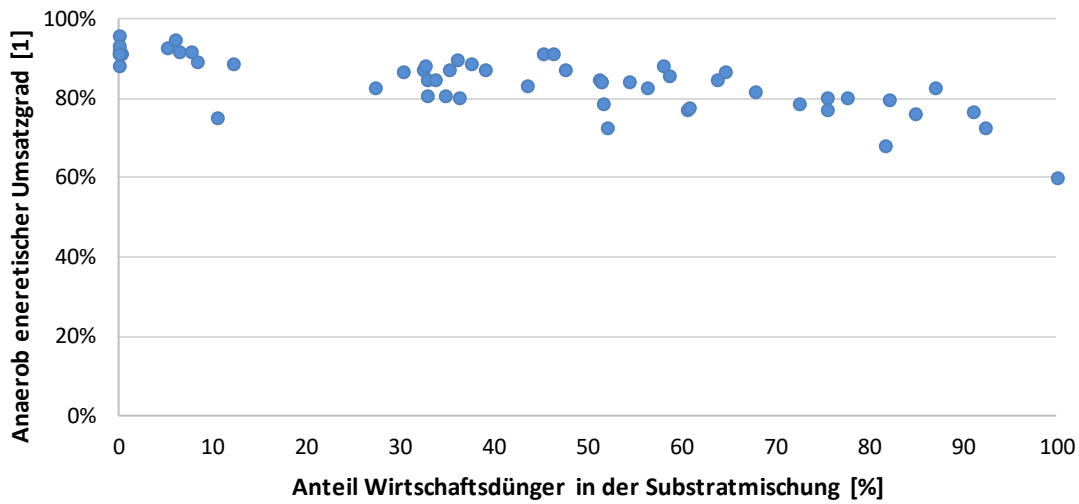


Abbildung 6-57: Zusammenhang zwischen anaerob energetischem Umsatzgrad und dem Wirtschaftsdüngeranteil

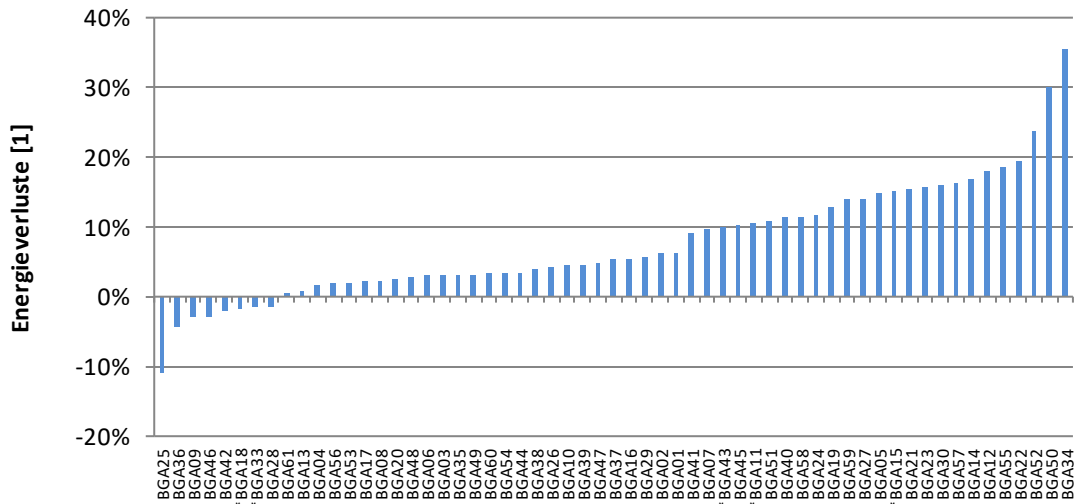


Abbildung 6-58: Energieverlust im Gärprozess als Anteil der Substratenergie (*: reduzierter Bilanzzeitraum)

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 einer Anlage gegenübergestellt. Da die tatsächliche Methanausbeute einer Anlage 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 im Diagramm etwas höher liegt.

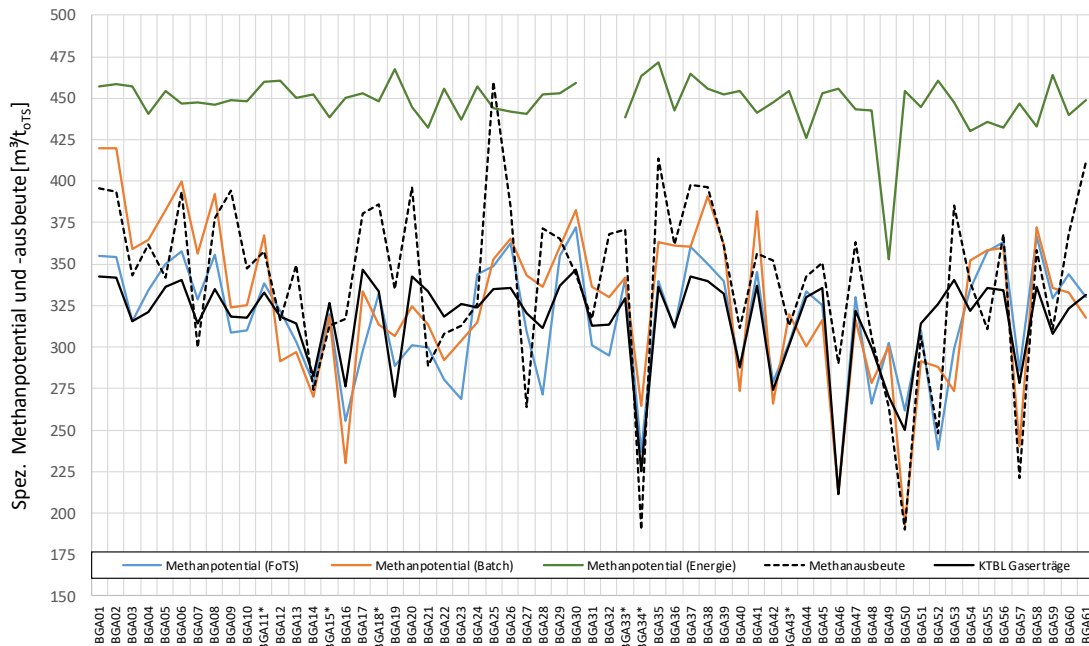


Abbildung 6-59: Spezifische Methanpotentiale und Ausbeuten im Vergleich (* markiert reduzierten Bilanzzeitraum)

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 Methanpotentialen. 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 Biogasertragstests, 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 Substrate, speziell bei 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 Methausbeuten 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 Biogasertragstests 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 $400 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{OTS}}$ 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 BHKW 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 BHKWs 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 Probenahme beschränkt werden. Im Vorhaben wurde die Häufigkeit der Probenuntersuchung für den Biogasertragstest auf einmal pro Jahr und bei FoTS und Brennwert auf viermal pro Jahr beschränkt. 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 ermittelt 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 deutlich positive Korrelation zueinander auf, welche bei linearer Regression ein Bestimmtheitsmaß von 0,65 ergibt (vgl. Abbildung 6-60). Aus der Korrelation 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.

