



LfL

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen

8

2012



Schriftenreihe

ISSN 1611-4159

Impressum

Herausgeber: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)
Vöttinger Straße 38, 85354 Freising-Weihenstephan
Internet: www.LfL.bayern.de

Redaktion: Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising-Weihenstephan
E-Mail: TierundTechnik@LfL.bayern.de
Telefon: 08161 71-3450

1. Auflage: September 2012

Druck: ES-Druck, 85356 Freising-Tüntenhausen

Schutzgebühr: 15,00 Euro

© LfL



Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen

Florian Ebertseder
Rainer Kissel
Andreas Lehner
Eunice Rivera Gracia
Hans Bachmaier
Mathias Effenberger

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	13
Summary	16
1 Einleitung	19
2 Stand der Technik	21
3 Zielstellung	24
4 Material und Methoden	25
4.1 Auswahl der „neuen“ Pilotanlagen	25
4.2 Datengewinnung	25
4.2.1 Betriebstagebücher	25
4.2.2 Automatisierte Messwerterfassung und -aufzeichnung	26
4.2.3 Probenahme und chemische Analytik	28
4.3 Vorstellung der neuen Bayerischen Biogas-Pilotbetriebe	29
4.3.1 Pilot-Biogasanlage 11	31
4.3.2 Pilot-Biogasanlage 12	32
4.3.3 Pilot-Biogasanlage 13	33
4.3.4 Pilot-Biogasanlage 14	34
4.3.5 Pilot-Biogasanlage 15	35
4.3.6 Pilot-Biogasanlage 16	36
4.4 Messtechnische Ausstattung der Pilot-Biogasanlagen	38
4.5 Ermittlung der Treibhausgasbilanz und des Ressourcenverbrauchs für die Pilot-Biogasanlagen	39
4.6 Dokumentation baulicher und technischer Einrichtungen der Pilot-Biogasanlagen	41
4.6.1 Planunterlagen und 3D-Modelle	41
4.6.2 Poster	41
4.6.3 3D-Darstellung der Pilotanlagen mittels Rendern	41
4.6.4 Dokumentationsmappen	41
4.6.5 Publikationen	41
4.6.6 Grundrisse und isometrische Darstellungen der Pilot-Biogasanlagen	42
4.6.7 Grundfläche und Rauminhalt der Pilot-Biogasanlagen	48
5 Ergebnisse und Diskussion	50
5.1 Horizontaler Anlagenvergleich	50
5.1.1 Auswahl, Menge und Zusammensetzung der Einsatzstoffe	50

5.1.2	Hydraulische Verweilzeit und Restmethanpotential	52
5.1.3	Raumbelastung und Gärtemperatur.....	54
5.1.4	Chemische Prozessindikatoren.....	55
5.1.5	Gasproduktion	63
5.1.6	Gasqualität.....	65
5.1.7	Elektrische Leistung	66
5.1.8	Strombedarf.....	68
5.1.9	Wärmeproduktion.....	70
5.1.10	Treibhausgasbilanz und Ressourcenverbrauch der Stromproduktion.....	71
5.2	Einzelbetrachtung der Pilotbiogasanlagen	73
5.2.1	Pilot-Biogasanlage 11	73
5.2.2	Pilot-Biogasanlage 12	77
5.2.3	Pilot-Biogasanlage 13	80
5.2.4	Pilot-Biogasanlage 14	84
5.2.5	Pilot-Biogasanlage 15	87
5.2.6	Pilot-Biogasanlage 16	91
6	Schlussfolgerungen.....	96
7	Weiterführende Arbeiten	98
8	Veröffentlichungen und Vorträge.....	99
	Literaturverzeichnis	100
	Anhang 1: Zusammenstellung der verfahrenstechnischen Kenngrößen	102
	Anhang 2: Analysedaten	105
	Anhang 3: Verlauf des Substratdurchsatzes.....	111

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Entwicklung der Anzahl (seit 1992) und der installierten elektrischen Leistung (seit 1999) der Biogasanlagen in Deutschland	19
Abb. 2: Entwicklung der Anzahl und der installierten elektrischen Leistung der Biogasanlagen in Bayern seit 1997	20
Abb. 3: Übersicht über die Behälterkonfiguration der Pilotanlagen	29
Abb. 4: Legende zu den nachfolgenden Fließbildern der Pilotanlagen	30
Abb. 5: Fließbild der Pilotanlage 11	32
Abb. 6: Fließbild der Pilotanlage 12	33
Abb. 7: Fließbild der Pilotanlage 13	34
Abb. 8: Fließbild der Pilotanlage 14	35
Abb. 9: Fließbild der Pilotanlage 15	36
Abb. 10: Fließbild der Pilotanlage 16	37
Abb. 11: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 11	42
Abb. 12: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 12	43
Abb. 13: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 13	44
Abb. 14: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 14	45
Abb. 15: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 15	46
Abb. 16: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 16	47
Abb. 17: Schematische Darstellung der Baukörper der Pilot-Biogasanlagen (nicht maßstabsgetreu; Anlage 16 fehlt in dieser Darstellung)	49
Abb. 18: Mittlerer Substratdurchsatz und durchschnittliche Zusammensetzung der Futterrationen in den einzelnen Pilotbetrieben	51
Abb. 19: Organischer Trockenmassegehalt der wichtigsten Einsatzstoffe (Mittelwert und Streuung der in etwa monatlich gezogenen Proben)	52
Abb. 20: Hydraulische Verweilzeiten der Pilotanlagen, jeweils für die erste Stufe und den gesamten Gärraum (Mittelwerte) sowie Restmethanpotential der Gärrückstände (Mittelwerte aus zwei Bestimmungen bei 38 °C)	53
Abb. 21: Raumbelastung (Mittelwert und Spannweite der Tageswerte) der Pilotanlagen jeweils für die erste Stufe und den gesamten Gärraum	55
Abb. 22: TM- und oTM-Gehalte des Gärsubstrats in den Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Spannweite)	56
Abb. 23: Gehalt an flüchtigen Fettsäuren und Essigsäure in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)	57
Abb. 24: Essigsäure- und Propionsäuregehalt in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streuung der monatlich gezogenen Proben)	57
Abb. 25: Iso-Buttersäuregehalte in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streuung der monatlich gezogenen Proben)	58
Abb. 26: Essigsäureäquivalente und FOS/TAC-Werte der Fermenterproben von PB 11	59
Abb. 27: FOS/TAC-Werte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)	59

Abb. 28: Im Labor ermittelte pH-Werte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)	60
Abb. 29: pH-Werte und NH_4^+ -N-Gehalte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwerte).....	61
Abb. 30: Ammoniakalische Stickstoffkonzentration (Mittelwerte und Streubreite) in Proben aus den Behältern der ersten Vergärungsstufe.....	62
Abb. 31: Gehalt an Ammonium-Stickstoffkonzentration (Mittelwerte und Streubreite) am Gesamtstickstoff in Proben aus den Behältern der ersten Vergärungsstufe	62
Abb. 32: Mittlere Methanausbeuten in den Pilotanlagen, jeweils bezogen auf die eingetragene Frischmasse und die eingetragene organische Trockenmasse	63
Abb. 33: Installierte elektrische Leistung, erbrachte Leistung und elektrische Arbeitsausnutzung der Pilotanlagen.....	66
Abb. 34: Stromausbeuten der Pilotanlagen, jeweils bezogen auf die eingetragene Frisch-masse und die eingetragene organische Masse	67
Abb. 35: Treibhausgasbilanz der Stromproduktion für die PB (Betriebsjahr 2010, ohne Berücksichtigung der Gutschrift für die Stromeinspeisung)	71
Abb. 36: Kumulierter fossiler Energieaufwand der Stromproduktion für die PB (Betriebsjahr 2010, ohne Berücksichtigung der Gutschrift für die Stromeinspeisung).....	73
Abb. 37: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung und der Fermentertemperatur an Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)	74
Abb. 38: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	75
Abb. 39: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung (Gesamtgärraum und Stufe 1) für Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)	75
Abb. 40: Verlauf der extern genutzten sowie der zur Fermenterheizung erforderlichen Wärmemengen an Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)	76
Abb. 41: Verlauf des elektrischen Nutzungsgrades und der elektrischen Arbeitsausnutzung des BHKW an Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)	76
Abb. 42: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung an Pilotanlage 12 (gleitender Mittelwert über 30 Tage).....	77
Abb. 43: Konzentration von Essig- und Propionsäure in Proben aus den beiden Vergärungsstufen von Pilotbetrieb 12.....	78
Abb. 44: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 12 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	78
Abb. 45: Verlauf der Temperaturniveaus in den unterschiedlichen Vergärungsstufen von Pilotanlage 12 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	79
Abb. 46: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung sowie Raumbelastung von Stufe 1 an Pilotanlage 12 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	80
Abb. 47: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung an Pilotanlage 13 (gleitender Mittelwert über 30 Tage).....	81

Abb. 48: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 13 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	82
Abb. 49: Verlauf von elektrischem Nutzungsgrad und elektrischer Arbeitsausnutzung von BHKW 1 an Pilotanlage 13 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)	82
Abb. 50: Verlauf von elektrischem Nutzungsgrad und elektrischer Arbeitsausnutzung von BHKW 2 an Pilotanlage 13 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)	83
Abb. 51: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung sowie Raumbelastung von Stufe 1 an Pilotanlage 13 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	84
Abb. 52: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung an Pilotanlage 14 (gleitender Mittelwert über 30 Tage).....	85
Abb. 53: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 14 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	85
Abb. 54: Verlauf der elektrischen Nutzungsgrade der beiden BHKW von Pilotanlage 14 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	86
Abb. 55: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung sowie Raumbelastung von Stufe 1 an Pilotanlage 14 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	87
Abb. 56: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung des BHKW an Pilotanlage 15 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)	88
Abb. 57: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 15 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	88
Abb. 58: Gehalte an Essig- bzw. Propionsäuregehalte im Fermenter von Pilotbetrieb 15	89
Abb. 59: Verlauf des elektrischen Nutzungsgrads an Pilotanlage 15 (gleitender Mittelwert über 30 Tage).....	90
Abb. 60: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung an Pilotanlage 15 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	90
Abb. 61: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung des BHKW an Pilotanlage 16 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)	91
Abb. 62: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 16 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	92
Abb. 63: Fettsäurekonzentrationen im Gärgemisch unterschiedlicher Zonen des liegenden Fermenters von Pilotbetrieb 16.....	92
Abb. 64: Verlauf des elektrischen Nutzungsgrads an Pilotanlage 16 (gleitender Mittelwert über 30 Tage).....	93
Abb. 65: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung sowie Raumbelastung von Stufe 1 an Pilotanlage 16 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage).....	94
Abb. 66: Verläufe der Methanerträge einer unbehandelten und einer behandelten Variante der Klee gras- / Festmistmischung im Batchversuch	95
Abb. 67: Zeitverlauf der Differenz der Biogasbildung zwischen der behandelten und der unbehandelten Variante im Batchversuch.....	95

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Nachgerüstete Messtechnik an den sechs neuen Bayerischen Pilot-Biogasanlagen	26
Tab. 2: Übersicht der auf den Pilot-Biogasanlagen erfassten Betriebsdaten (Kenngrößen) in den Bereichen Biogasproduktion und -verwertung	27
Tab. 3: Übersicht der Analysenparameter für Proben der Substrate, der Gärgemische und der Gärrückstände	28
Tab. 4: Grundlegende verfahrenstechnische Daten der Bayerischen Biogas-Pilotanlagen	30
Tab. 5: Messverfahren der an den PB eingesetzten Messgeräte	38
Tab. 6: Brutto-Grundflächen und Brutto-Rauminhalte der Pilot-Biogasanlagen	48
Tab. 7: Ergebnisse zweier Untersuchungen zur Bestimmung der Restmethanpotentiale aller untersuchten Betriebe	54
Tab. 8: Für die Pilotanlagen ermittelte Biogas- und Methanausbeuten (Mittelwerte) im Vergleich zu rechnerischen Werten nach Futterwertmodell	64
Tab. 9: Berechneter Masse und oTM-Abbau der Einsatzstoffe in den Pilotanlagen (%)	64
Tab. 10: Für die Pilotbetriebe ermittelte Methanproduktivitäten (Mittelwerte)	64
Tab. 11: Gemessene Methangehalte im Biogas der Pilotbetriebe (Mittelwert und Minimal-/ Maximalwert, Vol.-%)	65
Tab. 12: Im Brenngas der Pilotanlagen gemessene Schwefelwasserstoffgehalte (Mittelwert und Minimal-/ Maximalwert, ppm)	65
Tab. 13: Mittlere Arbeitsausnutzung (Auslastungsgrad) und theoretische Jahresvolllast-stunden der BHKW	66
Tab. 14: Strombedarf der Pilotanlagen (absolut und im Verhältnis zum BHKW-Strom), spezifischer Strombedarf bezogen auf den Eintrag an Frischmasse und Anteile einzelner Anlagenteile am Gesamtstrombedarf (Mittelwerte)	68
Tab. 15: Spezifischer Strombedarf der Rührwerke in den unterschiedlichen Vergärungs-stufen (Mittelwerte in kWh•t FM ⁻¹)	69
Tab. 16: Spezifischer Strombedarf der Eintragstechnik und der Einrichtungen zur Wärmenutzung bzw. des Substrataufschlusses (Mittelwerte in kWh•t FM ⁻¹)	69
Tab. 17: Wärmebereitstellung der Pilotbiogasanlagen (Mittelwerte)	70
Tab. 18: Wärmenutzung und Wärmebedarf zur Beheizung der Fermenter (Mittelwerte)	70
Tab. 19: Treibhausgasbilanz und Kumulierter fossiler Energieaufwand (KEA) der PB inkl. Gutschrift für Stromeinspeisung	71

Abkürzungsverzeichnis

ADF	<i>Engl.</i> Acid detergent fibre („Säure-Detergentien-Faser“)
ADL	<i>Engl.</i> Acid detergent lignin (Lignin)
AV	Arbeitsvolumen
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
Ca	Kalzium
CCM	Corn-Cob-Mix
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf
DFÜ	Datenfernübertragung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FFS	flüchtige Fettsäuren
FOS/TAC	Quotient aus flüchtigen organischen Säuren und Carbonatpuffer
GO	Gas-Otto-Motor
GPS	Getreide-Ganzpflanzensilage
GR	Glührückstand
K	Kalium
KEA	Kumulierter Energieaufwand
KS4,3	Säurekapazität bis pH 4,3
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l _N	Normliter
m ³ _N	Normkubikmeter
MW	Mittelwert
n. b.	nicht bekannt
NAWARO	nachwachsende Rohstoffe
NDF	<i>Engl.</i> Neutral detergent fibre („Neutral-Detergentien-Faser“)
NH ₄ ⁺ -N	Ammoniakalischer Stickstoff
N _{org.}	Organischer Stickstoff
oTM	organische Trockenmasse
P	Phosphor
PB	Pilotbetrieb
S	Schwefel
SPE	Spurenelement
THG	Treibhausgas
TM	Trockenmasse

Zusammenfassung

Der Gesetzgeber hat in den beiden letzten Novellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) angestrebt, den Zubau von Biogasanlagen stärker zu steuern und Fehlentwicklungen, die zu erheblichen Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung geführt haben, zu korrigieren. Mit der Auswahl der im vorliegenden Bericht zu dokumentierenden und zu bewertenden Biogasanlagen wurde versucht, die geänderten Rahmenbedingungen des EEG 2009 abzubilden. Zwei Schwerpunkte bildeten hierbei der Einsatz höherer Anteile an Gülle und die Verwertung der im Blockheizkraftwerk (BHKW) anfallenden Wärme.

Ziel des Projektes „Monitoring und Dokumentation von Praxisanlagen, um die Marktübersicht zu bewahren“ ist die Erweiterung der Datengrundlage zur Bewertung von Biogasanlagen hinsichtlich der Funktionalität und Zuverlässigkeit der technischen Einrichtungen, der Stabilität und Leistungsfähigkeit des Gärprozesses sowie der Energieverwertung. Für die in diesem Bericht vorgestellten Untersuchungen wurden sechs Betriebe ausgewählt, deren Strukturen denen entsprachen, die durch die EEG-Novelle 2009 begünstigt wurden. Die Auswahl erfolgte vor allem nach drei Kriterien: Integration der Biogasproduktion in einen Tier haltenden Betrieb mit einem Wirtschaftsdüngereinsatz von mehr als 30% der Einsatzstoffe; externe Verwertung von mindestens 50% der verfügbaren Wärme im Jahresmittel; oder Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung deutlich unter 100 kW.

Analog den Vorgängerprojekten wurden die Betriebsdaten mit Hilfe der von den Betreibern geführten Tagebücher oder durch automatisierte Datenerfassung erhoben und regelmäßige Probenahmen durchgeführt. Auch in dieser Kampagne wurden die Restgas- und Methan-Emmissionspotentiale zweimal experimentell bestimmt. Der Zeitraum der Datenerhebung auf den einzelnen Anlagen variierte zwischen 426 und 913 Tagen. In der Zusammenfassung sind jeweils die Mittelwerte des gesamten Beobachtungszeitraums dargestellt.

Entsprechend der Auswahlkriterien wurden in vier der sechs Anlagen anteilig im Mittel zwischen 33 und 80% Wirtschaftsdünger eingesetzt, in den übrigen beiden Anlagen nur geringe Mengen. Zwei Betriebe wirtschafteten ökologisch, weshalb hier hauptsächlich Kleegrassilage verwertet wurde. Nur in einem Betrieb, der gleichzeitig die höchste installierte elektrische Leistung aufwies, wurde hauptsächlich Maissilage vergoren.

In vier Anlagen wurde die Vergärung in zwei Stufen durchgeführt, eine verfügte zusätzlich über eine dritte Stufe. Nur eine Anlage wurde mit nur einer volldurchmischten Stufe betrieben. In vier Betrieben herrschte ein mesophiles Temperaturniveau vor (39-42 °C), eine Anlage wurde im Übergangsbereich bei 47 °C und eine weitere Anlage im thermophilen Bereich bei ca. 50 °C betrieben.

Das Leistungsspektrum der eingesetzten BHKW, die bis auf eine Ausnahme mit Gas-Otto Motoren ausgestattet waren, lag bei 80 bis 690 kW_{el}. In drei Fällen wurde die installierte elektrische Leistung während des Untersuchungszeitraums erweitert, so dass die höchste installierte Leistung am Ende bei 810 kW_{el} lag. Eine Erweiterung des Gärraums wurde in keinem Fall durchgeführt.

Die Gesamtraumbelastung der Anlagen lag im Mittel bei 1,1 bis 4,4 kg oTM•(m³•d)⁻¹, die mittlere Raumbelastung der ersten Stufen bei 2,3 bis 5,8 kg oTM•(m³•d)⁻¹. Die höchste Gesamtraumbelastung wies die einstufige Anlage auf. Die mittlere hydraulische Verweilzeit in der ersten Vergärungsstufe errechnete sich zu 35 bis 104 Tagen, im Gesamtsystem

lag sie bei 81 bis 196 Tagen, wobei drei Anlagen eine Gesamtverweilzeit von mehr als 150 Tagen aufwiesen.