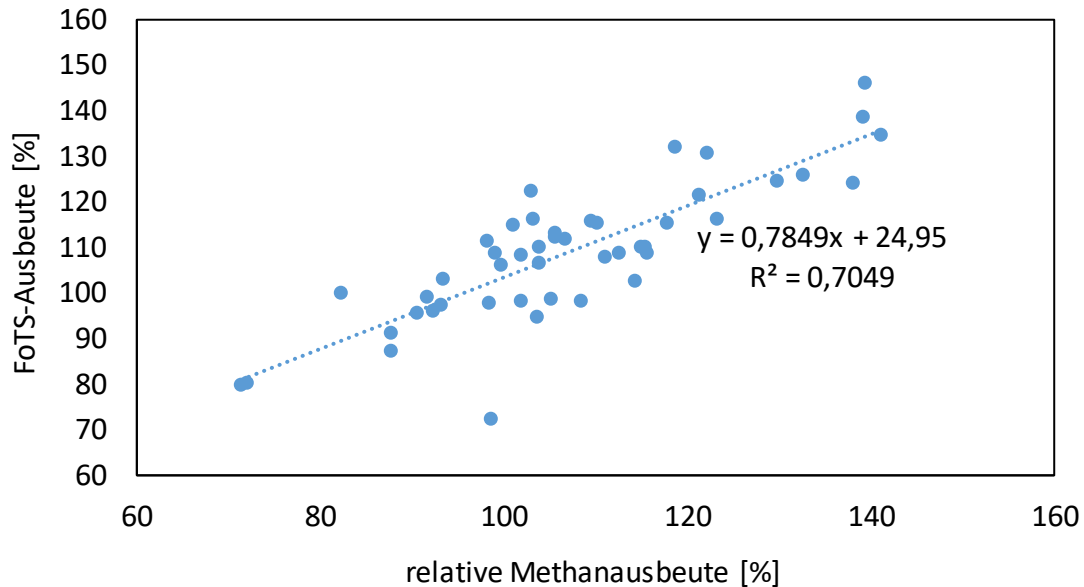


Abbildung 6-60: FoTS-Ausbeute über relative Methanausbeute aufgetragen, gestrichelte Linie: lineare Regression

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 theoretische 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 gezeigt 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 Anlagenbetreibenden 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 Biogasertragstest 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 konnten.

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 können.

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 Herstellungskosten 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 Erstinvest 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).

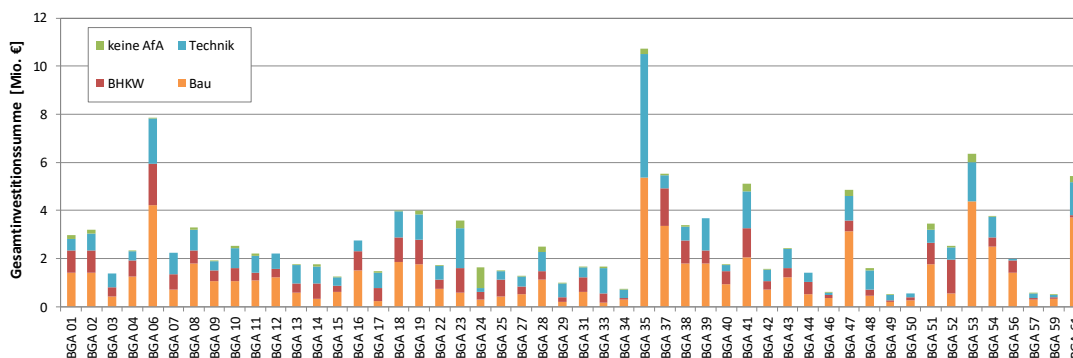


Abbildung 6-61: Gesamtinvestitionssummen der Biogasanlagen; differenziert in die Bereiche Bau, Technik, BHKW und keine Afa

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

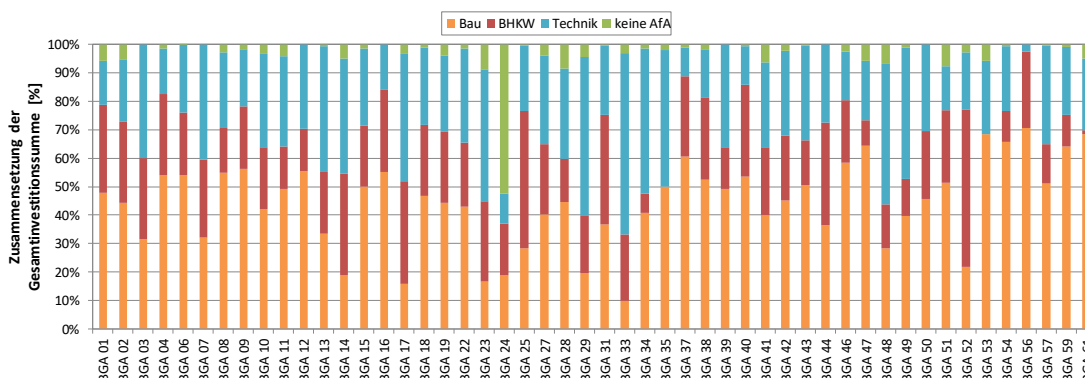


Abbildung 6-62: Relative Aufteilung der Gesamtinvestitionssummen der Biogasanlagen; differenziert in die Bereiche Bau, Technik, BHKW und keine Afa

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 ähnlicher Höchstbemessungsleistung 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.