Störungen des Gärprozesses in den Anlagen konnten anhand gängiger Prozessindikatoren erkannt werden. Dabei lieferte der FOS/TAC-Wert nur dann Hinweise, wenn er anlagenindividuell über einen längeren Zeitraum beobachtet wurde. Dies bestätigt der Umstand, dass die in dieser Untersuchung ermittelten Maximalwerte bei Betrieben ohne Störung von denen mit Betriebsstörung noch unterschritten wurden. Für Essig- und Propionsäure ließen sich hingegen recht gut Richtwerte definieren, deren Überschreitung eine Instabilität im Gärprozess anzeigte. Bei voll durchmischten Gärbehältern lieferte auch das Auftreten von *Iso*-Buttersäure frühzeitig einen Hinweis auf eine gärbiologische Instabilität. Im Falle des einzigen liegenden Fermenters – überwiegend mit Kleegrassilage gefüttert – war jedoch trotz des Auftretens von *iso*-Buttersäure keine Beeinträchtigung der gärbiologischen Effizienz zu beobachten.

Pro Tonne eingetragener Frischmasse wurden 38 bis 129 m³_N Methan produziert. Die ohne Gülle und auf Basis von Maissilage betriebene Anlage wies dabei die höchsten, die Anlage mit dem höchsten Gülleanteil die niedrigsten Methanausbeuten auf. Das Spektrum hinsichtlich der Trockenmasse bezogenen Methanausbeuten verlief mit Werten zwischen 290 und 415 weniger stark ausgeprägt. Die nach Futterwertmodell prognostizierten Gasausbeuten wurden von fünf Betrieben übertroffen (um 11 bis 34%). Vom Betrieb mit den größten Problemen konnten die Prognosen hingegen nicht erfüllt werden. Hier wurde ca. 8% weniger Gas gemessen als vorhergesagt. Die Abbaugrade der eingesetzten organischen Trockenmasse errechneten sich zu 62 bis 89%.

Zu zwei Terminen wurde das Restmethanpotential der Gärrückstände bei 38 °C bestimmt. Bezogen auf die aus den Ausgangsmaterialien erzielten Methanausbeuten lagen die Restmethanpotentiale zwischen 3 und 15%. Die zur selben Zeit bei 20 °C bestimmten Emissionspotentiale lagen anteilig zwischen 1 und 6%, wobei von der Hälfte der untersuchten Betriebe die 1,5%-Marke gemäß VDI 3475 Blatt 4 (VDI 2010) unterschritten wurde. Bestehende Biogasanlagen mit offenem Gärrestlager müssen eine Verweilzeit im Fermentersystem von 110 Tagen einhalten, es sei denn das Restmethanpotential im kalten Gärtest unterschreitet diese Marke. Die niedrigsten Restmethanpotentiale wiesen die Proben der Anlagen mit den längsten Gesamtverweilzeiten auf.

Die Produktivität des eingesetzten Gärraums lag zwischen 0,4 und 1,4 m³_N CH₄•(m³•d)⁻¹, wobei der Fermenter der „Hochleistungsanlage“ am effektivsten ausgelastet wurde und die Behälter der auf Güllebasis betriebenen Anlage die geringste Produktivität aufwiesen. Die mittleren CH₄ –Gehalte im Biogas der untersuchten Anlagen betrugen knapp 50% bis knapp 54%.

Die installierte elektrische Leistung pro m³ Gärraum lag bei 0,05 bis 0,3 kW. Drei der Betriebe waren mit weniger als 0,1 kW_{el}•m⁻³ Gärraum großzügig dimensioniert und zwei Betriebe lagen zwischen diesen der Anlage mit der maximalen spezifischen installierten Leistung. Bezüglich der elektrischen Arbeitsausnutzung schnitt die Hochleistungsanlage am schlechtesten ab. Bei den übrigen Betrieben konnte kein Zusammenhang der spezifischen Leistung und der Arbeitsauslastungen festgestellt werden.

Mit einem mittleren Wert für die elektrische Arbeitsausnutzung von 93% schnitten die untersuchten Betriebe im Vergleich zu den Pilotbetrieben der ersten Kampagne (87%) deutlich besser ab. Ein durchweg störungsfreier Betrieb wurde allerdings nur an zwei von sechs der untersuchten Anlagen beobachtet.

Die untersuchten Betriebe verbrauchten zwischen 12 und 50 kWh Strom pro eingesetzter Tonne Frischmasse gegenüber einer Stromausbeute von 108 bis 442 kWh•t⁻¹. Dabei fällt auf, dass die Betriebe mit hohen Gülleanteilen tendenziell weniger substratspezifischen Strom verbrauchten als die Betriebe, die energiereichere Ausgangsmaterialien einsetzen. Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass zur Durchmischung trockensubstanzreicher Materialien erheblich mehr Aufwand betrieben werden musste. Im Schnitt entstand für das Rühren der ersten Stufe der Güllevergärer ein Strombedarf von ca. 8 kW_{el.}, die anderen Betriebe verbrauchten dafür mehr als 22 kW_{el.}•t FM⁻¹. Gemessen an der Produktion entsprach der Stromverbrauch einem Anteil von 8,3 bis 11,4%.

Zur Beheizung der Fermenter wurden zwischen 7 und 36% der gesamten anfallenden Abwärme der BHKW benötigt. Auch hier unterschieden sich die „Gülleanlagen“ mit einem Wärmeeigenbedarf für die Gärbehälterbeheizung von über 30% deutlich von den anderen Betrieben, bei denen der anteilige Wärmeeigenbedarf im Mittel nur rund 10% ausmachte.

An den unterschiedlichen Anlagen wurden täglich zwischen 1.200 und 8.000 kWh thermischer Energie einer externen Nutzung zugeführt. Dies entsprach einer Wärmleistung zwischen 50 und 335 kW_{th.}. Insgesamt konnte an den Anlagen nach Abzug der erforderlichen Prozessenergie ein Methannutzungsgrad zwischen 48 und 70% (im Mittel 57%) festgestellt werden. Das bedeutet eine erhebliche Steigerung im Vergleich zu den Ergebnissen aus früheren Untersuchungen, bei denen der mittlere CH₄-Nutzungsgrad von zehn Betrieben noch bei lediglich knapp 47% lag.

Die Anlagen wurden auch hinsichtlich der Treibhausgas(THG)-Emissionen und des kumulierten Energieaufwands (KEA) bilanziert. Ergebnis der hier durchgeführten statischen Analyse sind spezifische THG-Emissionen der Stromproduktion aus Biogas (einschließlich Stromgutschrift) von -1.155 bis -624 g CO₂-Äq•kWh_{el.}⁻¹. Für den KEA der Stromproduktion aus Biogas (einschließlich Stromgutschrift) ergaben sich Werte von -3,41 bis -2,63 kWh_{fossil}•kWh_{el.}⁻¹.

Summary

With the latest two amendments to the Renewable Energy Law (EEG), the legislator has aimed at a tighter control of biogas installations in order to counteract further undesirable developments which have seriously affected public acceptance of biogas technology in Germany. The biogas plants which were monitored and evaluated for this report were selected to reflect the changes that were introduced with the second amendment to the EEG in 2009. Therefore, special focus was put on a high share of animal manure in the input and on efficient utilization of available heat from co-generation.

The goal of this monitoring program was to extend the data basis for evaluating biogas plants in agriculture with respect to technical reliability, performance of the anaerobic digestion process, and efficiency of biogas utilization. The six biogas plants (“pilot plants”) that were analyzed for this report were selected in view of the second amendment to the EEG as of 2009, mainly based on the following three criteria: (1) Integration of livestock and biogas production as reflected by a share of more than 30% animal manure in the input to the biogas plant; (2) external utilization of more than half of the heat energy available from co-generation; (3) or electrical power output of the biogas plant significantly below 100 kW.

In keeping with the methods and procedures of preceding projects, operating data of the biogas plants were retrieved from logbooks or automatic data logging and from regular sampling. Residual biogas and methane yields from digested residues were determined once a year. From the individual biogas plants, operating data over a period of 426 to 913 days were recorded and analyzed for which average results are presented in the following summary.

With a share of 33 to 80% (m/m) animal manure in the input, four out of six biogas plants were in accordance with criterion (1) as mentioned above. Two out of the six experimental farms were organic farms, and their main input for the biogas plant was clover grass silage. Only one plant – the largest one in terms of electrical power output – used mainly maize silage for biogas production.

There were four biogas installations with two digestion stages, one installation with three stages and one single-stage plant. Four plants were operated at mesophilic temperature level (39 to 42 °C), one plant at thermophilic temperature (50 °C), and one plant at somewhat intermediate temperature level (47 °C).

The combined heat-and-power units (CHPU) installed at the biogas plants had rated electrical power outputs of 80 to 690 kW. Only one farm used a pilot-injection engine, the others used gas engines. While during the monitoring period none of the biogas installations was extended with respect to digester volume, there were three farms that installed a larger engine. At the end of the observation, the largest plant had a rated electrical power output of 810 kW.

Overall organic loading rates (OLR) of the plants ranged from 1.1 to 4.4 kg organic dry matter (ODM)•(m³•d)⁻¹, for the first stages the loading rate ranged from 2.3 to 5.8 kg ODM•(m³•d)⁻¹. The one-stage plant had the highest overall OLR. Mean overall hydraulic retention times (HRT) in the plants were 81 to 196 days with three plants exceeding a HRT of 150 days. HRT in the first stages ranged from 35 to 104 days.

Instabilities of the anaerobic digestion (AD) process could be identified by common process indicators. However, the “FOS/TAC”-value was meaningful only when analyzed in-

dividually over a longer time period. *E.g.*, FOS/TAC-values in samples from plants with obvious process instabilities were sometimes lower than corresponding maximum values from plants without disturbances. For acetic and propionic acid it was possible to use guidance values to indicate a high risk of process destabilization. In completely mixed digesters, the occurrence of *iso*-butyric acid indicated process instability at an early stage. In the case of a horizontal digester that was fed mainly with clover grass silage, no destabilization of the digestion process was observed despite detectable levels of *iso*-butyric acid.

Methane yield from fresh matter input ranged from 31 to 129 m³_N. The highest value was reached in the plant that treated mainly maize silage, while the lowest methane yield was observed for the plant with the highest share of animal manure in the input. With respect to ODM, methane yields ranged from 272 to 415 m³_N. For five out of six plants, measured biogas yields exceeded the values that were calculated from the animal feed value model by 11 to 34%. For the remaining plant, the measured biogas yield was 8% lower than predicted by the model. The calculated level of degradation of ODM in the input material was 62 to 89%.

Twice during the monitoring period, samples of digested residues were tested for residual methane yields. The tests were performed at 38 (“warm” test) and 20 °C (“cold” test). For the warm tests, residual yields of 3 to 15% in relation to the methane yields from the input materials were observed. For the cold tests, these values ranged from 1 to 6%. For half of the plants, the values were below the limit of 1.5% as specified by VDI 3475 Blatt 4 (VDI 2010). Existing biogas plants are required to provide at least 110 days overall hydraulic retention time in the digesters unless the result for a cold test falls below this limit. Here, the lowest residual methane yields were observed for those plants with the longest overall hydraulic retention times.

Methane productivity in the pilot plants ranged from 0.4 to 1.4 m³_N CH₄•(m³•d)⁻¹. The lowest value was observed for the plant with the biggest share of liquid manure in the input, while the single-stage plant exhibited the highest productivity. Methane contents of 50 to 54% were measured in the biogas from the pilot plants.

In relation to the available digester volume of the pilot plants, the specific rated electrical capacity of the CHPUs ranged from 0.5 to 0.3 kW. With a value of below 1.0 kW•m⁻³, the digester system of three out of six plants was rather oversized. On average, the plant with the highest specific electrical capacity showed the lowest utilization ratio for the CHPU. For the other pilot plants specific electrical capacity and CHPU utilization ratio did not seem to be correlated.

With a value of 93% the average utilization ratio for the current pilot plants was significantly higher than that for the ten plants in the preceding monitoring program (87%). A virtually trouble-free operation was observed for two out of the six experimental plants.

Specific electricity demand per ton of fresh matter input ranged from 12 to 50 kWh. Compared to electricity yields of 108 to 442 kWh•t⁻¹ this resulted in relative own electricity demands of 8.3 to 11.4%. Specific electricity demand and liquid manure input appeared to be correlated negatively. Likely, this was due to the fact that higher dry matter content and viscosity in digesters that receive larger shares of energy crop materials requires more energy input for agitation. While for the plants that received more than 30% liquid manure, the average power input was around 8 kW_{el}•t⁻¹, it was above 22 kW_{el}•t⁻¹ for the other plants.

For heating the digesters, between 7 and 36% of the heat output of the CHPUs were needed. Again, with a parasitic heat demand of more than 30% the “manure plants” were clearly distinguished from the other plants with a mean parasitic heat demand of around 10%.

Daily quantities of heat energy supplied from the biogas plants to external consumers ranged from 1,200 to 8,000 kWh. This was equal to an average heat output of 50 to 335 kW. Based on the fuel value of methane production, the net utilization ratio achieved at the pilot biogas plants ranged from 48 to 70%. Compared to the average net utilization ratio for the older pilot plants of just under 47%, this is a significant improvement.

Electricity production in the pilot plants was also analyzed with respect to greenhouse gas (GHG) emissions and cumulated energy demand (CED) using an attributional LCA method. Calculated specific GHG emissions including credits for electricity substitution were ranged from -1,155 to 624 g CO₂-eq•kWh_{el.}⁻¹. For the CED, the values ranged from -3.41 to -2.63 kWh_{fossil}•kWh_{el.}⁻¹.

1 Einleitung

Das Wachstum der Energiebereitstellung aus Biogas in der Landwirtschaft ist Teil der Erfolgsgeschichte des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), das im April 2000 in Kraft trat. Dieses Gesetz erfuhr seitdem drei Novellen, die 2004, 2009 und 2012 wirksam wurden. In § 1 (1) in der Fassung vom 25.10.2008 wird als Zweck des EEG die Ermöglichung einer nachhaltigen Entwicklung – insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes – und die Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung, die Schonung der fossilen Energieressourcen und die Förderung der Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) formuliert.

Als weiterer Zweck wurde in der ursprünglichen Fassung vom 01.04.2000 genannt, „den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln“. Dieser Zweck wurde in der Fassung von 2004 ersetzt durch den Bezug auf den Anteil der EE an der Stromversorgung, für welchen ab 2009 auch konkrete Ziele formuliert wurden. Dass das EEG funktioniert, wird daran erkennbar, dass die Zielformulierungen bisher regelmäßig übertroffen wurden.

Betrachtet man die Entwicklung der Anzahl und Leistung der in Deutschland oder nur in Bayern installierten Biogasanlagen, kann man in den Jahren vor den Novellen in 2004 und 2009 jeweils ein „Innehalten“ und danach ein „Durchstarten“ der Branche erkennen (Abb. 1 und Abb. 2). Für 2012 wird nur ein moderater Zubau von Biogasanlagen erwartet, da die Vergütungssätze für Anlagen im unteren und mittleren Leistungsbereich tendenziell abgesenkt wurden.

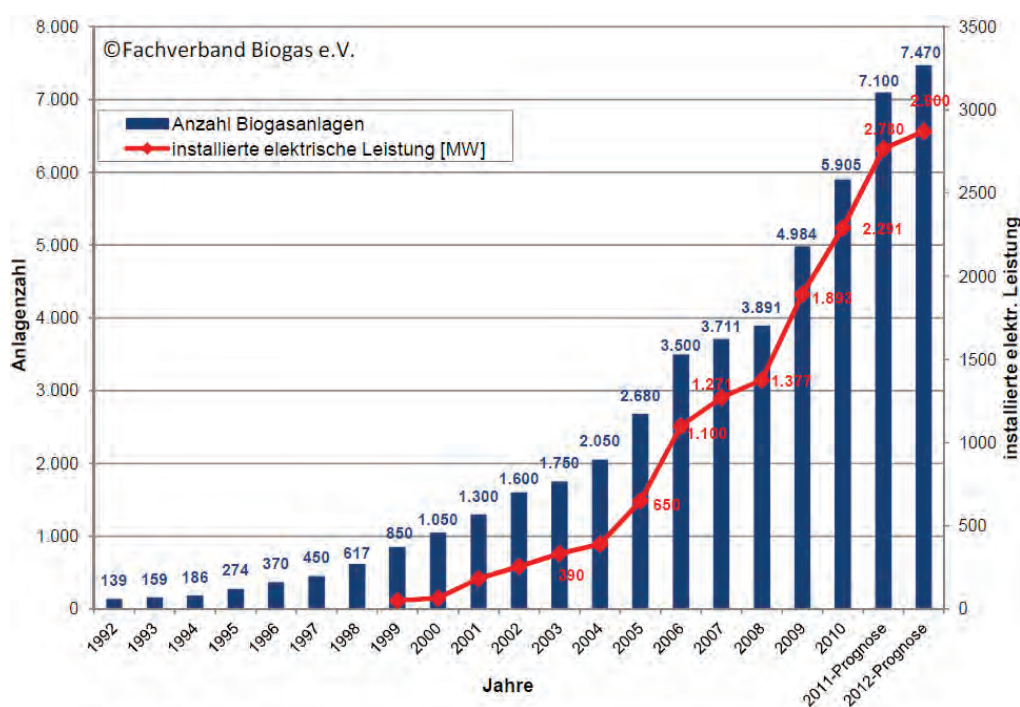


Abb. 1: Entwicklung der Anzahl (seit 1992) und der installierten elektrischen Leistung (seit 1999) der Biogasanlagen in Deutschland

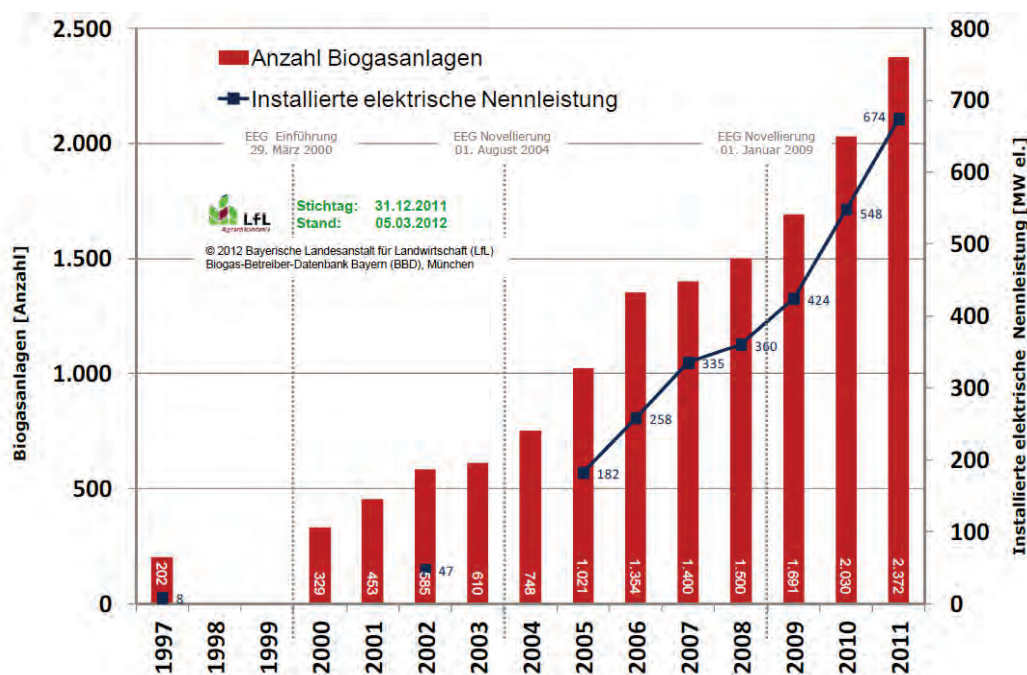


Abb. 2: Entwicklung der Anzahl und der installierten elektrischen Leistung der Biogasanlagen in Bayern seit 1997

Der erfolgreiche Zweig der Biogasproduktion tritt in manchen Regionen in eine starke Konkurrenz zu herkömmlichen Produktionszweigen, insbesondere zur Tierhaltung. Dabei sind tierische Fäkalien ein hervorragender Einsatzstoff für die Biogasgewinnung, dessen Potential bundesweit bisher nur zu etwa einem Fünftel genutzt wird. In der Bevölkerung ist Biogas derzeit vermutlich diejenige erneuerbare Energieform, die am wenigsten Akzeptanz findet. Als häufigste Argumente gegen Biogasanlagen werden Monokulturen, Geruchsbelästigung, Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, Verkehrsbelastung und Lärmbelästigung genannt (STIEHLER, 2012).