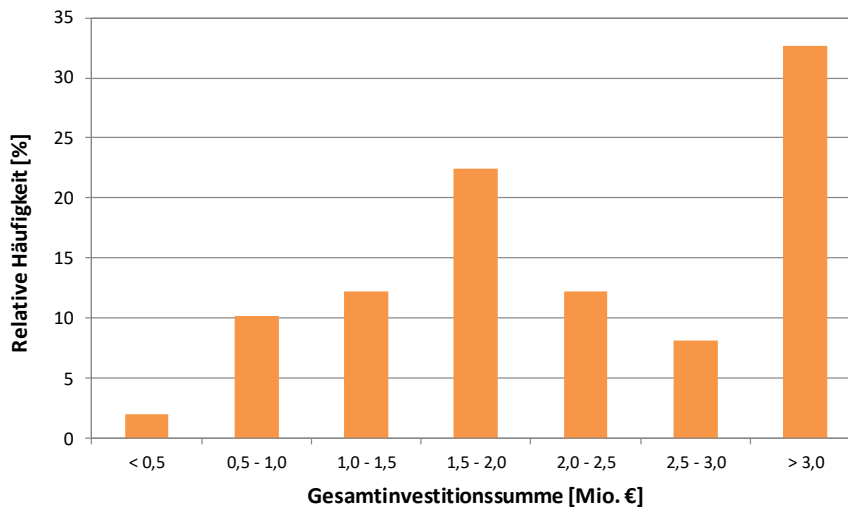


Abbildung 6-63: Relative Häufigkeiten der Gesamtinvestitionssumme

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 Betriebsergebnis 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.

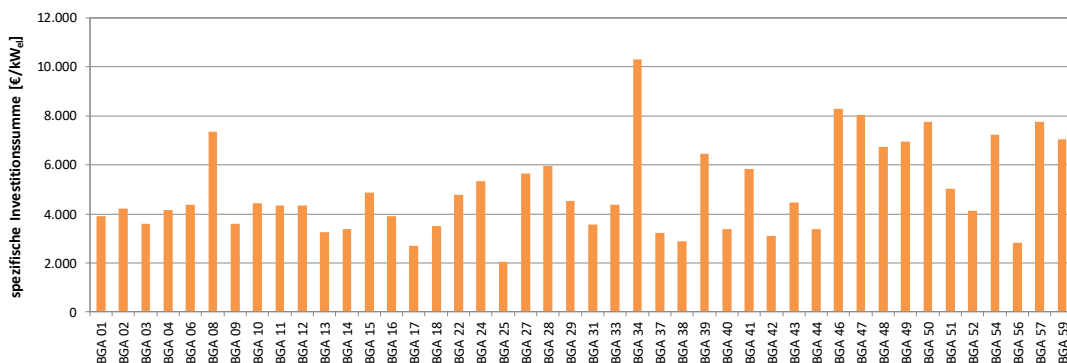


Abbildung 6-64: Spezifische Investitionssummen, bezogen auf die Höchstbemessungsleistung der Biogasanlagen

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.

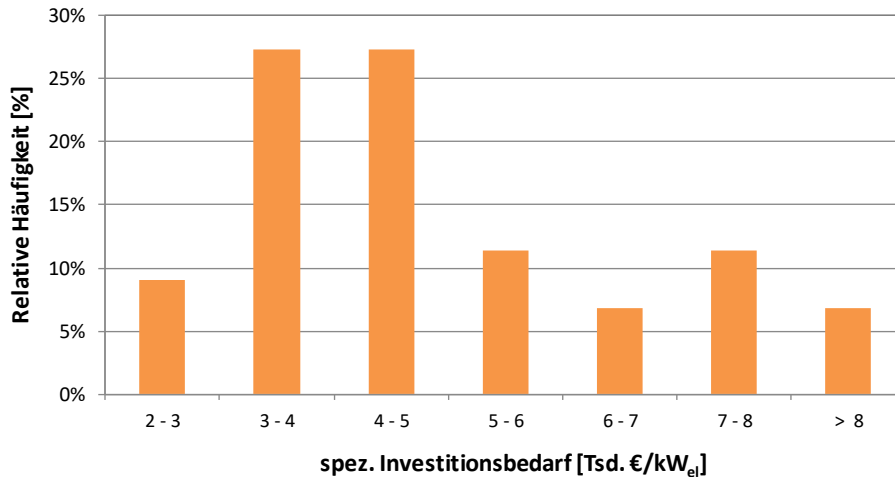


Abbildung 6-65: Relative Häufigkeitsverteilung der spezifischen Investitionssumme pro kW_{el} anhand der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung

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.

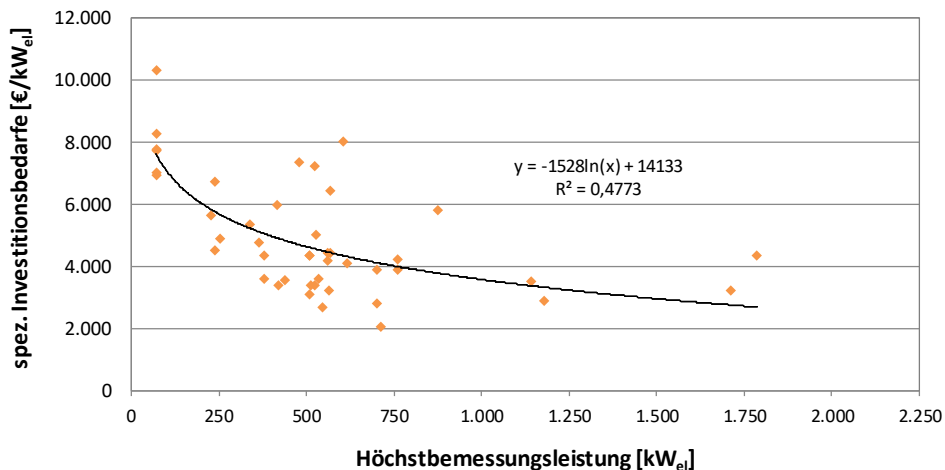


Abbildung 6-66: Zusammenhang zwischen gesetzlicher Höchstbemessungsleistung und spezifischen Investitionsbedarfen pro kW_{el}

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_{el}.

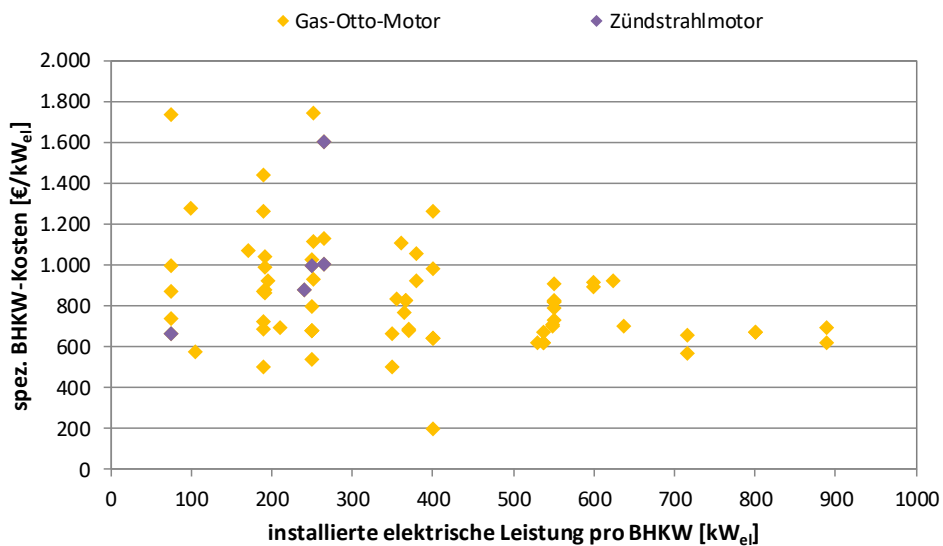


Abbildung 6-67: Zusammenhang zwischen installierter elektrischer Leistung und den spezifischen BHKW-Kosten getrennt für einzelne Aggregate und differenziert nach Motorentypen

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 Abstand 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.

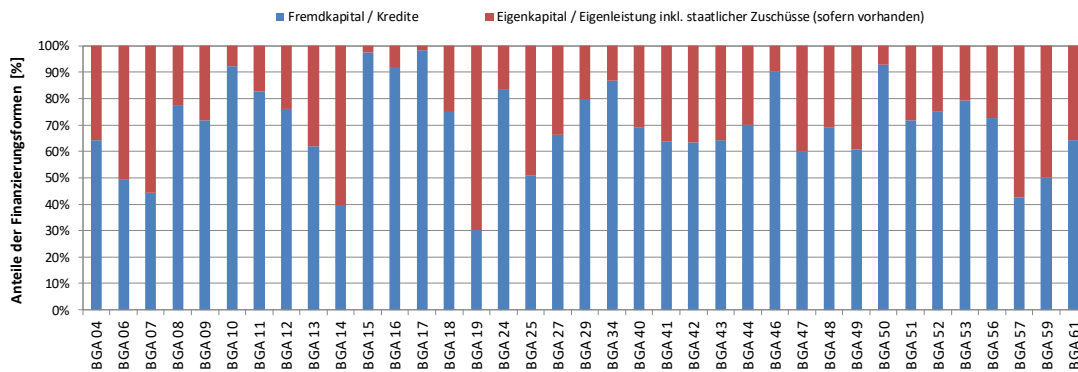


Abbildung 6-68: Anteilige Zusammensetzung der Anlagenfinanzierung ausgewählter Biogasanlagen

Wie viele, insbesondere ältere Biogasanlagen zudem eine staatliche Förderung bei Erst- und/oder Folgeinvestitionen erhalten haben, kann, ebenso wie die gewährte Höhe der Fördervolumina, 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 erläuterten Direktvermarktung innerhalb 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 wurden 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 Ausbringung 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 %) 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.

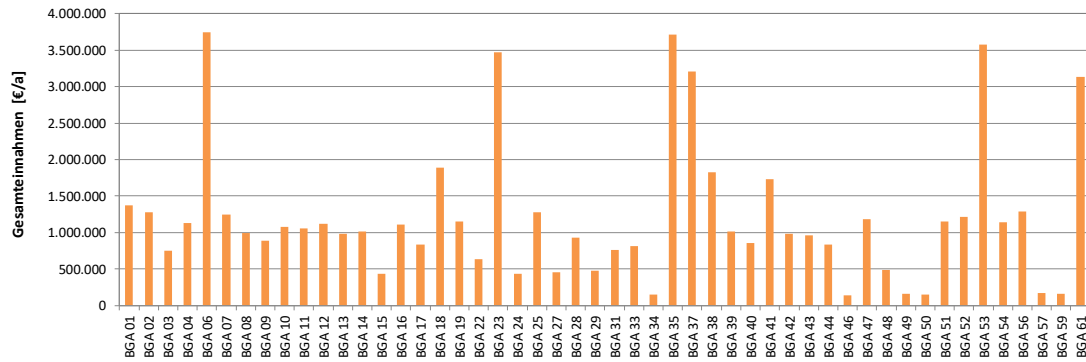


Abbildung 6-69: Jährliche Gesamteinnahmen der Biogasanlagen in absoluten Werten

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.

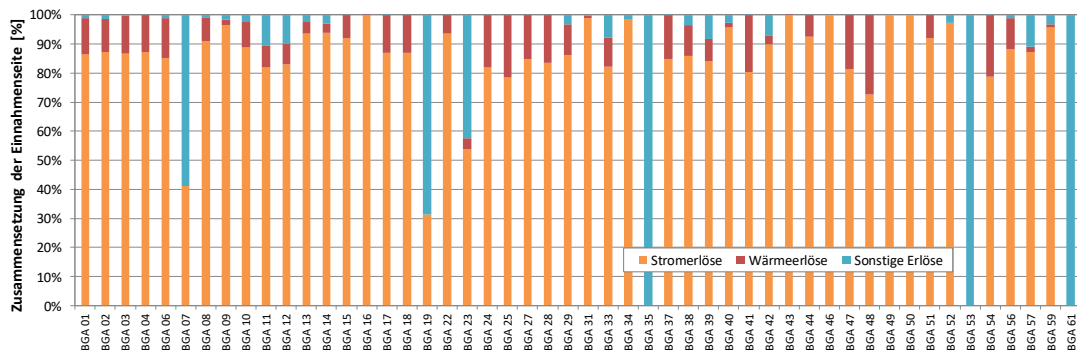


Abbildung 6-70: Relative Zusammensetzung der Einnahmenseite

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.