Der Gesetzgeber hat in den beiden letzten Novellen des EEG versucht, den Zubau von Biogasanlagen stärker zu steuern und Fehlentwicklungen, die zum Teil zu den genannten Akzeptanzproblemen geführt haben, zu korrigieren. Dies blieb auch nicht ohne Wirkung. Mit der Auswahl der im vorliegenden Bericht zu dokumentierenden und zu bewertenden Biogasanlagen wurde versucht, die geänderten Rahmenbedingungen des EEG 2009 abzubilden. Zwei Schwerpunkte bildeten hierbei der Einsatz höherer Anteile an Gülle und die effiziente Verwertung der im Blockheizkraftwerk (BHKW) anfallenden Wärme. Beide Punkte sind wesentliche Faktoren für die Treibhausgasbilanz der Stromproduktion aus Biogas, die ebenfalls Teil der Untersuchungen war.

2 Stand der Technik

Die Biogastechnik in der Landwirtschaft entwickelte sich ausgehend von einfachen individuellen Lösungen der Betreiber und einiger weniger Planer ursprünglich relativ unkoordiniert. In den 1990er Jahren entstanden die ersten Komplettanbieter als Neugründungen oder aus dem Behälterbau kommend. Die Komponenten dieser Biogasanlagen basierten zu einem guten Teil auf der Gülletechnik. Mit dieser Technik ließen sich auch die relativ häufig eingesetzten flüssigen und pastösen Abfallstoffe aus der Lebensmittelbranche verarbeiten. Nach Einführung des EEG wuchs mit der Zahl der Biogasanlagen auch die der Anbieter, wobei eine relativ deutliche geographische Zweiteilung in Nord- und Süddeutschland bis heute bestehen blieb.

Von den möglichen Verfahrensvarianten der Nassvergärung kommen in der Landwirtschaft das Durchfluss- und das Durchfluss-Speicher-Verfahren zum Einsatz. Letzteres unterscheidet sich vom Durchfluss-Verfahren lediglich dadurch, dass das Gärrestlager ebenfalls an die Gaserfassung angeschlossen ist. Neu zu errichtende Biogasanlagen sind nach EEG 2012 grundsätzlich im Speicher-Durchfluss-Verfahren zu betreiben, es sei denn, es kommt ausschließlich Gülle (im Sinne des Düngegesetzes) zum Einsatz.

Häufigster nachwachsender Rohstoff (NAWARO) für den Einsatz in Biogasanlagen im deutschen Durchschnitt ist Mais, der etwa drei Viertel der eingesetzten NAWARO stellt, gefolgt von Grassilage, Getreide-Ganzpflanzensilage und Körnergetreide. Gründe hierfür sind die Ertragsstärke und ökonomische Vorteilhaftigkeit des Maisanbaus unter den verschiedenen Standortbedingungen in Deutschland sowohl als Hauptkultur als auch in Zweikulturnutzung (FNR, 2008). Für das Gebiet von Bayern liegen hierzu derzeit keine Daten vor. Aufgrund der oben beschriebenen agrarstrukturellen Probleme greift das EEG 2012 auch an dieser Stelle ein und legt fest, dass ein Vergütungsanspruch für den eingespeisten Strom aus Biogas nur besteht, wenn in der Biogasanlage höchstens 60 Masse-% der Jahresmenge an Einsatzstoffen aus Mais (Ganzpflanze), Getreidekorn, Corn-Cob-Mix (CCM), Körnermais und Lieschkolbenschrot bestanden.

Betreffend den Einsatz von Gülle stellte das DBFZ (2010) fest, dass der mit dem EEG 2009 eingeführte sogenannte „Güllebonus“ eine Wirkung entfaltete. Laut einer Betreiberbefragung stieg der Anteil der Biogasanlagen, die 30 bis 50 Masse-% tierische Exkrememente einsetzten von 30% in 2009 auf 43% in 2010. Der Anteil der Anlagen mit mehr als 50 Masse-% tierischen Exkrementen im Input sank allerdings leicht. Dies lässt vermuten, dass die Betreiber das Management ihrer Anlagen an den gesetzlichen Vorgaben ausrichteten, um eine höhere Einspeisevergütung zu realisieren. Ob durch den „Güllebonus“ absolut mehr tierische Exkrememente in Biogasanlagen gelenkt wurden, konnte nicht überprüft werden.

Die Auswahl der Einsatzstoffe hat entscheidenden Einfluss auf die Anlagentechnik. Werden hauptsächlich stärkebetonte NAWARO und Gülle eingesetzt, ergeben sich hier keine besonderen Herausforderungen. Eintrags- und Rührtechnik wurden in den vergangenen Jahren an den steigenden Anteil von NAWARO angepasst. Anspruchsvoller wird es, wenn überwiegend grasartige Biomasse und evtl. Stroh (als Bestandteil von Festmist) zum Einsatz kommen. Hier muss die Anlagentechnik vor allem auf den hohen Gehalt an (längeren) Fasern und höhere Trockenmassegehalte im Gärgemisch angepasst werden (EFFENBERGER, 2011).

In solchen Fällen kann es auch sinnvoll sein, die Biomasse vor der Einbringung in die Anlage einer zusätzlichen Aufbereitung zu unterziehen, um die Durchmischung zu erleichtern, die Abbaugeschwindigkeit zu erhöhen und das Fließverhalten zu verbessern. Auf dem Markt werden zahlreiche Verfahren angeboten, die dies erreichen sollen. Ob sich die Installation eines entsprechenden Aggregates lohnt, muss im Einzelfall genau geprüft werden.

Bei überwiegendem oder ausschließlichem Gülleeinsatz stellt sich hingegen das Problem, dass große Wassermengen durch die Anlage geschleust werden und die Energiedichte des Substrates gering ist. Verfahrenstechnisch kann man dies dadurch (sehr einfach, aber materialintensiv) lösen, dass ausreichend Gärraum zur Verfügung gestellt wird. Oder aber man setzt auf ein „Hochleistungsverfahren“ mit Biomasseanreicherung, um das erforderliche Fermentervolumen deutlich zu reduzieren. Wirtschaftliche Konzepte für kleine Anlagen (75 kW_{el.}) dieser Kategorie sind bisher kaum verfügbar. Das EEG setzt in diesem Bereich in seiner aktuellen Fassung wenig Anreize zur Weiterentwicklung der Biogastechnologie, da es – außer bei 100% Gülleeinsatz – eine Mindestverweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System fordert.

Auf Seiten der Biogasverwertung dominieren nach wie vor Blockheizkraftwerke auf Basis von Verbrennungsmotoren (Fremdzünder oder Selbstzünder mit Stützfeuerung) den Markt. Diese speisen in den allermeisten Fällen den gesamten produzierten Strom in das Netz ein und setzen einen mehr oder weniger großen Anteil der Wärme vor Ort oder in der näheren Umgebung ab. Ziel ist dabei eine möglichst hohe Stromproduktion durch einen stabilen Betrieb bei hoher Arbeitsausnutzung. Mit der Umstellung der Energieversorgung auf EE ist ein Systemwechsel von der Verbrauchsorientierung hin zur Erzeugungsorientierung erforderlich. Die quantitative Hauptlast der Energieerzeugung in diesem System wird von sogenannten fluktuierenden Energieformen, v.a. Windenergie und Solarstrahlung, getragen. Angebot und Nachfrage können daher nicht oder nur sehr eingeschränkt durch Regelung dieser Erzeugungsanlagen abgeglichen werden. Um Energie nicht zu „vergeuden“, sind daher umfangreiche Speichermöglichkeiten, teilweise verbesserte Übertragungsmöglichkeiten und nach wie vor ein gewisses Portfolio an regelbaren Kraftwerken erforderlich. Biogasanlagen könnten hier zukünftig eine wichtige Rolle spielen, da Biogas speicherbar ist und die Biogasproduktion innerhalb gewisser Grenzen auch regelbar ist.

Mit dem EEG 2012 wurden erstmals Instrumente für eine Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas eingeführt, die aber für den vorliegenden Bericht noch keine Rolle spielten. Eine andere Möglichkeit stellt die Aufbereitung des Biogases und anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz dar, welches als Speicher und Übertragungsorgan fungiert. Der Zubau solcher Anlagen bleibt jedoch bisher weit hinter den gesteckten politischen Zielen zurück und bestehende Anlagen werden wegen der wirtschaftlichen Risiken überwiegend von großen Energieversorgern betrieben.

Für bestehende landwirtschaftliche Biogasanlagen mit BHKW geht es vor allem darum, die anfallende Wärme möglichst weitgehend und effizient abzusetzen. Hier waren im ersten Beobachtungszeitraum der „alten“ Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern noch erhebliche Defizite zu verzeichnen gewesen ([EFFENBERGER et al., 2010](#)). Die Hälfte dieser Betriebe wurde noch zwei Jahre länger beobachtet und in diesem Zeitraum konnte in allen Fällen eine deutliche Erhöhung des Wärmenutzungsgrades nachgewiesen werden ([BACHMAIER et al., 2011](#)).

Probleme mit der Gärbiologie beeinträchtigen die Anlagenverfügbarkeit am stärksten. Die Ursachen hierfür sind vielfältig und reichen von einer schlichten Überlastung des Gärpro-

zesses auf Grund zu schnellen Anfahrens oder eines zu raschen Substratwechsels über Sink- und Schwimmschichten oder Schaumbildung bis hin zu einem Mangel an Spurenelementen oder einem Übermaß an Hemmstoffen. Der Gärprozess stellt ein komplexes biochemisches System dar, das einzelne „Kippunkte“ aufweist und zwischen diesen Kippunkten relativ träge ist. Wird eine Destabilisierung der Gärbiologie mangels kontinuierlicher Prozesskontrolle nicht rechtzeitig bemerkt, ist daher mit erheblichen Einnahmeausfällen zu rechnen (EFFENBERGER *et al.*, 2007; KTBL, 2009).

Für eine automatisierte Prozessregelung der Biogasproduktion mangelt es derzeit noch an einsatzreifen Sensoren für die direkte Messung biochemischer Prozessindikatoren in der Gärsuspension. Relativ weit fortgeschritten ist die auf Mikrowellen basierende Inline-Bestimmung des Trockenmassegehaltes der Gärsuspension und deren Einbindung in ein Regelsystem (NACKE *et al.*, 2008). Auch die Messung des Redoxpotentials im Gärgemisch wird als geeignet für eine Prozessregelung beschrieben (WEILAND, 2008).

Die Inline-Bestimmung von Prozessindikatoren mittels Nahinfrarot-Spektroskopie (NIRS) und darauf aufbauend die Entwicklung von Regelstrategien werden derzeit von mehreren Forschergruppen bearbeitet, wobei bereits ein NIRS-Messsystem für die Installation auf Biogasanlagen angeboten wird. Für eine prädikative Steuerung der Vergärung nachwachsender Rohstoffe kann man prinzipiell auf existierenden mathematischen Modellen aus der Abwasserbehandlung aufbauen, welche allerdings an die veränderten Substrateigenschaften angepasst werden müssen (WICHERN *et al.*, 2008). KRAPF *et al.* (2011) präsentieren ein Kalibrationsmodell für die Online-Bestimmung der Konzentration an organischer Trockenmasse (oTM) und flüchtiger Fettsäuren (FFS) im Gärgemisch von Biogasanlagen, welches sich durch sehr gute Reproduzierbarkeit und hohe Sensitivität auszeichnet. NIRS-Messsysteme könnten in Zukunft eine wichtige Ergänzung zur nasschemischen Analytik für die Prozesskontrolle in Biogasanlagen darstellen.

2.2 Umweltwirkungen der Biogastechnologie und deren Bewertung

Die Umweltwirkungen der Energieerzeugung aus Biogas werden sowohl in der Öffentlichkeit als auch in Wissenschaftskreisen seit Jahren diskutiert, wobei insbesondere die Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen im Zusammenhang mit der Diskussion über die Flächenkonkurrenz des Anbaus von Nahrungsmittel- und Energiepflanzen in die Kritik geraten ist. Naturschützern sehen die Ausweitung des Maisanbaus für die Biogasproduktion mit Sorge. In der Bevölkerung treffen Biogasanlagen an siedlungsnahen Standorten auf Kritik wegen befürchteter Lärm- und Geruchsemissionen, bei größeren Anlagen im Außenbereich vor allem wegen des Verkehrsaufkommens.

Wissenschaftliche Untersuchungen zu den Umweltwirkungen der Biogasproduktion in der Landwirtschaft verwenden durchweg eine Methodik, die sich an die Vorgaben der Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040 und 14044 anlehnt. Unterschiede zwischen den Arbeiten betreffen vor allem den gewählten Untersuchungsrahmen und die Methode der Wirkungsabschätzung. Da die Ergebnisse von Ökobilanzen stark davon abhängig sind, welcher Bilanzierungsrahmen, welches Verfahren zur Bewertung der Umwelteffekte und welche sonstigen Annahmen zur Berechnung getroffen wurden, ist ein direkter Vergleich verschiedener Studien oft nicht möglich bzw. nicht sinnvoll. Während die Zahl der Ökobilanzstudien und insbesondere solcher Analysen, die nur die Umweltwirkung der Emission von Treibhausgasen betrachten, mittlerweile sehr groß ist, besteht ein großer Bedarf an einer integrierten Bewertung der Biogas- und der Bioenergiegewinnung insgesamt mit Hilfe geeigneter Modelle, welche wirtschaftliche und ökologische Verflechtungen mit berücksichtigen (CREUTZIG *et al.*, 2012).

3 Zielstellung

Ziel des Projektes „Monitoring und Dokumentation von Praxisanlagen, um die Marktübersicht zu bewahren“ ist die Erweiterung der Datengrundlage zur Bewertung von Biogasanlagen hinsichtlich der Funktionalität und Zuverlässigkeit der technischen Einrichtungen, der Stabilität und Leistungsfähigkeit des Gärprozesses sowie der Energieverwertung. Dafür ist eine weitgehend vollständige und lückenlose Datenaufnahme erforderlich. Die Auswahl der Daten und der Datenumfang orientieren sich am vorangegangenen Projekt „Wissenschaftliche Begleitung der Bayerischen Pilotbetriebe zur Biogasproduktion“ ([EFFENBERGER *et al.*, 2010](#); [BACHMAIER *et al.*, 2011](#)).

Die insgesamt sechs in die wissenschaftliche Bewertung aufgenommen Biogasanlagen sollen zur Erweiterung des Datenpools neue Erkenntnisse zur Funktionalität moderner, aber auch zum aktuellen Leistungsvermögen älterer Anlagen beitragen. Anhand definierter Beurteilungskriterien können die einzelnen untersuchten Objekte bezüglich der genannten Parameter miteinander verglichen werden. Ein weiteres Ziel ist die Erstellung von Treibhausgas- und Energiebilanzen für die neu ausgewählten Betriebe mit Hilfe der im Vorgängerprojekt ausgearbeiteten Methode.

4 Material und Methoden

Wie schon im vorangegangenen Projekt wird im Folgenden kurz auf die Anlagenauswahl eingegangen, bevor das Vorgehen zur Dokumentation und Bewertung der Pilotanlagen detailliert beschrieben wird.

4.1 Auswahl der „neuen“ Pilotanlagen

Die Auswahl weiterer Praxisbiogasanlagen für das Monitoring erfolgte unter der Prämisse, die Entwicklung neuer Anlagenkonzepte – vor allem als Reaktion auf die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in 2009 – abzubilden. Aus diesem Grund mussten die Bewerberanlagen mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllen:

- Integration in einen tierhaltenden Betrieb oder Zufuhr von Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft (mind. 30% Gülle bzw. Mist nach EEG 2009)
- Externe Verwertung von mindestens 50% der verfügbaren Abwärme im Jahresmittel nach KWK-Bonus EEG 2009
- Innovative Anlagentechnik nach Anlage 1 EEG 2009
- Anlagen mit innovativer Mess-, Steuer- und Regeltechnik
- kleine Hofanlage (elektrische Nennleistung deutlich unter 100 kW)

Zunächst wurden die staatlichen Landtechnikberater gebeten, für das Messprogramm geeignete Biogasanlagen vorzuschlagen. Alle 41 vorgeschlagenen Biogasanlagen wurden von den Mitarbeitern des ILT besucht, die Betreiber mit dem Vorhaben vertraut gemacht und zur Bereitschaft an einer Teilnahme befragt. Aufgrund der begrenzten Projektlaufzeit und der Gefahr erheblicher Verzögerungen bei der Datenaufnahme konnten Projekte, die sich noch in der Planungs- oder Bauphase befanden, nicht berücksichtigt werden.