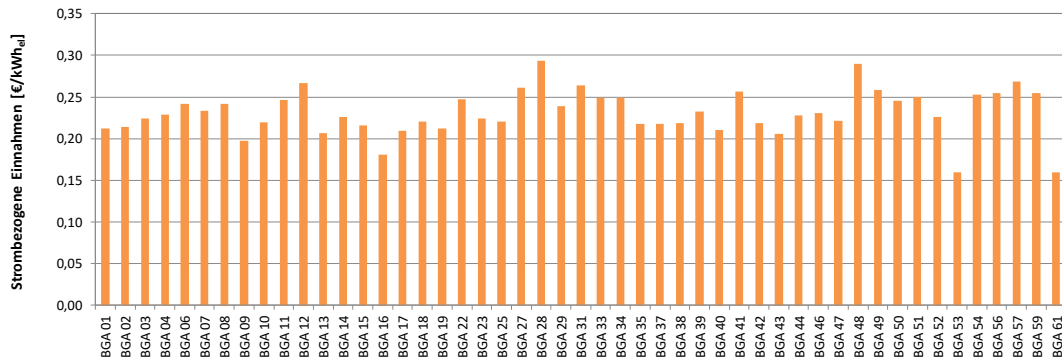


Abbildung 6-71: Strombezogene Einnahmen der Biogasanlagen (inkl. Umrechnungen von Rohbiogas und Biomethan)

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 Wärmeauskopplung zzgl. einer vergleichsweise hohen spezifischen Vergütung der Wärme. Die Forschungsbiogasanlage BGA 24 bleibt bei der Betrachtung außen vor, da nur ein geringer Teil der bereitgestellten Strommenge tatsächlich ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird (38,31 %) und daher ein Vergleich dieser Kennzahl 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	[% der Gesamterlöse]	81,0	87,0	0,0	100,0
Wärmeerlöse		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 Instandhaltungskosten, Abschreibung, Personal-, Substrat- und sonstige Kosten. Diese jährlichen Gesamtausgaben der Biogasanlagen 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. €.

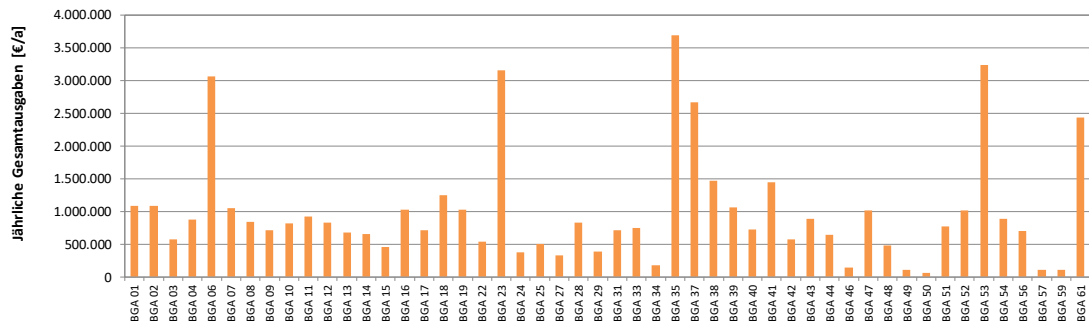


Abbildung 6-72: Jährliche Gesamtausgaben der Biogasanlagen in absoluten Werten

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

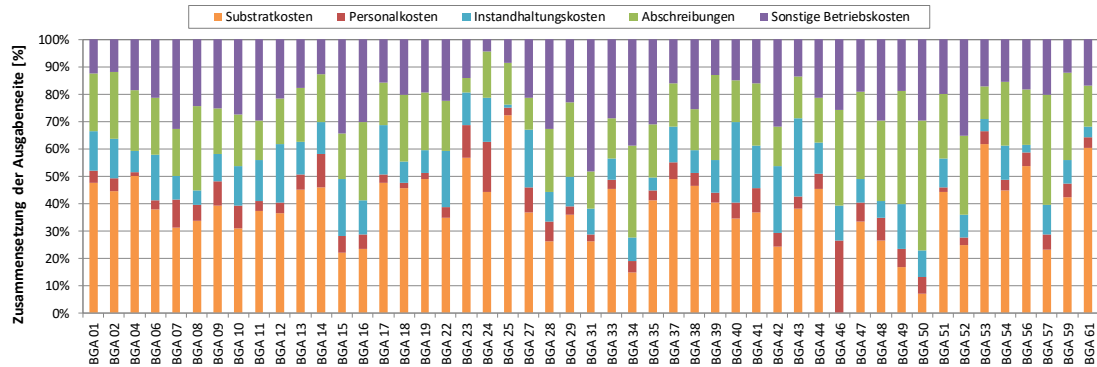


Abbildung 6-73: Relative Zusammensetzung der jährlichen Gesamtausgaben, differenziert nach Substratkosten, Personalkosten, Instandhaltungskosten, Abschreibungen und Sonstige Betriebskosten

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

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

		Mittelwert	Minimum	Maximum
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 Abschreibungsdauern nach der DLG wurden bereits in Tabelle 3-17 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 Betreiber 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 Abbildung 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 €. 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.

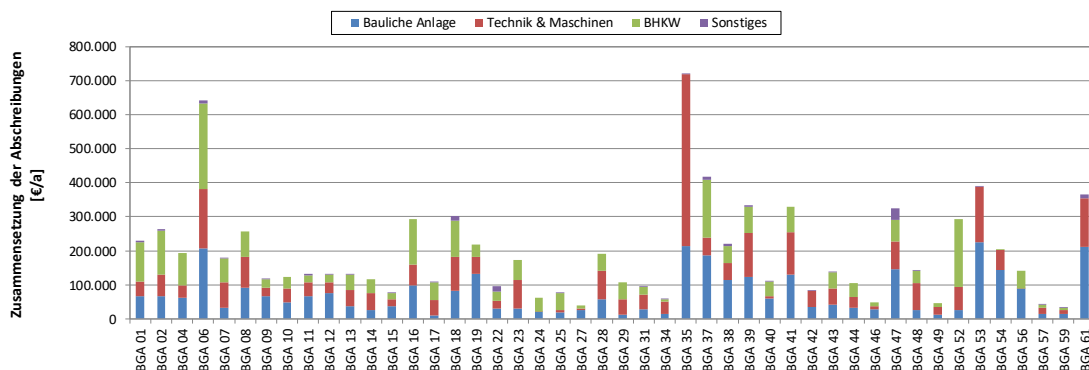


Abbildung 6-74: Jährliche Abschreibungen der Biogasanlagen in absoluten Werten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen, BHKW und Sonstiges

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.