Im nächsten Schritt wurden alle Objekte dokumentiert und eine erste Vorauswahl getroffen. Diese Maßnahme war notwendig, da dem letztlich auswählenden Fachgremium aus praktischen Gründen eine überschaubare Auswahl an Bewerberanlagen präsentiert werden sollte. Eine Reihe von Vorschlägen schied aufgrund nicht erfüllter Aufnahmekriterien von vornherein aus. Am 07.04.2009 wurden dem Auswahlgremium zwölf Betriebe vorgestellt und deren Besonderheiten anhand der Anlagendokumentation präsentiert. Aus diesen zwölf Betrieben wurden fünf als „neue“ Biogas-Pilotanlagen ausgewählt. Die Anlage 16 wurde auf Grund anlagenspezifischer Besonderheiten erst im November 2010 nachträglich in das Monitoring aufgenommen.

4.2 Datengewinnung

Die Betriebe wurden regulär einmal im Monat besucht, um Proben zu nehmen, Datenlogger auszulesen und Tagebuchblätter mitzunehmen. Dabei wurde normalerweise vor Ort der Betriebsverlauf anhand der vorliegenden Analyseergebnisse besprochen und ggf. auf aktuelle Fragen und Probleme der Betreiber eingegangen.

4.2.1 Betriebstagebücher

Die Betriebstagebücher wurden von den Betreibern der Pilotanlagen nach den Vorgaben der LfL geführt. Die Aufzeichnungen wurden auf den Betrieben handschriftlich sowie digital vorgenommen (jeweils Wochenblätter). Die Übermittlung der Tagebücher erfolgte

entweder per Fax oder – nach Eingabe in eine MS-Excel-Vorlage vor Ort – per E-Mail. Die im Betriebstagebuch erfassten Bewegungsdaten können der Übersicht in Tab. 2 entnommen werden. Um die Projektziele erreichen zu können, mussten an allen ausgewählten Betrieben zusätzliche Messeinrichtungen installiert werden (vgl. Tab. 1).

Tab. 1: Nachgerüstete Messtechnik an den sechs neuen Bayerischen Pilot-Biogasanlagen

Messgerät / Anlagen-ID	11	12	13	14	15	16
Güledurchflusszähler	-	-	1	1	-	-
Gasdurchflussmesser	-	-	2	2	-	-
Gasanalysator	1	-	1	1	1	-
Wärmemengenzähler	1	6	2	1	2	-
Wägeeinrichtung	-	-	-	1	-	-
Stromzähler	7	-	7	12	-	-
Druckmessumformer (Gas)	-	-	2	-	1	-
Temperaturfühler (Gas)	-	-	-	-	1	-

4.2.2 Automatisierte Messwerterfassung und -aufzeichnung

Für Zwecke der kontinuierlichen Messwerterfassung wurden zu Beginn auf vier der sechs Pilot-Biogasanlagen Datenlogger (Theodor Friedrichs & Co., Schenefeld) installiert. Diese wurden so konfiguriert, dass Mittelwerte über jeweils zwölf Stunden geloggt wurden (Messtakt: 2 s). Die Auslesung der Daten erfolgte anlässlich der monatlichen Besuche auf den Anlagen über eine RS 232-Schnittstelle. Die Daten wurden als csv-Dateien der weiteren Verarbeitung zugeführt. An zwei Betrieben (PB 12 und 15) war die Installation von Datenloggern nicht erforderlich, da die Betriebsdaten in der jeweiligen Steuerungseinheit gespeichert wurden und somit direkt zur Verfügung standen.

Tab. 2: Übersicht der auf den Pilot-Biogasanlagen erfassten Betriebsdaten (Kenngrößen) in den Bereichen Biogasproduktion und -verwertung

Objekt /Stoffstrom Eigenschaft	Betriebstagebuch	Datenlogger	Sonstiges
Häufigkeit der Erfassung	täglich	je nach Messintervall	
Zeitstempel der Erfassung	x	x	
Eintragsvorrichtung			
Betriebsstunden	x		
Strombedarf (kWh)	(x)	(x)	Einzelmessungen
Intervall und Laufzeit	x		
Menge Eintrag (kg)	x	(x)	
Gärbehälter			
Wärmebedarf (kWh)	(x)		
Gärbehälter /Gärgemisch			
Gärtemperatur (°C)	x		
Füllstand	(x)		
Entnahme Rückführung	(x)		
Gärbehälter /Biogas			
Methangehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
CO ₂ -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
O ₂ -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
H ₂ S-Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
H ₂ -Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
Gasmenge (m ³ oder kg)	(x)	(x)*	
Gärbehälter /Rührwerke			
Betriebsstunden	x	(x)	
Strombedarf	(x)	(x)	Einzelmessungen
Intervall und Laufzeit	x	(x)	
Gassack /Füllstand			
	(x)		
BHKW			
Betriebsstunden	x		
Zündölverbrauch (l)	(x)		aus Lieferscheinen
BHKW-Wärme (kWh)	(x)		
BHKW-Strom (kWh)	x	(x)	
Stromeinspeisung (kWh)	x	(x)	aus Jahresabrechnung
BHKW /Biogas			
Gasmenge (m ³ oder kg)	x	(x)*	
Methangehalt (Vol.-%)	x	x	
CO ₂ -Gehalt (Vol.-%)	(x)	(x)	
O ₂ -Gehalt (Vol.-%)	x	x	
H ₂ S-Gehalt (ppm)	x	x	
H ₂ -Gehalt (ppm)	(x)	(x)	
Gastemperatur (°C)	(x)	(x)*	
Gasüberdruck (hPa)	(x)	(x)*	
Gasfackel			
Gasmenge (m ³)	(x)		
Betriebsstunden	(x)		
Gärrestlager			
Entnahme flüssig (m ³)	x		
Entnahme fest (t)	(x)		
Entnahme Rückführung (m ³)	(x)		
Gärrestseparator			
Betriebsstunden	(x)		
Strombedarf (kWh)	(x)		
Pumpen			
Betriebsstunden	(x)		
Strombedarf (kWh)	(x)		
Weitere Aggregate			
Betriebsstunden	(x)	(x)	
Strombedarf (kWh)	(x)	(x)	

*) Zwölfstundenmittel bzw. -summe auf Basis kontinuierlicher Messung; x = auf allen Anlagen; (x) = soweit vorhanden

4.2.3 Probenahme und chemische Analytik

Zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Stabilität des Gärprozesses sowie für die energetische Bilanzierung war die Entnahme und chemische Analyse von Proben der Substrate, der Gärgemische in den einzelnen Prozessstufen und der Gärreste erforderlich. Die Probenahme erfolgte im Falle der Substrate und der Gärgemische normalerweise monatlich. Proben der Gärreste wurden nach Möglichkeit anlässlich der Entnahme aus dem Gärrestlager vor der landwirtschaftlichen Ausbringung entnommen. Eine Übersicht zu den untersuchten Parametern gibt Tab. 3.

Tab. 3: Übersicht der Analysenparameter für Proben der Substrate, der Gärgemische und der Gärreste

Parameter / Probenart	Feste Biomasse	Gülle	Gärgemisch	Gärreste
TM (Massen-%)	x	x	x	x
oTM (% TM)	x	x	x	x
CSB (g/kg)	x		x	(x)
K _{S4,3} (mmol/l)			x	
FFS gesamt (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
pH (-)	(x)	x	x	x
Essigsäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
Propionsäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
iso-Buttersäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
Buttersäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
iso-Valeriansäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
Valeriansäure (mg/l)	(x)	(x)	x	(x)
NH ₄ ⁺ -N (mg/l)	(x)	(x)	x	x
Rohprotein (% TM)	(x)	(x)	(x)	(x)
Rohfaser (% TM)	(x)	(x)	(x)	(x)
Rohfett (% TM)	(x)	(x)	(x)	(x)
NDF	(x)	(x)	(x)	(x)
ADF	(x)	(x)	(x)	(x)
ADL	(x)	(x)	(x)	(x)
Gesamt-C (% TM)	x	(x)		(x)
N _{org.} (% TM)	(x)	(x)		x
P (% TM)				x
K (% TM)				x
Ca (% TM)				x
S (% TM)				x
FOS/TAC (-)			x	
Spezif. Volumen (kg*m ⁻³)	(x)			


















x = Bestimmung in allen Proben; (x) = Bestimmung in einem Teil der Proben

Die chemische Analyse der Proben erfolgte teilweise im Labor des Instituts für Landtechnik und Tierhaltung, teilweise im Zentrallabor der Abteilung für Qualitäts- und Untersuchungswesen der LfL nach einschlägigen Vorschriften (VDLUFA, 1997). Aufgrund eingeschränkter Kapazitäten waren eine zeitnahe Analyse der Proben (innerhalb von ein bis zwei Tagen) und damit eine direkte prozessanalytische Betreuung der Pilot-Biogasanlagen in der Regel nicht möglich. Die Betreiber wurden zu diesem Zweck gegebenenfalls an kommerzielle Auftragslabors verwiesen.

4.3 Vorstellung der neuen Bayerischen Biogas-Pilotbetriebe

In diesem Kapitel werden die Besonderheiten und die Konfigurationen der sechs neuen Pilot-Biogasanlagen näher erläutert. In kurzer Form wird außerdem dargestellt, aus welchen Gründen die Untersuchung der einzelnen Anlagen von Interesse war.

Abb. 3 zeigt eine Übersicht der Behälterausstattung der Pilotanlagen in der jeweils aktuellen Ausbaustufe. Als „Stufen“ werden hierbei nur diejenigen Behälter bezeichnet, die ausdrücklich der Biogasproduktion dienen und zu diesem Zweck aktiv beheizt und / oder durchmischt werden. Besonders hervorzuheben ist Anlage 16, welche als einzige einen liegenden Fermenter aufweist. Dabei soll durch langsames Rühren eine bewegliche Schichtung (Pfropfenstrom) der Abbauschritte erzeugt werden. Weiterhin verfügen drei der sechs Anlagen über ein offenes Gärrestlager, aus dem Methanemissionen in unbekannter Höhe entweichen.

ID Anlage	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gärrestlager
11				
12				
13				
14				
15				
16				



Legende:  Behälter mit Gaserfassung;  Behälter ohne Gaserfassung;

Abb. 3: Übersicht über die Behälterkonfiguration der Pilotanlagen

Eine Übersicht grundlegender verfahrenstechnischer Daten zeigt Tab. 4. Dargestellt ist auch das gesamte Spektrum der Einsatzstoffe während der wissenschaftlichen Begleitung. In allen Anlagen in diesem Zeitraum wurden regelmäßig tierische Exkremente eingesetzt, in Anlage 15 und 16 allerdings nur in untergeordneten Anteilen.

Tab. 4: Grundlegende verfahrenstechnische Daten der Bayerischen Biogas-Pilotanlagen

Anlagen-ID	11	12	13	14	15	16
Inbetriebnahme	Dez. 2007	Nov. 2007	Dez. 2005	Feb. 2009	Dez. 2005	Dez. 2008
Installierte el. Leistung [kW]	120	680 (810)	200	80	240	250
BHKW [Anzahl, Typ]	1 GO	2 GO	1 GO ¹	2 GO	1 ZS ²	1 GO
Anzahl Prozessstufen	2	3	2	2	1	2
Gesamt-Gärraum [m ³]	925	5.640	2.420	1.600	800	3.180
Substrate: NAWARO	Maissilage Kleegrassilage GPS ³ Zwischenfrüchte	Maissilage Grassilage GPS	Maissilage Grassilage GPS Getreideschrot	Maissilage	Maissilage Grassilage GPS Getreideschrot	Maissilage Kleegrassilage GPS
Substrate: Wirtschaftsdünger	Rindergülle	Geflügelkot Rindermist	Rindergülle	Rindergülle Rindermist	Geflügelkot	Rindermist
„Gülle-Bonus“ beantragt?	Ja	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein
Wärmenutzung	Heizung (Wohngebäude, Werkstatt)	Heizung (Wohngebäude, Stallungen); Trocknung (landwirtschaftliche Güter)	Heizung (Grundlast für Nahwärmenetz)	Heizung (Wohngebäude, Garagen); Trocknung (landwirtschaftliche Güter, Hack-schnitzel)	Heizung (gemeinnützige Einrichtungen)	Heizung (Schloss mit Biomasse-Heizung, landwirtschaftlicher Betrieb)

¹) Gas-Otto-Motor; ²) Zündstrahl-Motor; ³) Getreide-Ganzpflanzen-Silage

Im Folgenden wird anhand von Fließbildern auf die einzelnen Anlagen und deren Konfiguration eingegangen. Die Fließbilder dienen der Darstellung der funktionalen Zusammenhänge der Pilot-Biogasanlagen, enthalten jedoch nicht alle Schnittstellen im Sinne eines verfahrenstechnischen Fließbildes. Dargestellt sind auch alle relevanten messtechnischen Einrichtungen (Abb. 4).

Legende:	= Substratprobenahme	= Volumenstrom	= Masse/Volumen	= Gasleitung	= elektrokinetische Desintegration
	= Substratleitungen	= Temperatur/Druck	= Wärmemenge	= Heizung	= mechanische Zerkleinerung

Abb. 4: Legende zu den nachfolgenden Fließbildern der Pilotanlagen

4.3.1 Pilot-Biogasanlage 11

Die im Jahre 1998 hauptsächlich in Eigenregie geplante und errichtete BGA befindet sich in Mittelfranken in der Nähe von Ansbach und wurde nach neun Jahren Betriebszeit durch Umbaumaßnahmen stark verändert. Die Planung der neuen Anlage sowie die Bauausführung wurden von der Firma Agrikomp in Zusammenarbeit mit dem Betreiber gemacht, wobei größter Wert auf die Nutzung von Altbeständen (z. B. bestehende Güllegruben) gelegt wurde. Die neue Anlage ist seit 2007 in Betrieb und besteht aus einem Fermenter (400 m³), einem Nachgärbehälter (530 m³) und einem Endlager mit Folienhaube als Gasspeicher.

Die BGA ist an einen Milchviehbetrieb mit rund 120 GV angeschlossen. Die Gülle aus der Milchviehhaltung stellt auch das Basissubstrat dar. Daneben wird Mais- und Kleegrassilage sowie GPS eingesetzt, um den derzeit 120 kW_{el} leistenden Gasmotor mit Brennstoff versorgen zu können. Die Wärmenutzung besteht aus der Versorgung von vier Wohnhäusern, einer Gaststätte und einer kleinen Werkstatt. Zu Zeiten extremer Kälte reicht die Abwärme des BHKW gerade aus, um den Bedarf zu decken. Eine Ausweitung beschränkt sich demnach ausschließlich auf eine Möglichkeit zur Wärmenutzung in der warmen Jahreszeit (z. B. Trocknungsanlage).

Die Besonderheit der Anlage besteht in der perfekten Integration in den landwirtschaftlichen Betrieb. Die Fermenter befinden sich zwar im Zentrum des Hofes, sind jedoch unterirdisch angeordnet und befahrbar, so dass sie kein Hindernis bei den täglichen Arbeiten darstellen. Die anfallende Gülle fließt durch natürliches Gefälle in den Gärbehälter, ohne dass eine Pumpe betätigt werden muss. Dadurch und aufgrund des hohen Sandanteils der Anbauflächen in dieser Gegend lassen sich Sinkstoffe im Fermenter jedoch nicht vermeiden. Damit das Sediment entfernt werden kann, muss der Gärbehälter vollständig entleert und dessen Inhalt im Nachgärbehälter zwischengelagert werden. Eine Fütterung der Anlage ist in dieser Phase nicht möglich. Zur anschließenden Wiederbefüllung muss das Material für den Nachgärbehälter mit dem Güllefass aus dem Endlager transportiert werden. Da der gesamte Vorgang nicht nur mit erheblichem Aufwand, sondern auch mit großen Verlusten verbunden ist, wird er nur alle zwei bis drei Jahre durchgeführt.

Durch Sinkschichten wird eine kontinuierliche Abnahme des ohnehin begrenzten Gärraums hervorgerufen und es kommt immer wieder zu Verstopfungen am automatischen Überlaufsystem. Zudem können Überlastungserscheinungen auftreten. Der Arbeitsaufwand für den täglichen Routinebetrieb ist aufgrund der geringen Anlagengröße und „kurzer Wege“ jedoch gut zu bewältigen, zumal zur Betreuung der BGA zwei Arbeitskräfte zur Verfügung stehen (Familienbetrieb).

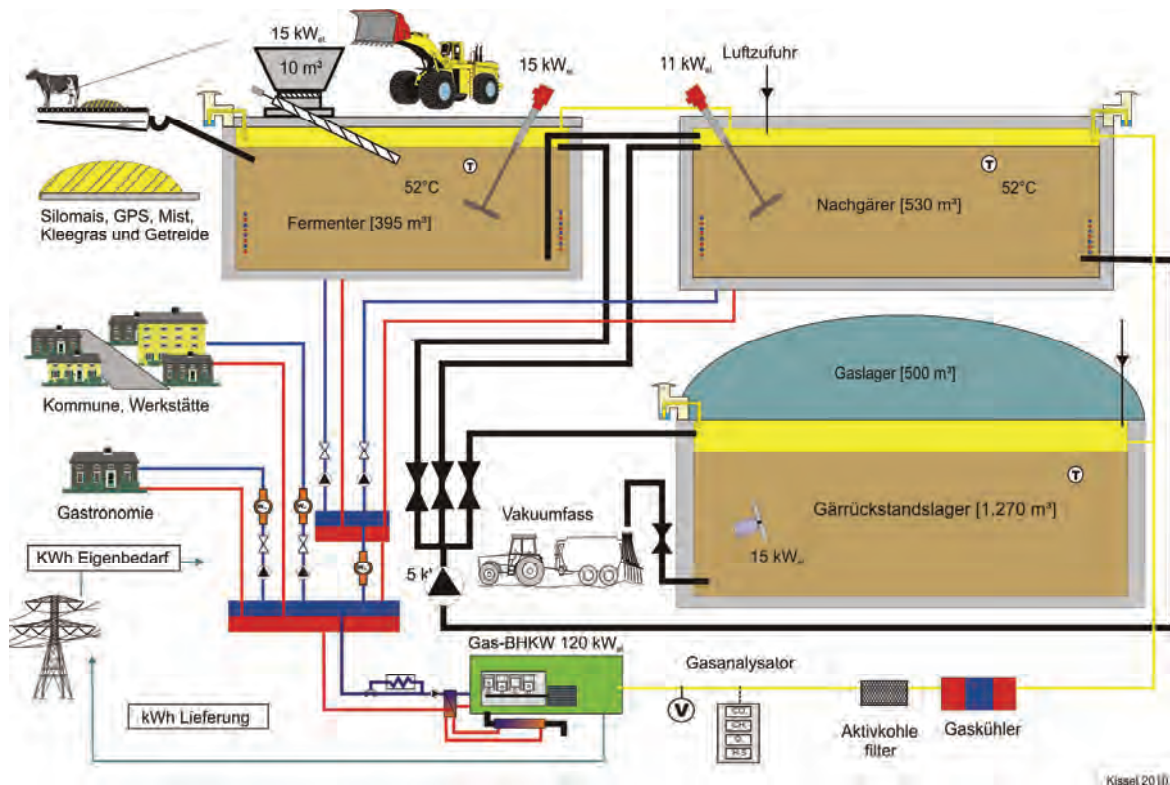


Abb. 5: Fließbild der Pilotanlage 11

4.3.2 Pilot-Biogasanlage 12

Die von der Firma Niederlöhner und Quirrenbach (NQ) geplante und errichtete Biogasanlage befindet sich in der Holledau in der Nähe von Wolnzach und ist seit Ende 2007 in Betrieb.

Sie besteht aus zwei parallel betriebenen Fermentern (je 1.880 m³) und zwei Nachgärbehältern (je 1.880 m³). Als Auffangbehälter für die anfallenden Sickersäfte dient eine befahrbare Grube mit rund 150 m³ Fassungsvermögen. Ein weiterer Betonbehälter, in dem ein Foliensack zur Gasspeicherung untergebracht ist, stellt eine Besonderheit dar. Ebenso die großzügig ausgelegte Maschinen- und Lagerhalle, in der sich auch die Einrichtung zur Feststoffeintrage befindet, die somit vor Witterungseinflüssen geschützt ist. Die installierte elektrische Leistung wird durch zwei Gasmotoren bereit gestellt und beträgt aktuell 810 kW_{el}, nachdem sie im Juli 2011 durch den Austausch eines BHKWs von 680 kW_{el} auf die jetzige Leistung erweitert wurde.

Die Anlage wird ohne Gülle betrieben und realisiert den Technologiebonus nach EEG 2004. Zur Sicherstellung der Spurennährstoffversorgung stehen Hähnchenmist aus der eigenen Hähnchenmast sowie Rindermist aus einem benachbarten landwirtschaftlichen Betrieb zur Verfügung. Die Hauptenergieträger sind Mais- und Grassilage sowie GPS, CCM und Getreideschrot. Durch die stickstoffreichen Einsatzstoffe besteht ein erhöhter Überwachungsaufwand, um eine Ammoniak bedingte Hemmung des Gärprozesses zu vermeiden. Ansonsten stellt die BGA durch den relativ großzügigen Fermenterraum keine hohen Anforderungen an die Betreiber. Die Besonderheit der Anlage besteht darin, dass trotz des ausgelagerten Standorts ein hoher Anteil der anfallenden Abwärme sinnvoll genutzt werden kann, indem die ebenfalls ausgelagerten Stallungen für die Hähnchenmast

versorgt werden und saisonal eine nahegelegene Anlage zur Hopfentrocknung mit Wärmeenergie beliefert wird. Zusätzlich besteht eine Fernwärmeleitung in die nahegelegene Ortschaft. Während der Hopfenkampagne ist der Wärmebedarf jedoch so hoch, dass die Abwärme aus der Biogasanlage nicht ausreicht.

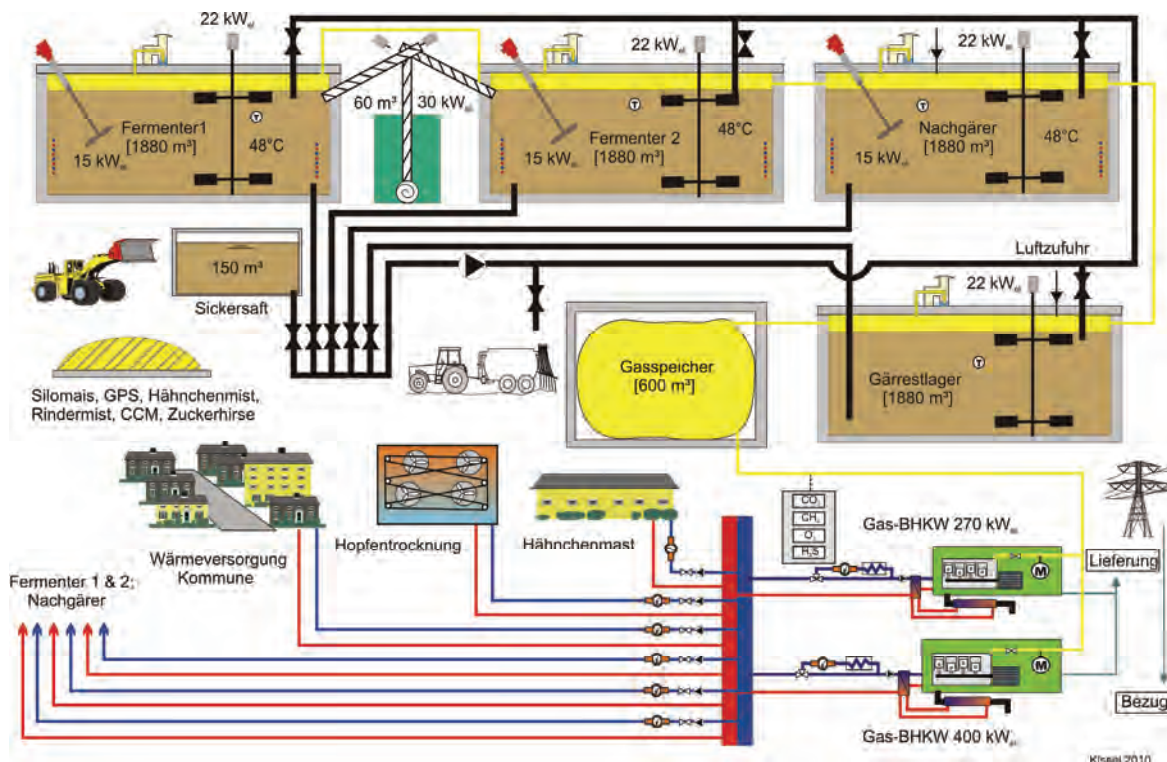


Abb. 6: Fließbild der Pilotanlage 12

4.3.3 Pilot-Biogasanlage 13

Die von der Firma UTS geplante und errichtete Biogasanlage befindet sich in Mittelfranken in der Nähe von Ansbach und ist seit 2005 in Betrieb. Sie besteht aus Fermenter (923 m³) und Nachgärbehälter (1.500 m³) und besitzt eine installierte elektrische Leistung von 200 kW_{el}. Bis Oktober 2010 wurde die Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 kW betrieben, was bei dem großen Gärvolumen einer sogenannten „Hubraumanlage“ entsprach. Ergebnisse aus vorangegangenen Untersuchungen belegen, dass dies die Betriebssicherheit verbessern kann (KISSEL et al. 2009). Dieser Effekt wird noch verstärkt, wenn wie hier der Fall Rindergülle zu vergleichsweise großen Anteilen eingesetzt wird.

Die Anlage ist einem Milchviehbetrieb mit ca. 120 GV angeschlossen. Zur Lagerung des Gärrückstandes stehen insgesamt 600 m³ Volumen zur Verfügung, zur Aufnahme von Sickersäften und Fremdgülle ca. 100 m³. Als Basissubstrat dient die Rindergülle, die Hauptenergieträger sind Mais-, GPS- und Grassilage. Der gelegentlich zugesetzte Getreideschrot spielt eine untergeordnete Rolle. Die Besonderheit der Anlage ist die nahezu vollständige Nutzung der anfallenden Abwärme durch den Anschluss an ein kommunales Nahwärmenetz. Dieses wurde in Eigenregie der Dorfgemeinschaft in Verbindung mit einer gemeindeeigenen Hackschnitzelheizanlage errichtet. Die Abwärme der Biogasanlage unterstützt die kommunale Heizanlage, wodurch über das gesamte Jahr hindurch eine nicht unerhebliche Menge an Hackschnitzeln eingespart werden kann.

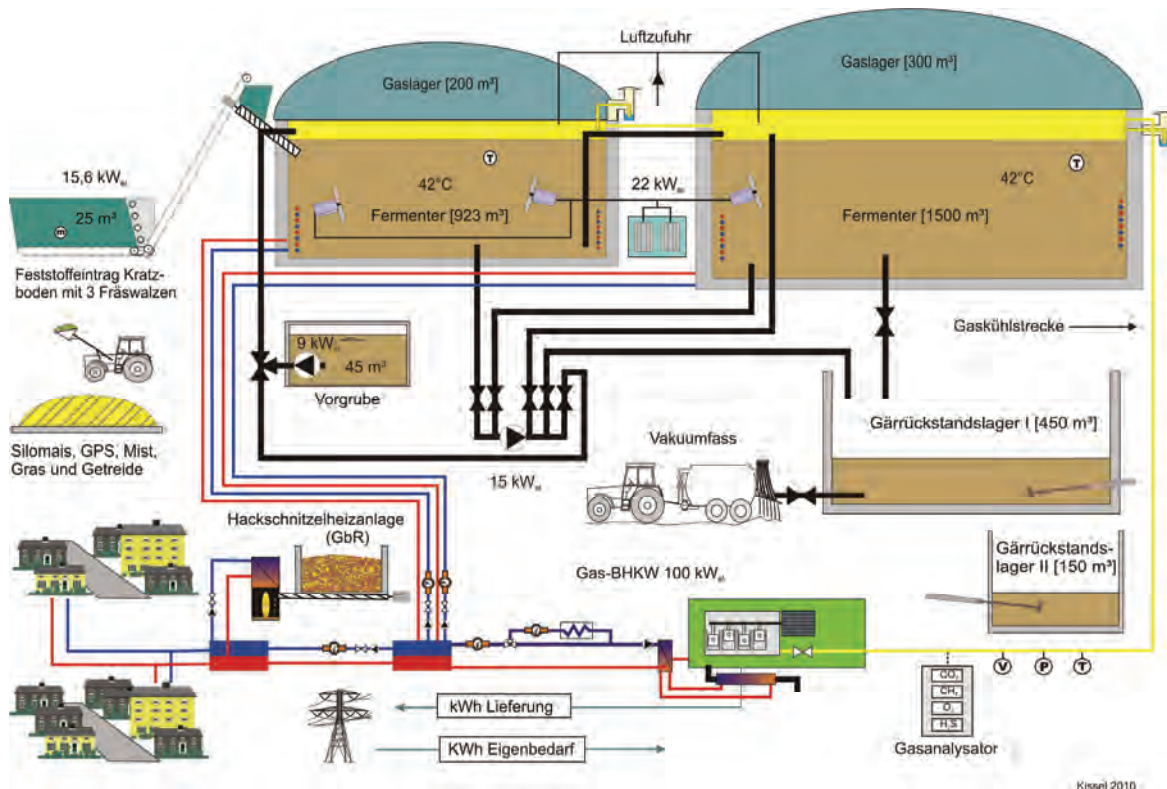


Abb. 7: Fließbild der Pilotanlage 13

4.3.4 Pilot-Biogasanlage 14

Die vom Planungsbüro Schneider/Dyckhoff geplante Biogasanlage befindet sich in Oberbayern nahe Ebersberg und wurde weitgehend in Eigenregie in Zusammenarbeit mit diversen Firmen errichtet. Die Grundlage für den Anlagenbau bildete die im Rosenheimer Raum ansässige „Einkaufsgemeinschaft Biogas“ („Rosenheimer Modell“), durch die ein günstiger Erwerb von Einzelkomponenten ermöglicht wurde: eine Grundvoraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb einer BGA in dieser Größenordnung. Die Ende 2009 in Betrieb genommene Anlage besteht aus einem Fermenter und einem Nachgärbehälter die ein Fassungsvermögen von je 800 m³ besitzen.

Für die Lagerung des Gärrückstands sind zwei Gruben mit einem Fassungsvermögen von 730 m³ vorhanden. Das Basissubstrat besteht aus dem Wirtschaftsdünger (Gülle und Festmist) von insgesamt 120 GV Milchvieh (inkl. Nachzucht). Zusätzlich wird Grünroggen, Mais- und Grassilage eingesetzt. Mit der anfallenden Abwärme werden 700 m² Wohnfläche und eine kleine Werkstatt beheizt. Aufgrund der begrenzten Wärmekapazität der vergleichsweise kleinen BHKW wird für die Anlage zur Trocknung von Heu oder Hackschnitzeln auch die Strahlungswärme genutzt, indem die warme Luft aus dem Maschinenhaus in die Trocknungsanlage befördert wird.

Die Besonderheit der BGA besteht aus der perfekten Integration in den tierhaltenden Betrieb und den relativ geringen Mengen an zugegebenen Energiepflanzen. Dadurch erfährt die Tierhaltung eine Aufwertung und der Energieinput kann niedrig gehalten werden. Des Weiteren ist hervorzuheben, dass von Seiten des Betreibers die Bedingung zur Errichtung einer BGA darin bestand, dass die gesamte verfügbare Energie einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden kann. Die Verwertung der Gülle in Verbindung mit dem hohen Wärme-

nutzungsgrad lassen eine sehr günstige CO₂ Bilanz erwarten. Von besonderem Interesse sind auch die am Betrieb eingesetzten BHKW russischer Bauart (Belarus). Die Aggregate erfordern nur etwa die Hälfte der Investitionen, die zur Anschaffung herkömmlicher BHKW anfallen. Jedoch weisen diese Motoren schlechte Wirkungsgrade und ungünstigere Abgaseigenschaften auf. Anfang April 2010 wurden Modifikationen an den Motoren vorgenommen und die installierte elektrische Leistung von 76 kW auf 80 kW erhöht.

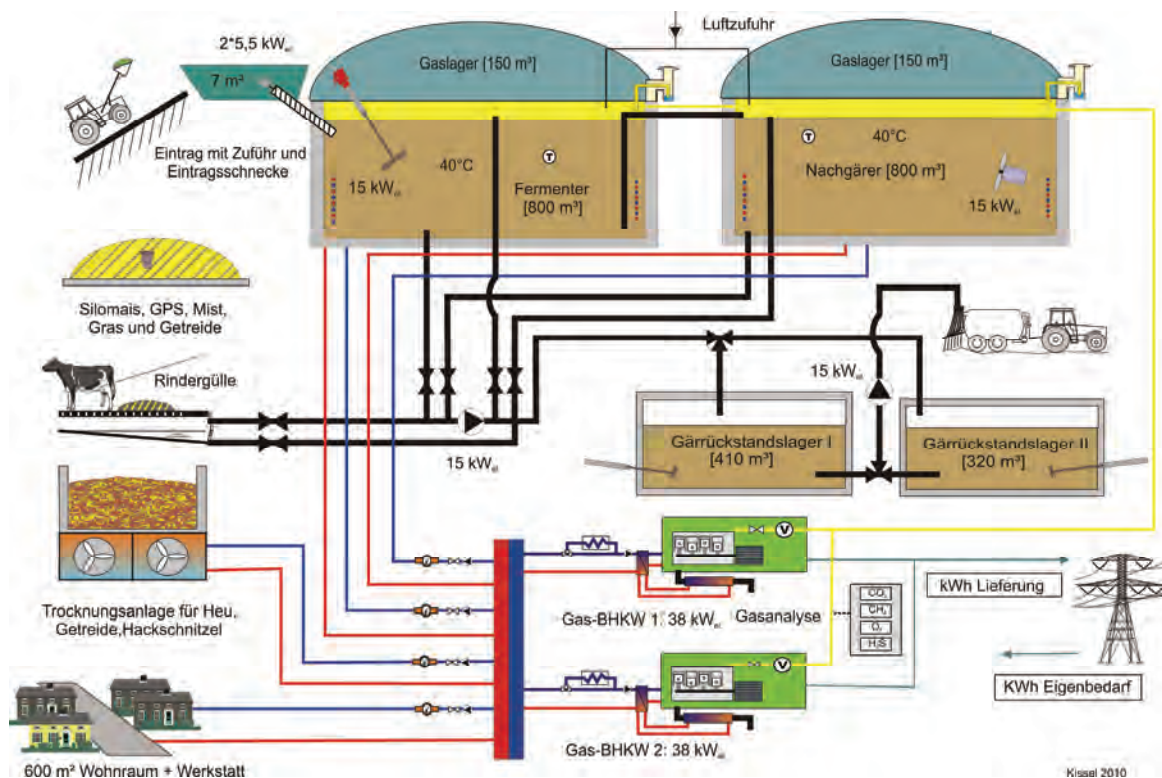


Abb. 8: Fließbild der Pilotanlage 14

4.3.5 Pilot-Biogasanlage 15

Die von der Firma Agrafarm geplante und errichtete Biogasanlage befindet sich in Oberbayern, nahe dem Spargelanbaugebiet Schrobenhausen. Es handelt sich dabei laut Hersteller um eine „Hochleistungsanlage“, welche durch ein einstufiges Vergärungssystem mit einem nutzbaren Fermentervolumen von ca. 800 m³ und einer vergleichsweise hohen installierten elektrischen Leistung von derzeit 240 kW_{el} gekennzeichnet ist.

Die BGA ist einer ökologisch betriebenen Landwirtschaft angeschlossen, die einer Stiftung angehört. Die stiftungseigenen Gebäude (Kloster, Werkstätten und Wohnhäuser), die für die soziale Arbeit zur Verfügung stehen, ermöglichen eine nahezu vollständige Nutzung der anfallenden Überschusswärme des BHKW. Die BGA wird ohne Gülle betrieben, wobei zur Sicherstellung der erforderlichen Spurennährstoffe geringe Mengen Putenmist und ein Fermenterzusatz der Firma Agraserv eingesetzt werden. Den weitaus größten Anteil in der Substratmischung nimmt die Kleegrassilage ein. Die z. T. problematischen Inhaltsstoffe des Basissubstrats (hoher N- und Lignin-Gehalt) in Verbindung mit der Einstufigkeit des Systems, verursachen einen erhöhten Überwachungsaufwand und stellen hohe Ansprüche an den Betreiber. Weitere eingesetzte Substrate wie Maissilage und Getreideschrot spielen eine untergeordnete Rolle und werden hauptsächlich zur Verbesserung

der Konsistenz des Fermenterinhalt eingesetzt. Die Anlage realisiert den Technologiebonus gemäß EEG 2004.

An der Anlage wurden während des Untersuchungszeitraums folgende Änderungsmaßnahmen durchgeführt: die installierte elektrische Leistung wurde 2010 von 180 kW_{el.} auf 240 kW_{el.} erweitert; um eine Steigerung des Wärmenutzungsgrades zu erreichen, wurde die Wärmetauscherleistung erhöht. Des Weiteren wurde 2011, um vor allem die Rührbarkeit zu verbessern, eine Zerkleinerungseinheit mit einem Störstoffabscheider eingebaut. Das Gärsubstrat wird über einen Bypass durch die Maschine gepumpt, an deren Ende rotierende Messer das Substrat über eine grobe Siebplatte schneiden. Dies führte zu einer wesentlichen Stabilisierung des Anlagenbetriebs.