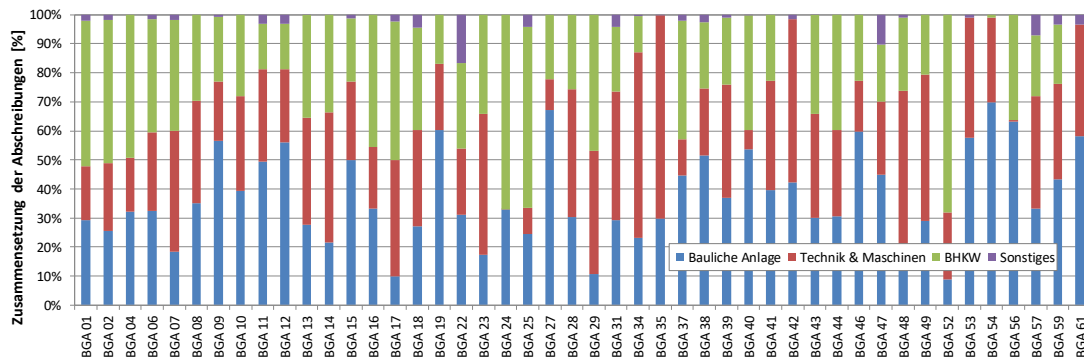


Abbildung 6-75: Relative Zusammensetzung der jährlichen Abschreibungen, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschine, BHKW und Sonstiges

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 Futtermischwagen 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.

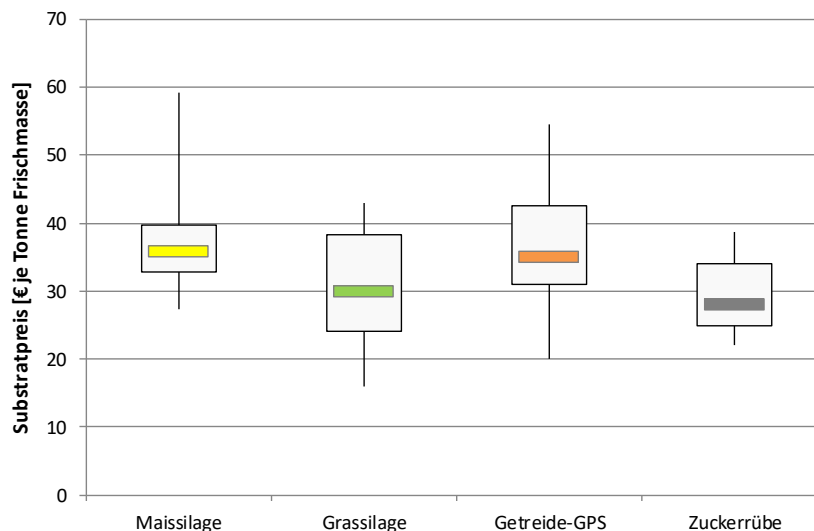


Abbildung 6-76: Kostenspreizung zu ausgewählten Substraten, frischmassebezogen

Die Substratkosten liegen zwischen 0 € (Güllekleinanlage BGA 46) und rund 1,99 Mio. € (Biomethananlage BGA 53), wobei 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 Substrat-kosten	Median der Substrat-kosten	Minimum	Maximum	Anzahl der Rück-meldungen
	[€/t _{FM}]	[€/t _{FM}]	[€/t _{FM}]	[€/t _{FM}]	[n]
Mais-Ganzpflanzen silage	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 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, % 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. Siloplatzen, 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 Betriebsergebnis 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 zeitlich 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.

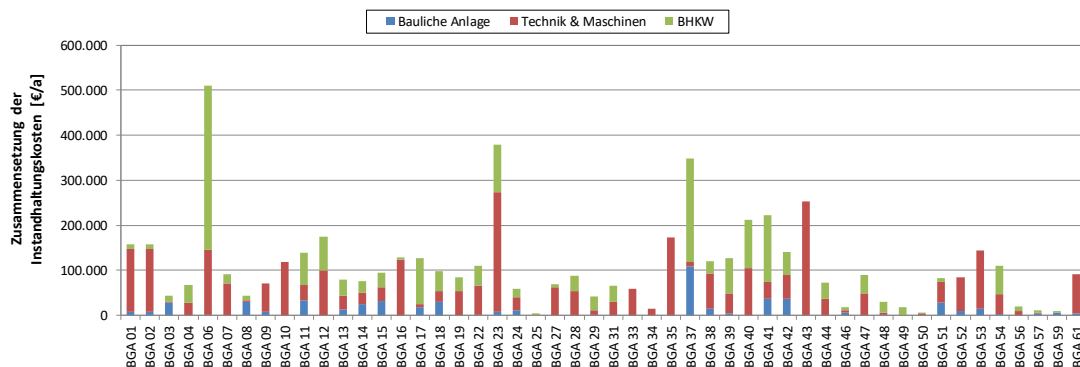


Abbildung 6-77: Jährliche Instandhaltungskosten der Biogasanlagen in absoluten Werten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen und BHKW

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.

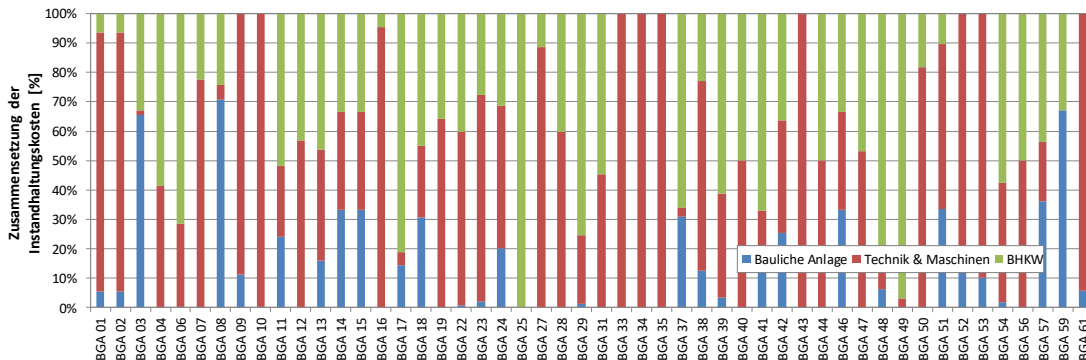


Abbildung 6-78: Relative Zusammensetzung der jährlichen Instandhaltungskosten, differenziert nach Bauliche Anlage, Technik & Maschinen und BHKW

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 18,9 ct/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.