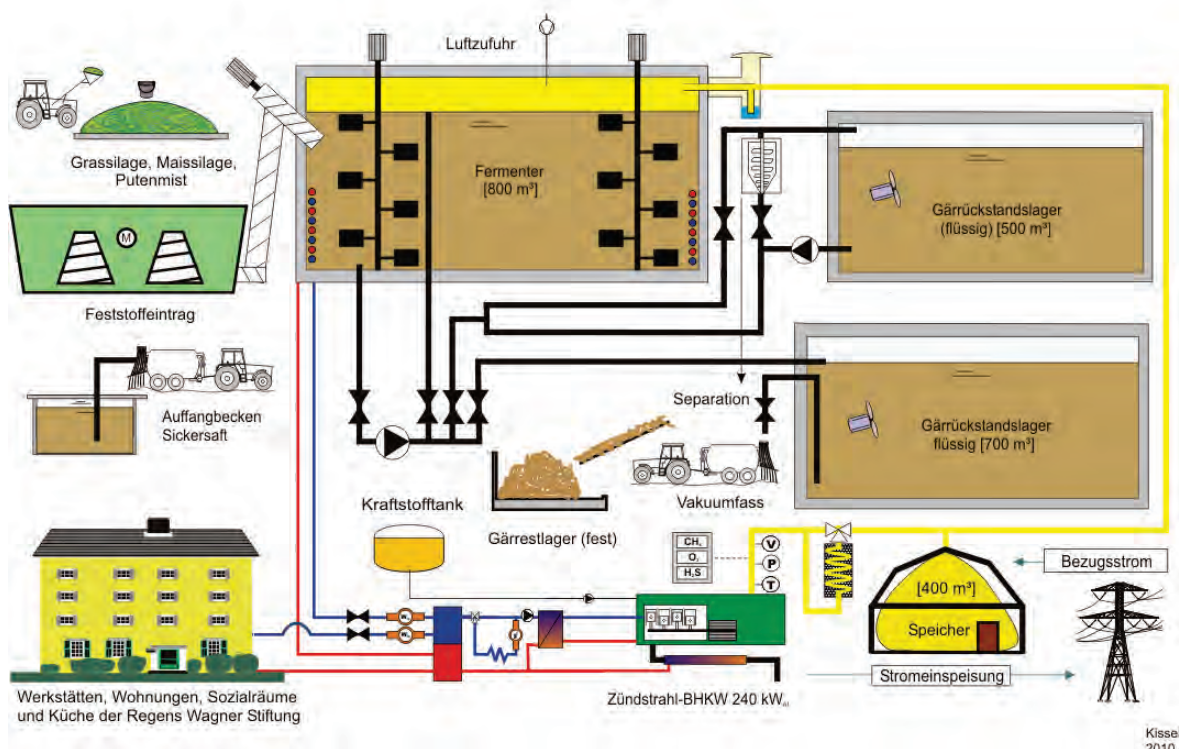


Abb. 9: Fließbild der Pilotanlage 15

4.3.6 Pilot-Biogasanlage 16

Anlage 16 wurde erst ab November 2010 in das Monitotringprogramm der LfL aufgenommen. Grund dafür war zum einen das interessante Anlagenkonzept, welches sich auf einen sogenannten „Pfropfenströmer“ als erste Vergärungsstufe stützt und zum anderen der hohe Kleegrassanteil im Substratmix. Des Weiteren ist die Biogasanlage in eine ökologisch wirtschaftende Saatzuchtstation eingegliedert.

Die von dem Gut betriebene Drei-Felder-Wirtschaft und die eigenen Wälder vermögen mehr als den gesamten Energiebedarf dieses ökologischen Betriebs zu decken. Die jeweils brachliegenden landwirtschaftlichen Anbauflächen liefern sehr viel Gras für die Biogasanlage. Der produzierte Strom des BHKWs mit einer installierten elektrischen Leistung von 250 kW wird ins öffentliche Netz eingespeist. Die Wärme wird zusammen mit der Leistung einer Hackschnitzelheizung (800 kW) genutzt, um das Gut und die gesamte naheliegende Schlossanlage mit Energie zu versorgen.

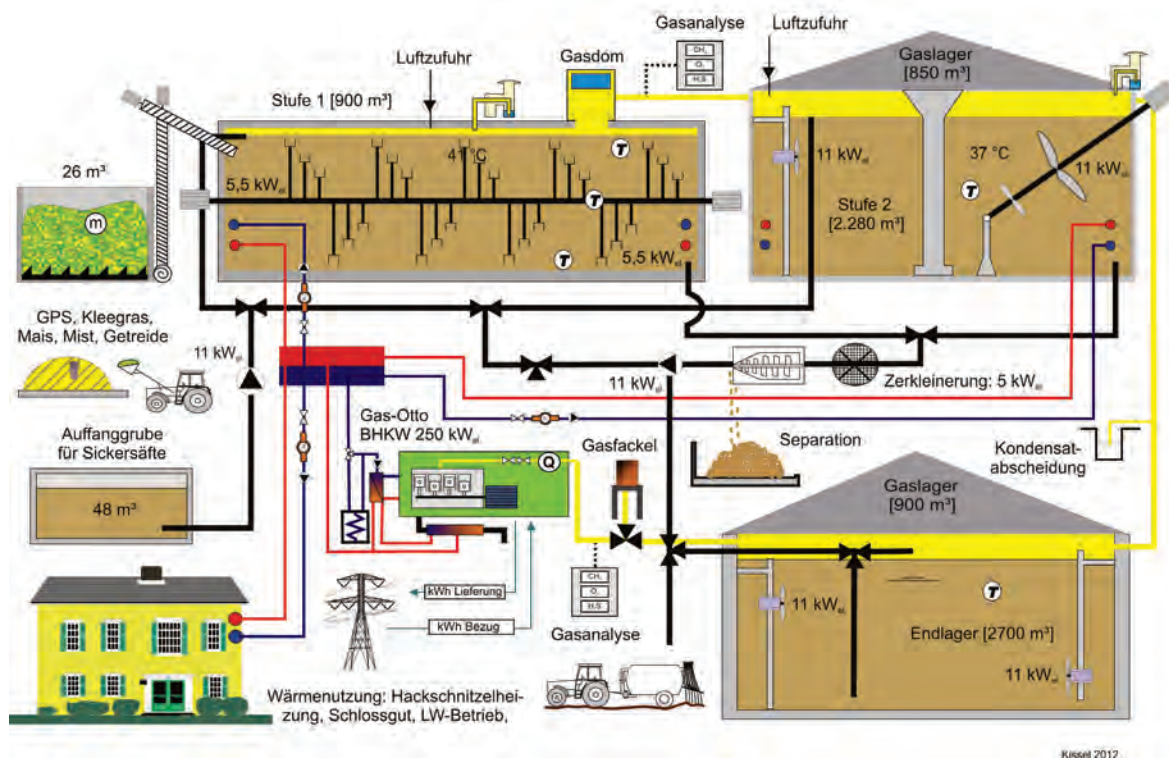


Abb. 10: Fließbild der Pilotanlage 16

4.4 Messtechnische Ausstattung der Pilot-Biogasanlagen

Wie im ersten Monitoringprogramm waren auf den Biogasanlagen zum Zeitpunkt der Auswahl zum Teil deutliche Unterschiede in der Ausstattung mit Messtechnik zu verzeichnen (EFFENBERGER *et al.*, 2010). Die messtechnische Ausstattung der Pilotanlagen wurde daher zu Beginn des Projektes auf einen vergleichbaren Stand gebracht. Einheitslösungen gab es hierbei jedoch nicht, da jeweils auf die baulichen und technischen Gegebenheiten Rücksicht genommen werden musste.

In Tab. 5 sind die Messverfahren dargestellt die zur Erfassung der Gasmengen und der eingetragenen Frischmasse zur Anwendung kamen. Für die Temperaturmessungen im Gärgemisch und im Biogas kamen PT 100-Fühler zum Einsatz. Für die Messung von Differenz- und Absolutdruck wurden piezoresistive Druckmessumformer eingesetzt. Zur Bestimmung der Wärmemengen wurden Wärmehähler eingesetzt, bei denen Flügelradzähler zur Durchflussmengenmessung mit PT 100 Temperaturfühlern kombiniert sind. Die Zusammensetzung des produzierten Biogases wurde mit Gasanalysatoren bestimmt, bei denen die Komponenten CH₄ und CO₂ durch Infrarotsensoren und O₂ und H₂S durch elektrochemische Sensoren erfasst werden.

Stromverbräuche wurden teils mit herkömmlichen elektromagnetischen Stromzählern, teils mit elektronischen Zählern und teils mit Wandlerzählern gemessen. An einzelnen Aggregaten konnte aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen der Stromverbrauch nicht kontinuierlich gemessen werden. In diesen Fällen wurden die Strombezugsmengen über die Zähler des Stromversorgers erfasst. Die Biogasanalysatoren wurden vor Ort halbjährlich überprüft und kalibriert, wobei vier der sechs Pilotanlagen mit Neugeräten desselben Herstellers ausgestattet wurden. Bei Anlage 11 und 14 wurden Gasanalysegeräte aus dem Bestand der LfL verbaut.

Tab. 5: Messverfahren der an den PB eingesetzten Messgeräte

ID Anlage	11	12	13	14	15	16
Gasmenge	WS	MS	WS	MS	WS	WS
Eintragsmenge	HY	WZ	WZ	HY	WZ	WZ
Flüssigmisteintrag	-	-	MI	MI	-	-

WS=Wirbelstrom; MS=Massenstrom; HY=hydr. Druck; WZ= Wägezellen; MI=Magnetisch Induktiv

4.5 Ermittlung der Treibhausgasbilanz und des Ressourcenverbrauchs für die Pilot-Biogasanlagen

Strom und Wärme aus Biogas ersetzen Energie aus fossilen Energieträgern und reduzieren so Treibhausgasemissionen und den Verbrauch fossiler Ressourcen. Auf den sechs Praxis-Biogasanlagen wurde überprüft, ob diese Erwartungen tatsächlich erfüllt werden und ob Spielraum für Verbesserungen besteht. Alle sechs Anlagen wurden für das Betriebsjahr 2010 bewertet. Die Treibhausgasemissionen und der kumulierte Energieaufwand je kWh eingespeiste elektrische Energie dienen als Indikatoren.

Um die Klima- und Energiebilanz möglichst praxisnah und anlagenindividuell abzubilden, wurde ein rechnergestütztes Modell für die Bilanzierung der Stoff- und Energieflüsse der Biogasanlage und der vorgelagerten Produktionsbereiche mit der Software umberto® entwickelt. Der Bilanzierungsrahmen umfasst alle zur Energieproduktion notwendigen Prozesse und die verbindenden Material- und Energieflüsse. Die Verfahrenskette Biogas wurde dazu in folgende Teilbereiche aufgeteilt:

- Erzeugung, Transport und Konservierung der pflanzlichen Rohstoffe bzw. Transport der Wirtschaftsdünger,
- Betrieb der Biogasanlage,
- Gärrestbehandlung,
- Errichtung der Biogasanlage und
- Vorketten (Bereitstellung von Strom, Treibstoff und mineralischen Düngemitteln).

Die Treibhausgasemissionen berechnen sich als Summe aller klimawirksamen Emissionen, die den Bilanzierungsraum verlassen. In den Ressourcenverbrauch ging der Primärenergiegehalt aller von außerhalb des Bilanzierungsraums bezogenen fossilen Energieträger ein.

Das Hauptprodukt der betrachteten Biogasanlagen ist elektrischer Strom. Eine Kilowattstunde ins Stromnetz eingespeister elektrischer Strom ist die Bezugsgröße für die Emissionen. Alle Stoff- und Energieströme beziehen sich auf diese Einheit. Neben dem Hauptprodukt elektrischer Strom entstehen verwertbare Nebenprodukte (Wärme und Dünger). Die Sachbilanz berücksichtigt diese Nebenprodukte über Gutschriften.

Die Herstellung von Energie aus fossilen Quellen dient als Referenz zur Einordnung der Ergebnisse. Nach BMU (2007) ersetzt Biogasstrom zu 30% Strom aus Gas-Kraftwerken und zu 70% aus Steinkohlekraftwerken. Die Stromerzeugung mit diesem Kraftwerksmix emittiert klimaschädliche Gase in Höhe von $825 \text{ g CO}_2\text{-Äq}\cdot\text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$ und benötigt einen kumulierten fossilen Energieaufwand in Höhe von $2,55 \text{ kWh}_{\text{fossil}}\cdot\text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$.

Der Untersuchungszeitraum umfasst das Kalenderjahr 2010. Die Erfassung der Material- und Energieströme geschah entweder über das Betriebstagebuch oder auf Basis von Einzelmessungen. Für Stoffströme, die sich nicht quantitativ erfassen ließen, erfolgte eine Abschätzung auf Basis von Literaturangaben. Folgende Absätze dokumentieren in knapper Form die Herkunft der Daten.

Nachwachsende Rohstoffe: Die Modellierung des Anbaus der nachwachsenden Rohstoffe, der Ernteketten sowie der Lagerung basiert auf Daten aus KTBL (2006; 2008) unter der Annahme mittlerer Hektarerträge und „Wendender Bodenbearbeitung“. Ammoniakverlus-

te bei der Ausbringung von Gärrest sowie den Mineraldüngerbedarf berechnet das Stoffstromnetz kulturartenspezifisch. In Anlehnung an die Annahmen des Umweltbundesamts (2009), wird 1% des mit Mineraldünger oder Gärrest ausgebrachten Stickstoffs als Lachgas emittiert.

Betrieb der Biogasanlage: Die Zugabe von Substrat, der Eigenenergieverbrauch, die Biogasproduktion und die Stromproduktion der Anlagen wurden tagesgenau aufgezeichnet. Die Stromversorgung der Biogasanlage erfolgte entweder aus eigener Stromproduktion, aus dem Stromnetz oder aus einem eigenen Kleinwasserkraftwerk. Die direkten Emissionen der Biogasanlage (ohne Emissionen aus offener Gärrestlagerung und Methanschluß aus den BHKW) werden im Modell mit 0,7% der Biogasproduktion abgeschätzt. Bei vorhandener Gasfackel reduziert sich diese Annahme auf 0,2% der Biogasproduktion. Die Emissionsberechnung der BHKW basiert auf Einzelmessungen auf der Anlage oder an baugleichen Biogas-BHKW. Die Aufwendungen für Transformationsverluste und Leitungsverluste bis zum öffentlichen Stromnetz betragen in der Modellrechnung 1% des produzierten Stroms.

Errichtung der Biogasanlage: Für die Errichtung der Anlage wurde der Materialverbrauch an Beton, Asphalt, Stahl und Ziegel berechnet, ohne Berücksichtigung von Fernwärmeleitungen.

Gärrestbehandlung: Der Umfang der Methanemissionen aus offenen Gärrestlagern ließ sich nicht direkt messen. Es erfolgte eine Abschätzung basierend auf dem im Laborversuch ermittelten Restmethanpotential bei 20 °C.

4.6 Dokumentation baulicher und technischer Einrichtungen der Pilot-Biogasanlagen

Die umfangreichen Dokumentationsunterlagen zu den Pilot-Biogasanlagen können einzeln für jede Pilotanlage auf Anfrage und gegen eine Schutzgebühr von der Landesanstalt für Landwirtschaft erworben werden (siehe Anhang).

4.6.1 Planunterlagen und 3D-Modelle

Von allen BGA wurde auf Basis vorhandener Planunterlagen unter archLINE® 2011 ein dreidimensionales Modell erstellt. Zu diesem Zweck wurden die verfügbaren Baupläne durch Aufmaß vor Ort überprüft und ggf. ergänzt. Aus den 3D-Modellen können isometrische Darstellungen, Grundrisse und Schnitte der Pilotanlagen erzeugt werden.

4.6.2 Poster

Aus den erarbeiteten Planunterlagen, Stammdaten und Fotos wurden unter MS Publisher für jede Pilotanlage drei Poster (DIN A0) nach einheitlichem Aufbau gestaltet. Auf diesen Postern werden die einzelnen Anlagen mit den wichtigsten technischen Daten, einem Lageplan, einem Grundriss, zeichnerischen Darstellungen sowie Detailfotos vorgestellt.

4.6.3 3D-Darstellung der Pilotanlagen mittels Rendern

Auf Basis des 3D-Modells wurde unter Gamma-Ray® von jeder Anlage ein gerendertes Video mit einer Dauer von drei bis vier Minuten erstellt. In die Videos wurden zur Erläuterung Beschriftungen der wichtigsten Anlagenkomponenten sowie eine bauliche Beschreibung eingefügt.

4.6.4 Dokumentationsmappen

Die Dokumentationsmappen enthalten sehr detaillierte Informationen zu den einzelnen Pilotbetrieben und sind vor allem für solche Personen gedacht, die bereits kurz vor dem Eintritt in die Planungsphase für eine Biogasanlage stehen. Die Mappen sind wie folgt gegliedert:

1. Besondere Auswahlkriterien
2. Standortbedingungen und Faktorausstattung des Betriebes
3. Motivation für den Einstieg in die Biogasproduktion
4. Detaillierte bauliche und technische Dokumentation der Biogasanlage
5. Pläne
6. Bewertung ausgewählter Umweltwirkungen des Biogasbetriebs

Die Dokumentationsmappen können von Interessierten gegen eine Schutzgebühr von der Landesanstalt für Landwirtschaft erworben werden (siehe Anhang).

4.6.5 Publikationen

In einer LfL-Informationsschrift werden die sechs Pilot-Biogasanlagen mit den wichtigsten technischen Daten, einem Grundriss und zeichnerischen Darstellungen vorgestellt. Diese Schrift sowie weitere Informationsmappen können von den Internet-Seiten der LfL kostenlos als pdf-Datei heruntergeladen oder gegen eine geringe Schutzgebühr in gedruckter Form erworben werden.

4.6.6 Grundrisse und isometrische Darstellungen der Pilot-Biogasanlagen

Von den Pilot-Biogasanlagen wurden Grundrisse mit farblicher Kennzeichnung der funktionalen Einheiten angefertigt. Aus dem 3D-Modell wurden isometrische Darstellungen erstellt. Die folgenden Abbildungen geben einen Einblick in die bauliche und architektonische Vielfalt der Pilotanlagen.

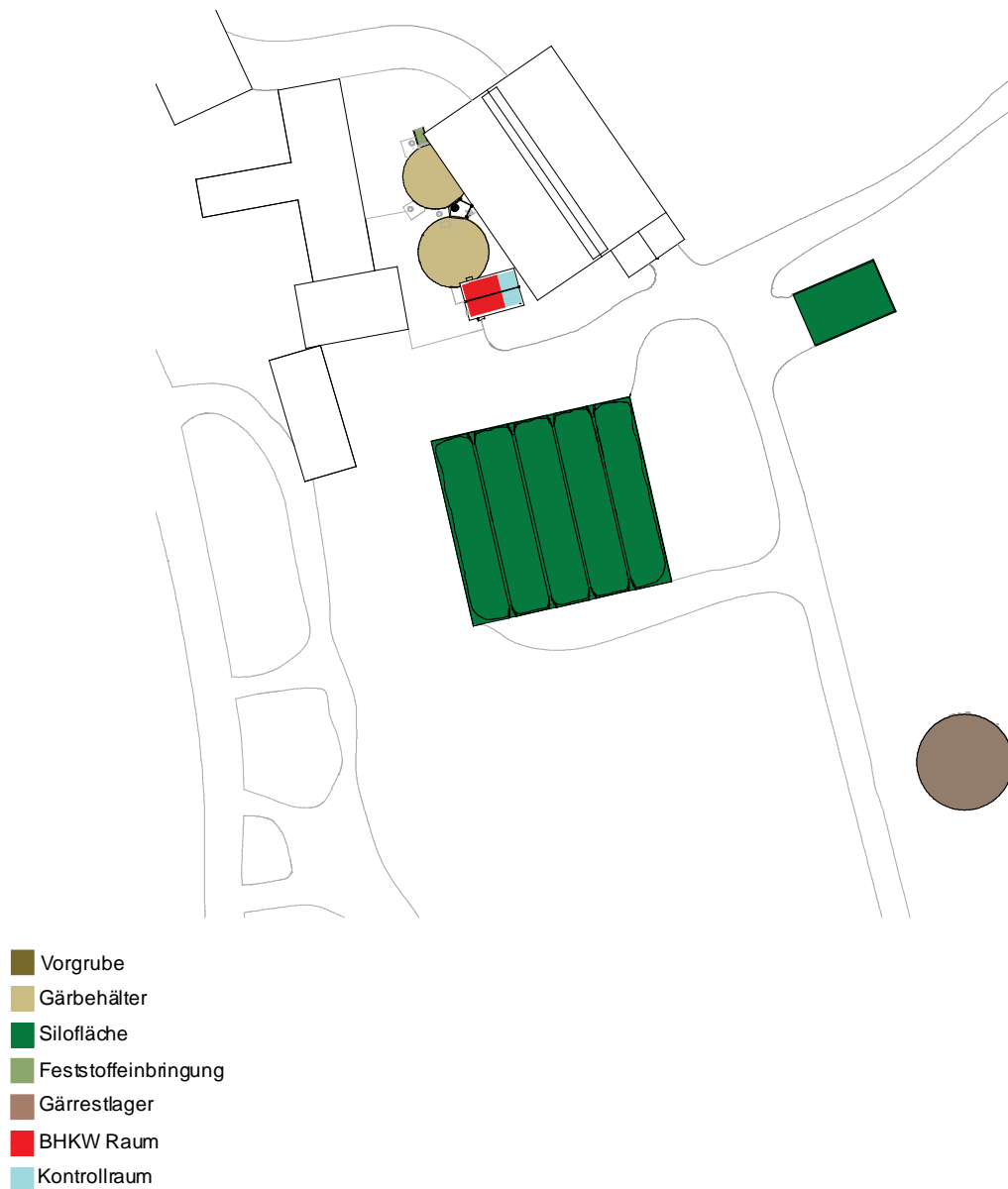


Abb. 11: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 11

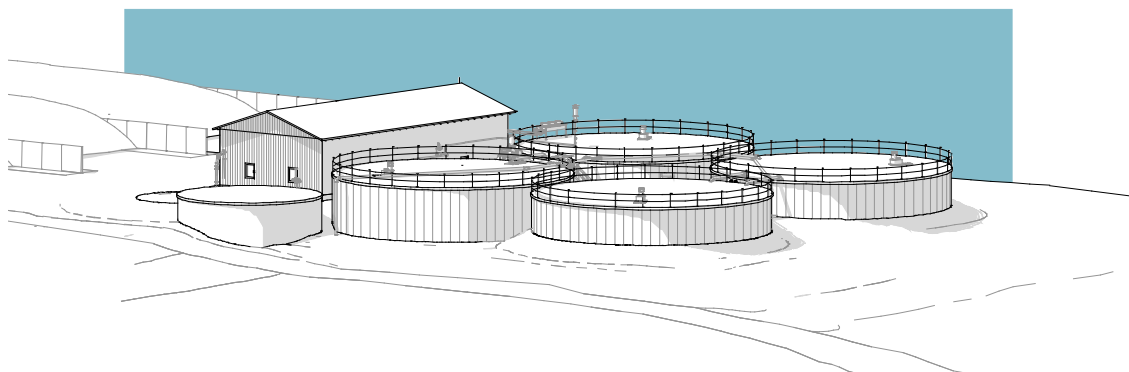
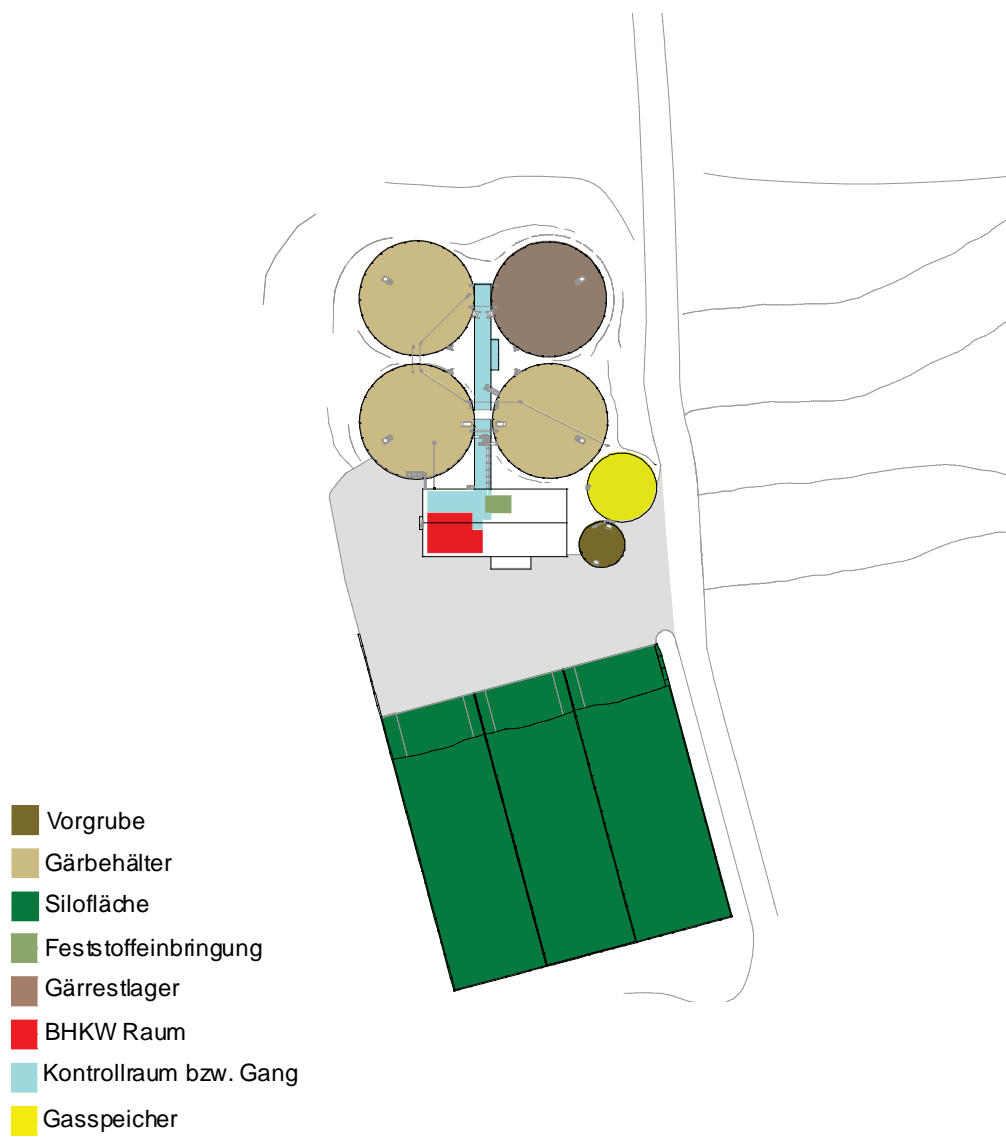


Abb. 12: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 12

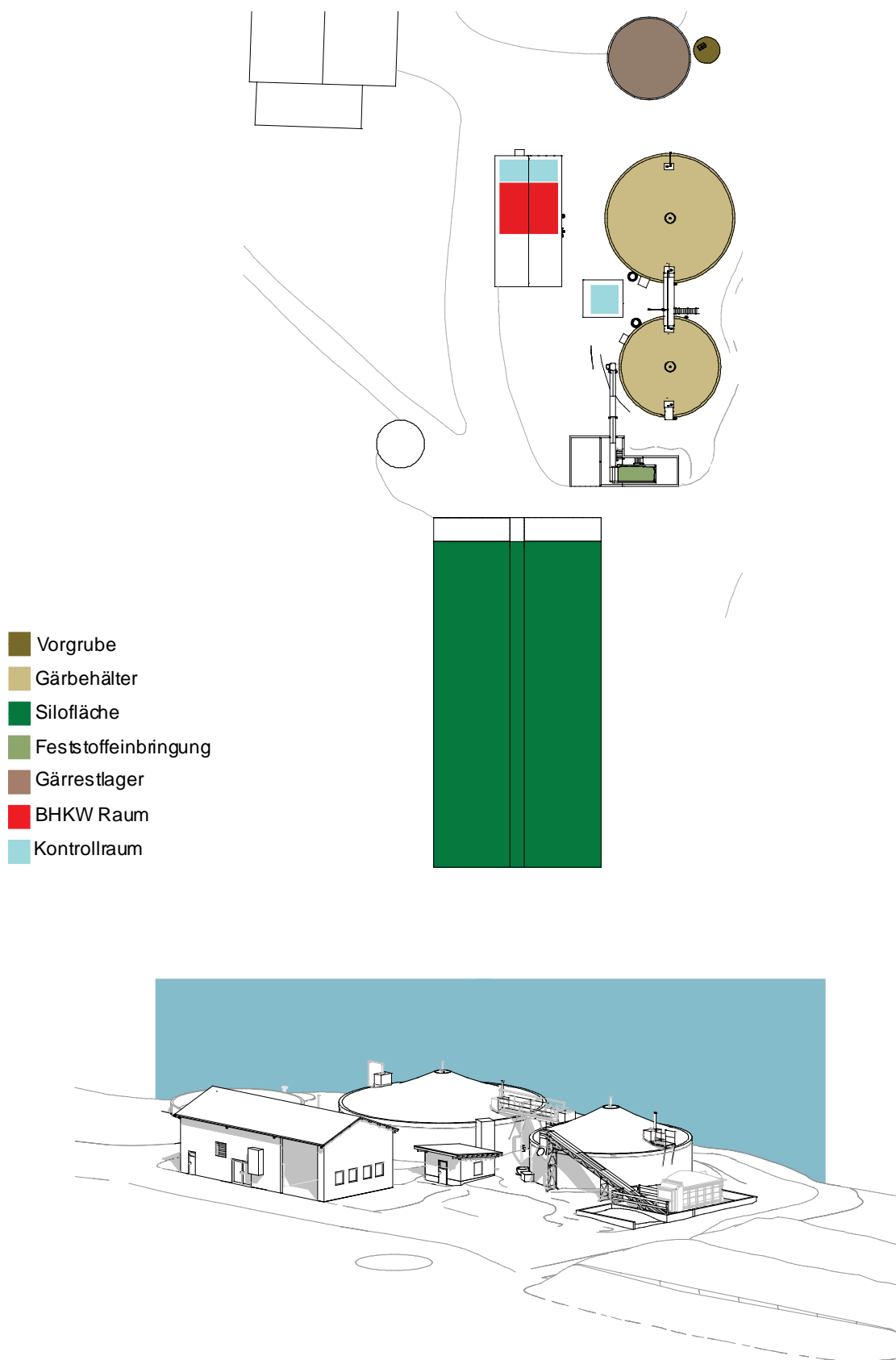


Abb. 13: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 13

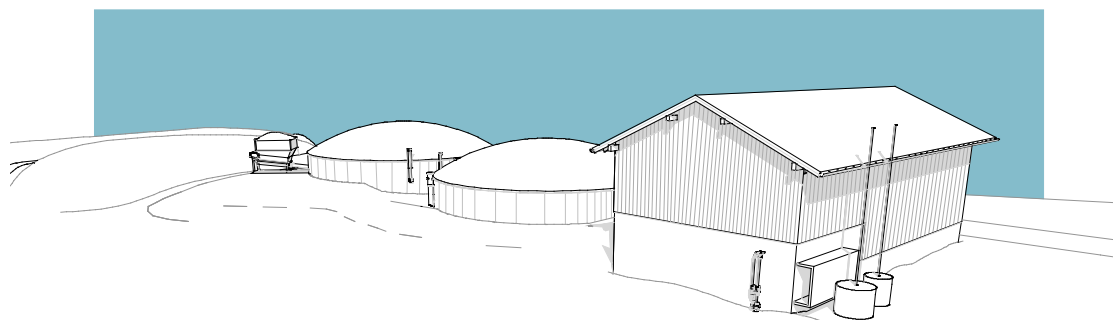
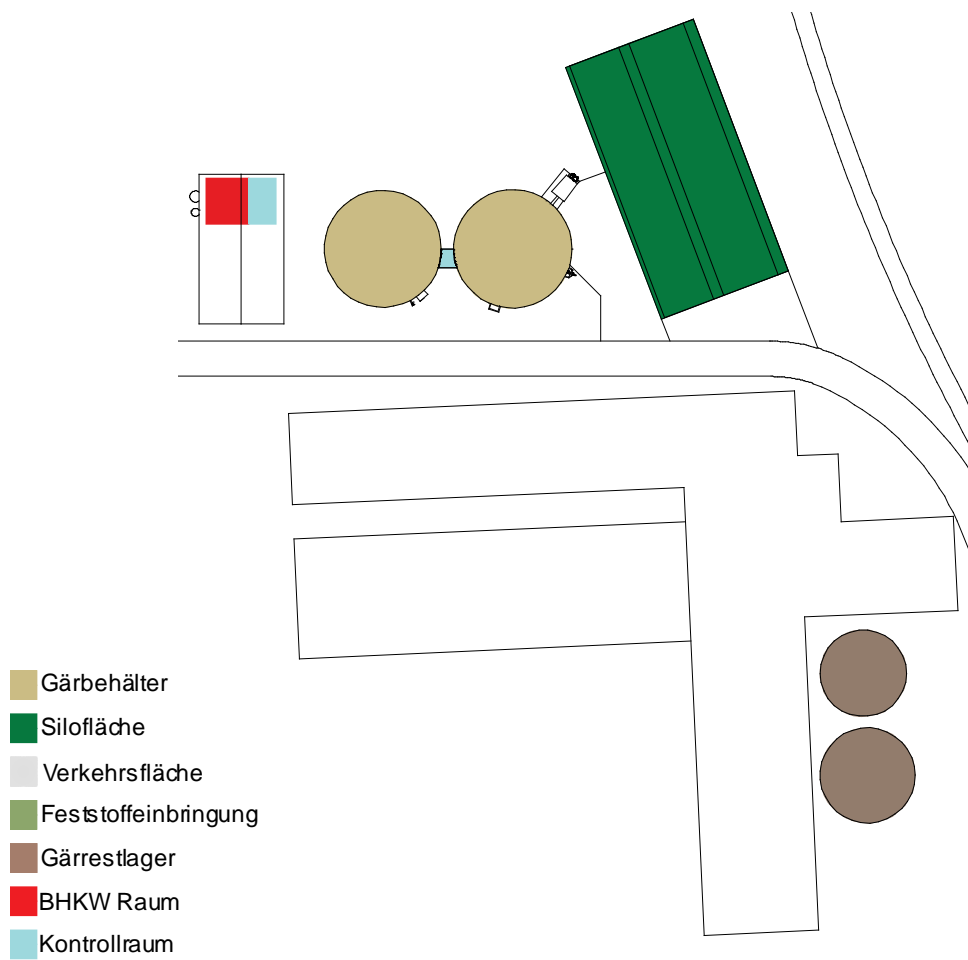
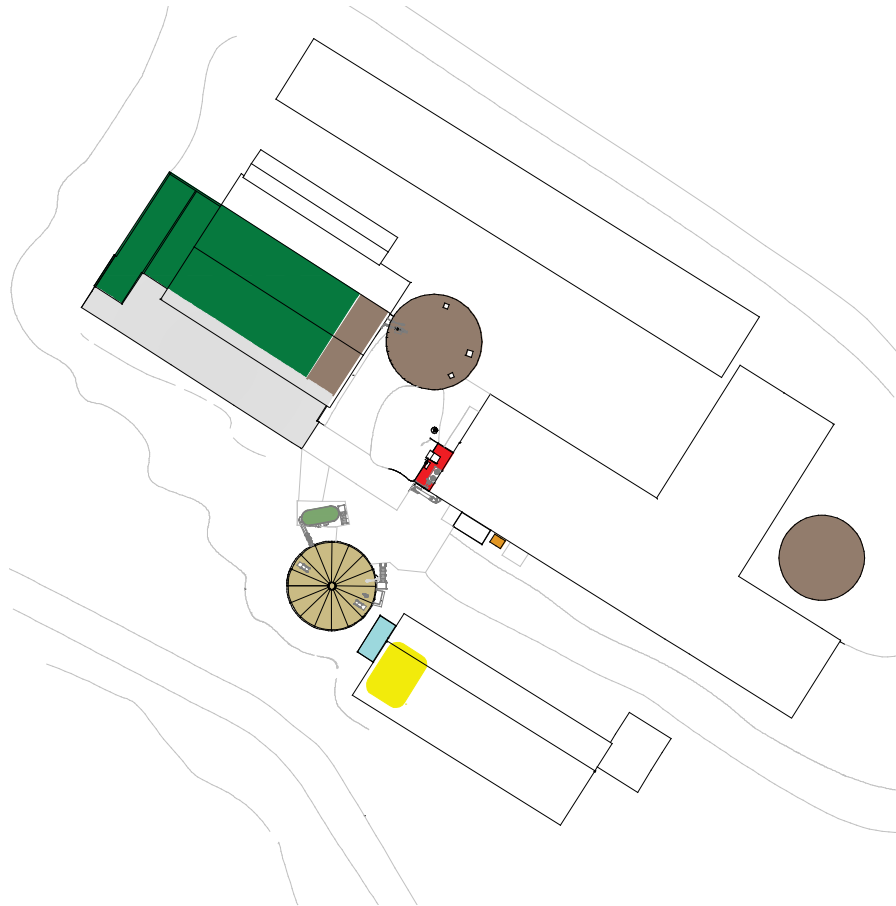


Abb. 14: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 14



-  Vorgrube
-  Gärbehälter
-  Silofläche
-  Feststoffeinbringung
-  Gärrestlager
-  BHKW Raum
-  Kontrollraum
-  Gasspeicher