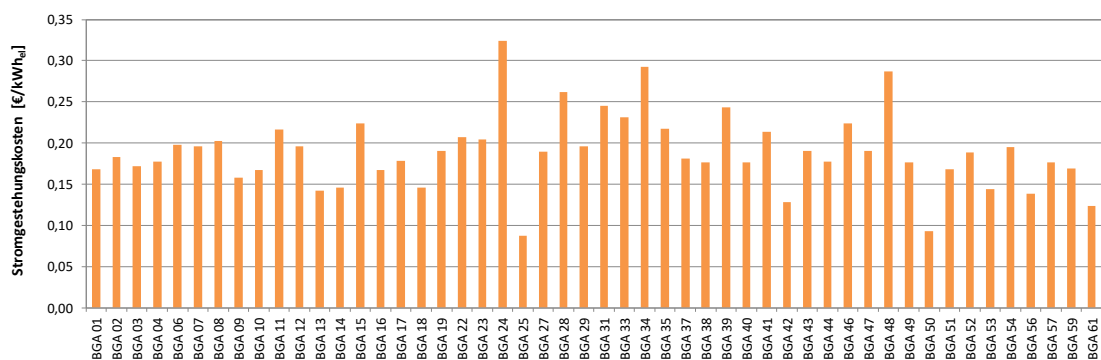


Abbildung 6-79: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen auf Basis der eingespeisten Strommenge (inkl. Umrechnungen von Rohbiogas und Biomethan)

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

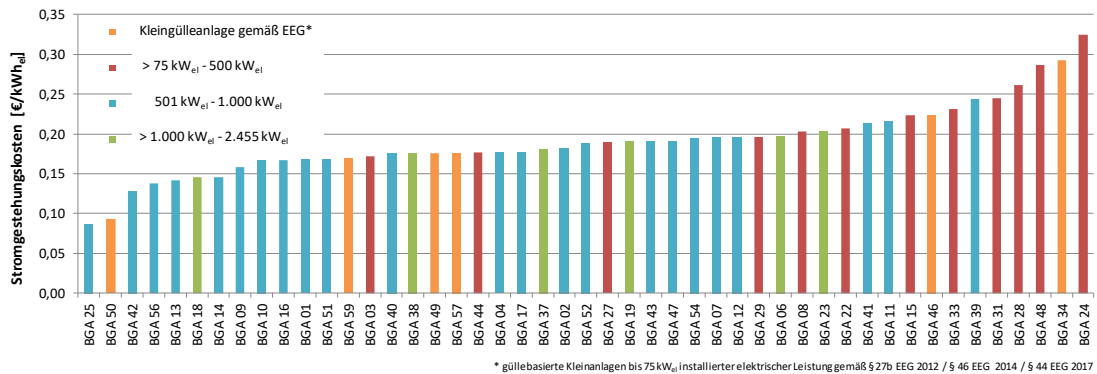


Abbildung 6-80: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen, unterteilt in vier Anlagenklassen gemäß gesetzlicher Höchstbemessungsleistung und geordnet nach der Höhe der Stromgestehungskosten

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.

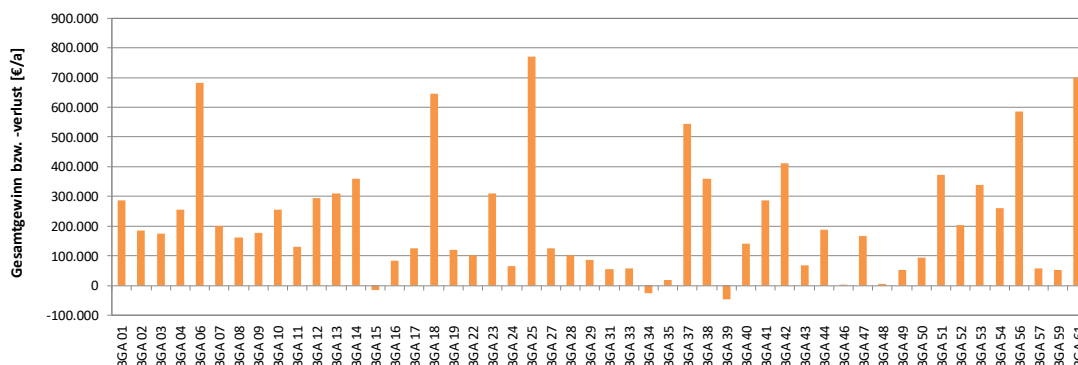


Abbildung 6-81: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis bzw. Gesamtgewinn / -verlust der Biogasanlagen

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.

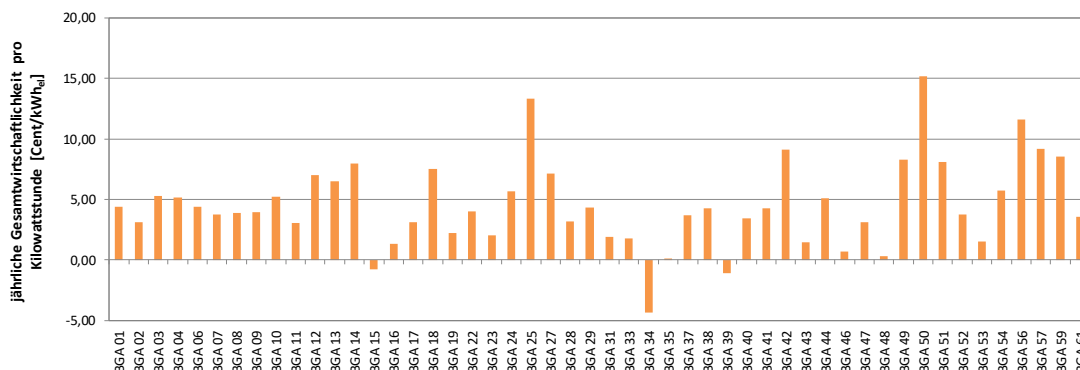


Abbildung 6-82: Differenz zwischen strombezogenen Einnahmen und Stromgestehungskosten / jährliche Gesamtwirtschaftlichkeit pro eingespeiste Kilowattstunde

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 % (hervorgehoben 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.

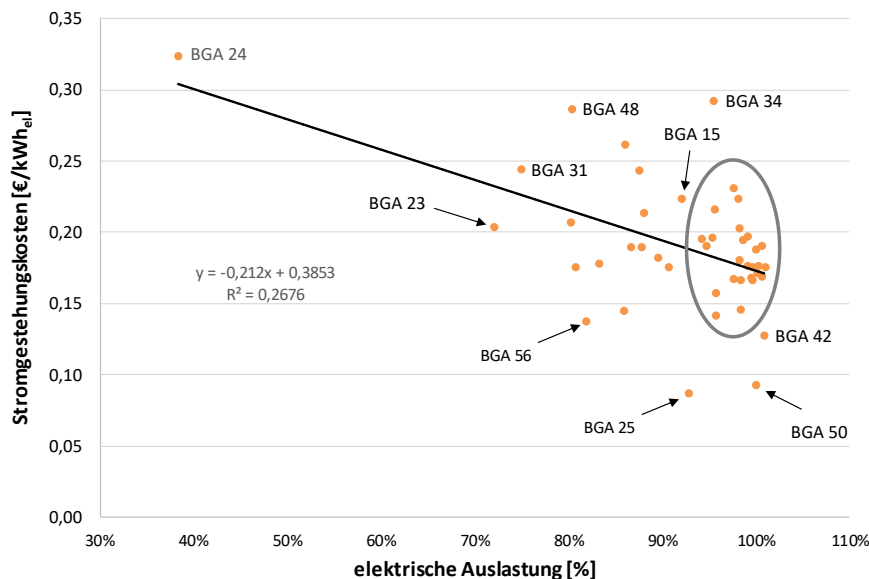


Abbildung 6-83: Zusammenhang zwischen elektrischer Auslastung (hier: Quotient aus eingespeister Strommenge und gesetzlicher Höchstbemessungsleistung) der Biogasanlagen und den Stromgestehungskosten

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 % und 90 %, immer noch einen Gewinn von teilweise größer 3 ct/kWh_{el} bis 7,5 ct/kWh_{el} (BGA 18 mit einer gesetzlichen Höchstbemessungsleistung von 1.140 kW_{el}) erwirtschaften können.

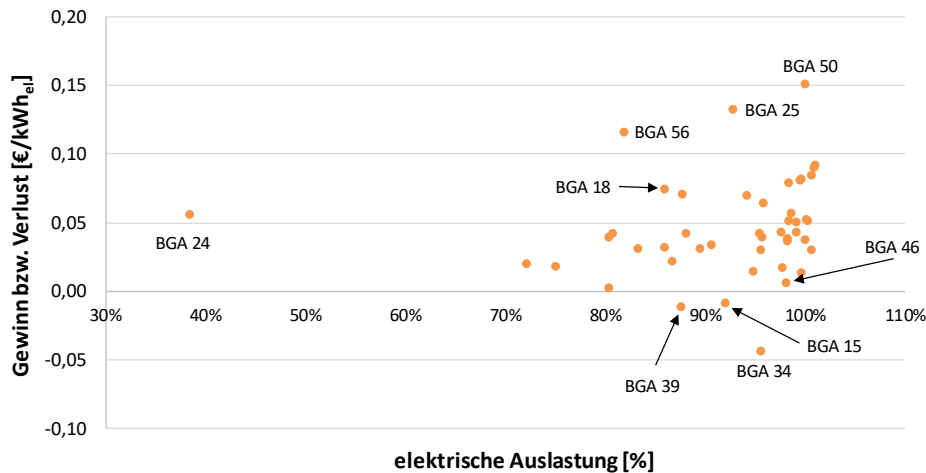


Abbildung 6-84: Zusammenhang zwischen der elektrischen Auslastung (hier: Quotient aus eingespeister Strommenge und gesetzlicher Höchstbemessungsleistung) der Biogasanlagen und dem spezifischen Gewinn bzw. Verlust bezogen auf die elektrische Auslastung

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

- Bei der 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 Betreibenden 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 geführt. 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 farbig 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 Zusammenhang 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} und 1.000 kW_{el} vertreten.

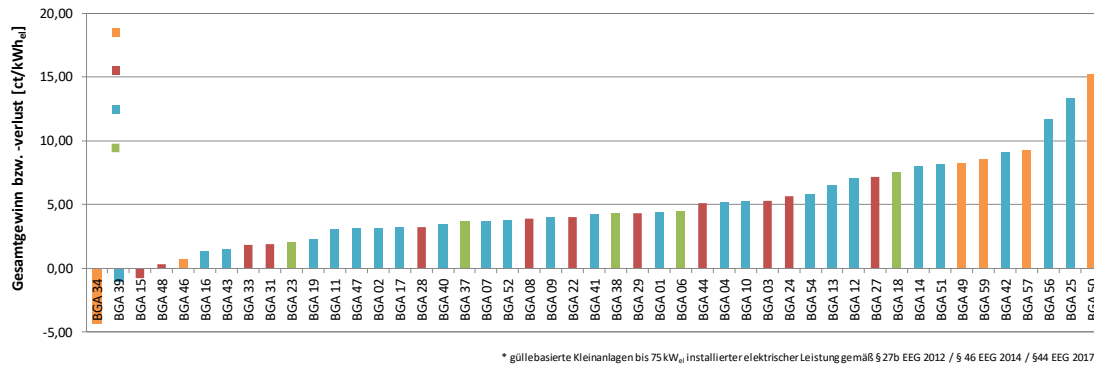


Abbildung 6-85: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis bzw. Gesamtgewinn / -verlust der Biogasanlagen, unterteilt in vier Anlagenklassen auf Basis der gesetzlichen Höchstbemessungsleistung

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 Betreibende, 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 überrepräsentiert 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- und 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
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 Reinvestition in bauliche und technische Anlagen sowie dem BHKW für eine 10-jährige Laufzeitverlängerung; Reinvestitionen prozentual bezogen auf das Gesamtinvestitionsvolumen der Biogasanlagen (rot = negatives Betriebsergebnis 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
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