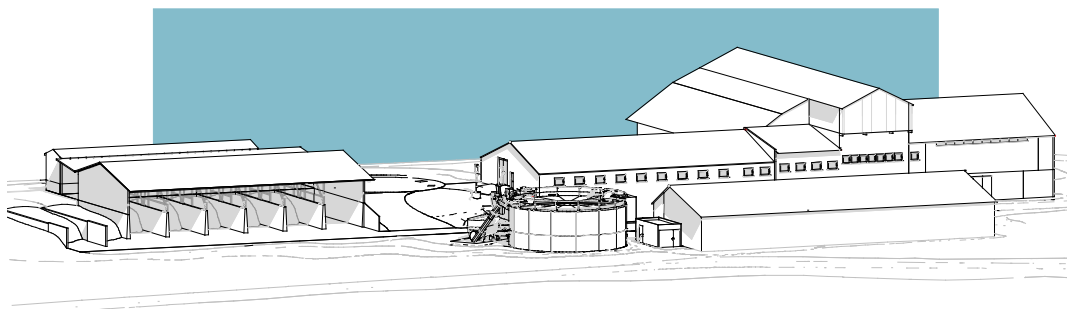


Abb. 15: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 15

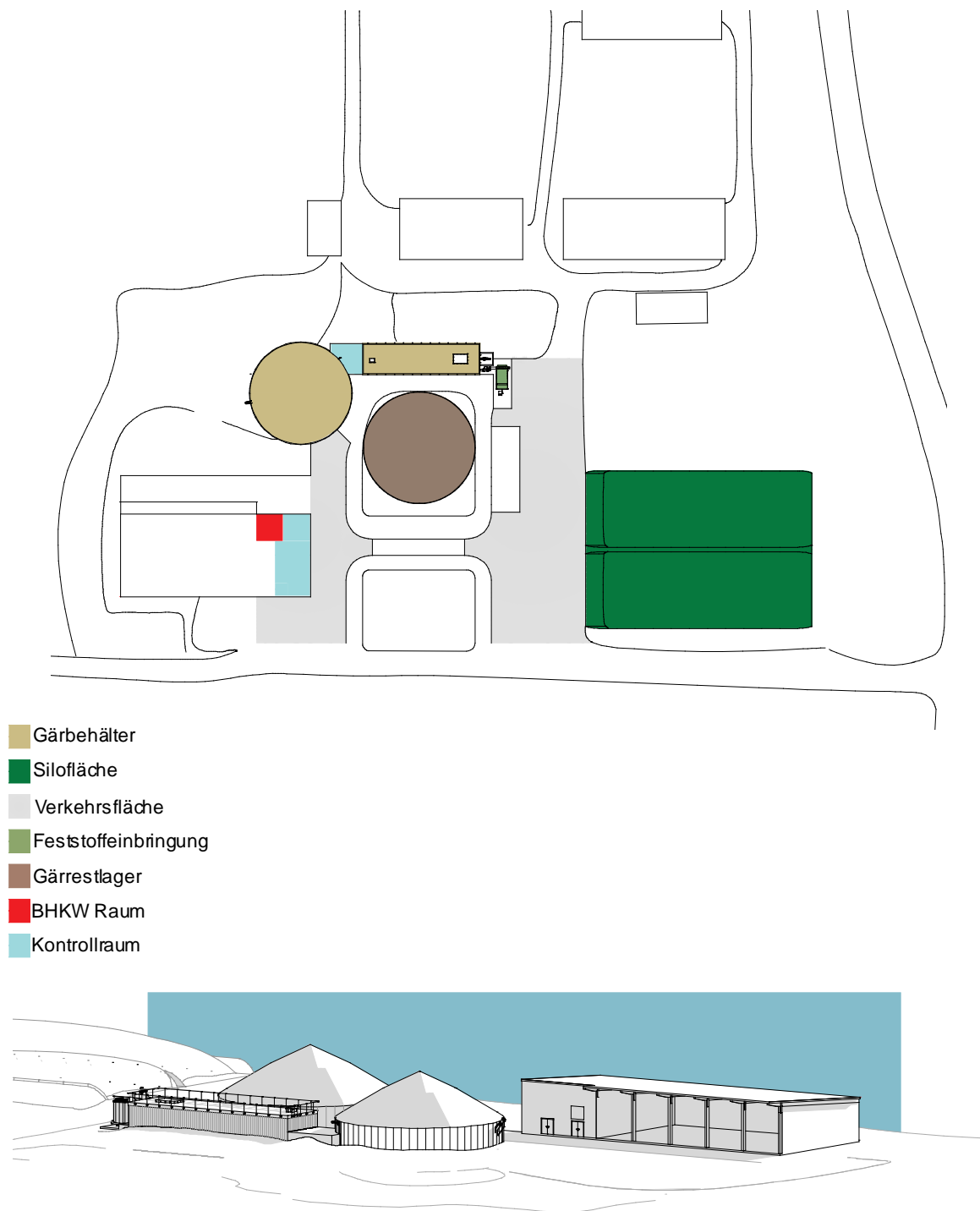


Abb. 16: Grundriss und isometrische Darstellung der Pilotanlage 16

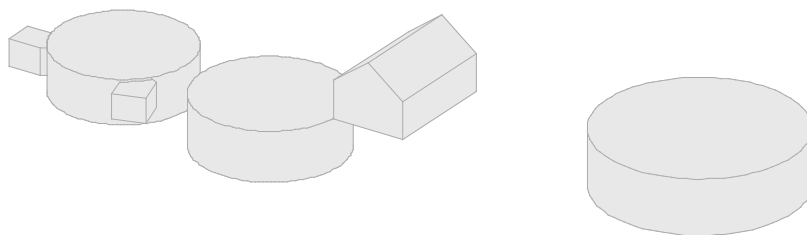
4.6.7 Grundfläche und Rauminhalt der Pilot-Biogasanlagen

Grundflächen und Rauminhalte sind maßgeblich für die Ermittlung der Kosten im Hochbau und für den Vergleich von Bauwerken. Die Regeln für deren Berechnung sind in der DIN 277 festgelegt. Die Brutto-Grundfläche (BGF) bezeichnet diejenige Fläche, welche sich aus der Summe aller Grundflächen aller Grundrissebenen eines Gebäudes errechnet. Der Brutto-Rauminhalt (BRI) ist der Rauminhalt eines Baukörpers, der durch die Unterfläche der konstruktiven Bauwerkssohle und die äußeren Begrenzungsflächen des Bauwerkes begrenzt wird. BGF und BRI der zehn Pilot-Biogasanlagen sind in Tab. 6 gegenübergestellt. Die folgenden Abbildungen stellen die der Berechnung zu Grunde liegenden Baukörper schematisch dar. Nicht enthalten sind Fahrsilos und Bestandsgebäude.

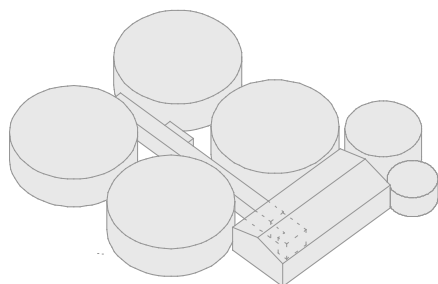
Tab. 6: *Brutto-Grundflächen und Brutto-Rauminhalte der Pilot-Biogasanlagen*

ID Anlage	11	12	13	14	15	16
BGF, m ²	2018	4283	1921	1081	1709	1323
BRI, m ³	2598	11.296	5613	2623	2864	5880

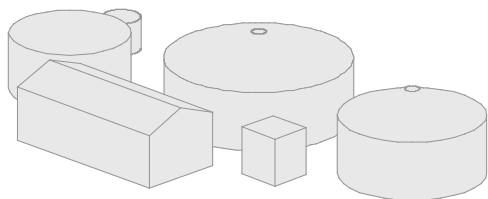
11



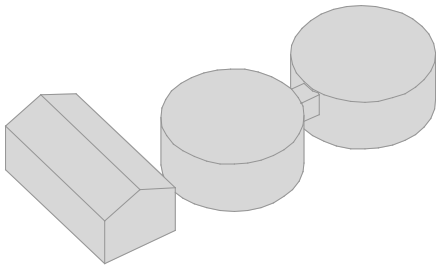
12



13



14



15

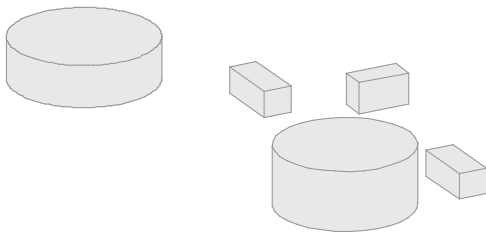


Abb. 17: Schematische Darstellung der Baukörper der Pilot-Biogasanlagen (nicht maßstabsgetreu; Anlage 16 fehlt in dieser Darstellung)

5 Ergebnisse und Diskussion

Im ersten Teil der Ergebnisdarstellung werden die untersuchten Betriebe bezüglich der wichtigsten verfahrenstechnischen Kennzahlen miteinander verglichen (horizontaler Anlagenvergleich). Im Wesentlichen werden hierzu die über den gesamten Untersuchungszeitraum gemittelten Kennwerte herangezogen.

Im zweiten Teil wird die Entwicklung wichtiger Kenngrößen für die einzelnen Anlagen dargestellt. Dafür werden die Verläufe einzelner Betriebsparameter über den jeweiligen Untersuchungszeitraum dargestellt und der Anlagenbetrieb näher erläutert.

5.1 Horizontaler Anlagenvergleich

Da nicht von allen Betrieben die gleiche Anzahl der täglich geführten Betriebstagebücher eingereicht wurden, ergaben sich bezüglich des Beobachtungszeitraums kleinere Unterschiede. Anlage 16 wies mit 426 Tagen den kürzesten Beobachtungszeitraum auf, da diese Anlage erst ab November 2010 ins Monitoring aufgenommen wurde. Alle anderen Anlagen wurden über einen Zeitraum von mindestens 704 Tagen ausgewertet. Eine aussagekräftige Bewertung ist damit in allen Fällen sichergestellt, auch jahreszeitliche Schwankungen sind beinhaltet. Für die Definitionen der verwendeten Kennzahlen wird auf das Glossar am Ende des Berichts verwiesen.

5.1.1 Auswahl, Menge und Zusammensetzung der Einsatzstoffe

Entsprechend der unterschiedlichen BHKW-Kapazitäten reichte das Spektrum des Substratdurchsatzes von 12 bis fast 40 t pro Tag (Abb. 18). In allen Betrieben wurden während des Beobachtungszeitraums tierische Exkremate eingesetzt. Drei der Anlagen (PB 11, 13 und 14) erfüllten die Bedingungen für den Güllebonus gemäß EEG 2009, d. h. der Anteil tierischer Exkremate lag während des gesamten Beobachtungszeitraums bei mehr als 30% der eingetragenen Frischmasse. In Anbetracht der immer wieder aufkommenden Diskussion zur Dominanz des Maiseinsatzes in Biogasanlagen überrascht zunächst der relativ geringe Anteil von Maissilage in den Pilotbetrieben. Nur in einem Betrieb (PB 12) stellte Maissilage mit ca. 70% den Hauptanteil an der Substratmischung dar. Es zeigte sich, dass die Einführung des Güllebonus den Anteil der Maissilage in der Substratmischung beeinflusste, jedoch mussten dadurch die fehlende Energiemenge durch andere pflanzliche Einsatzstoffe substituiert werden. Betrachtet man den gesamten Substratdurchsatz aller sechs Anlagen (rund 110 t pro Tag), betrug der Anteil von Mais nur ca. 35%, was einen deutlichen Rückgang zum vorangegangenen Messprogramm darstellt ([EFFENBERGER et al., 2010](#); [BACHMAIER et al., 2011](#)). Dies liegt auch daran, dass unter den Anlagen zwei biologisch wirtschaftende Betriebe waren, welche weitaus überwiegend Kleegrassilage einsetzten (PB 15 und 16), sowie ein weiterer Betrieb, dessen Anlage zur Verwertung von am Betrieb anfallender Rindergülle konzipiert wurde (PB 14) und bisher nur relativ geringe Mengen (ca. 7%) an Mais fütterte. CCM wurde nur in zwei Anlagen zu relativ geringen Anteilen eingesetzt, Grassilage und Getreideschrot wurden in allen untersuchten Betrieben verwertet. In allen Anlagen wurden zu unterschiedlichen Teilen Gülle und oder Mist eingesetzt. Alle anderen Rohstoffe waren von untergeordneter Bedeutung (Abb. 18).

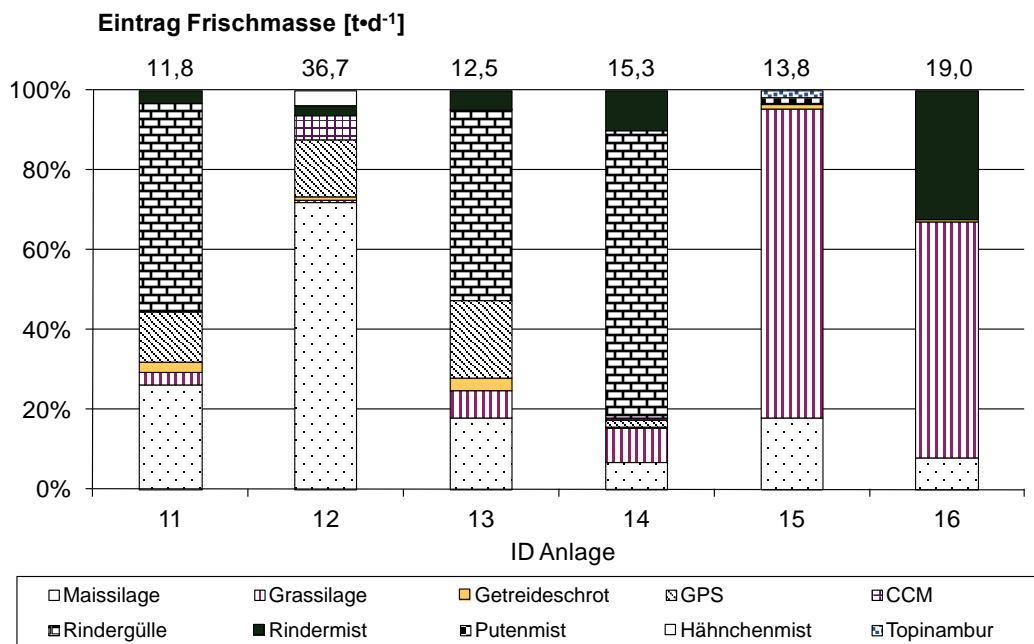


Abb. 18: Mittlerer Substratdurchsatz und durchschnittliche Zusammensetzung der Futterrationen in den einzelnen Pilotbetrieben

Im Durchschnitt aller Betriebe enthielt die zugeführte Frischmasse 23% organische Substanz. In Abb. 19 sind die mittleren Werte für die organische Trockensubstanz der einzelnen Einsatzstoffe dargestellt. Die Daten basieren auf Probenahmen ca. alle fünf Wochen, wobei erhebliche Schwankungen festgestellt wurden. Dies verdeutlichen die dargestellten Fehlerbalken, welche die Streubreiten der einzelnen Analysen kennzeichnen. Die größten Streuungen wurden dabei bei der Grassilage, GPS, Mist sowie beim CCM festgestellt. Dies ist zum einen auf die Variabilität der beim Pflanzenbau verwendeten Sorten und Flächen zurückzuführen, entscheidender dürften jedoch die unterschiedliche Silagequalität und der Probenahmefehler sein. Größere Streuungen kommen dadurch zustande, dass der durch unzureichende Verdichtung verursachte Energieverlust mit zunehmender Lagerdauer höher wird.

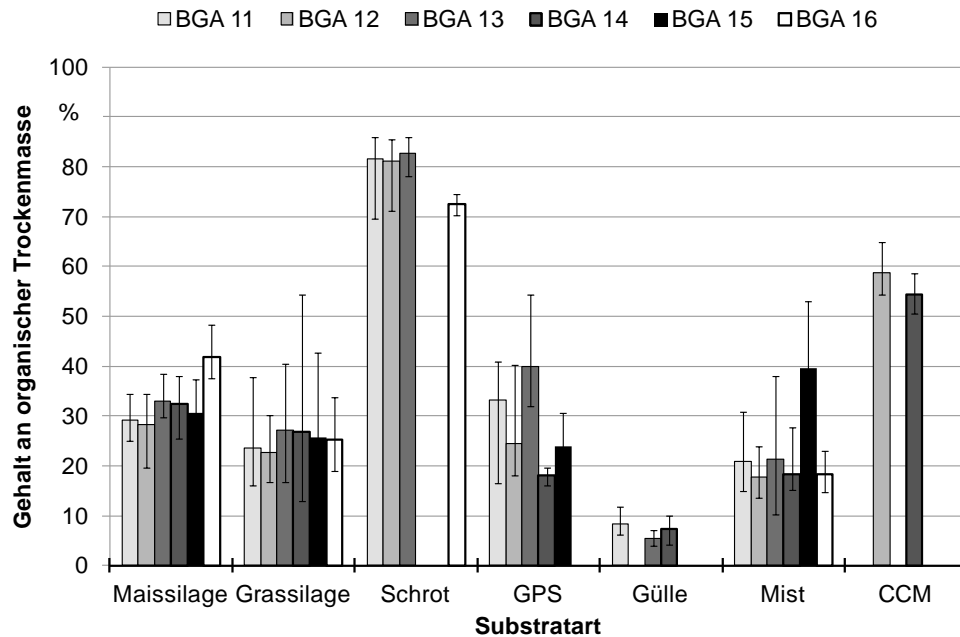


Abb. 19: Organischer Trockenmassegehalt der wichtigsten Einsatzstoffe (Mittelwert und Streuung der in etwa monatlich gezogenen Proben)

5.1.2 Hydraulische Verweilzeit und Restmethanpotential

Neben dem vorhandenen Gärraumvolumen ist der Wassergehalt der Einsatzstoffe entscheidend für die hydraulische Verweilzeit im gesamten System. Diese lag bei den Pilotbetrieben im Mittel zwischen 63 und 196 Tagen (Abb. 20). Dabei wiesen drei von sechs Betrieben mehr als 150 Tage auf (Betrieb 12, 13 und 16), der derzeit gültigen Richtwert zur Minimierung der Methanemissionen aus dem Gärrestlager (VDI, 2010). Betrieb 11, mit nur 81 Tagen eher im unteren Bereich, verfügt über ein abgedecktes Gärrestlager, dessen Fassungsvermögen den Gesamtgärraum um das 1,4 fache übersteigt. Überrascht hat das Ergebnis von Betrieb 13, der trotz eines Gülleanteils von nahezu 50% die höchste Gesamtverweilzeit aufwies. Dies wurde dadurch verursacht, dass die baulichen Komponenten der mit einem 100 kW_{el} BHKW ausgestatteten Anlage für die doppelte Leistung ausgelegt wurden, weshalb die zugeführten Substratmengen länger im System verbleiben konnten, als es erforderlich war. In Betrieb 14 wurden 150 Tage deutlich unterschritten, was durch den Gülleanteil von mehr als 80% verursacht wurde. Hier spielt das Emissionspotential eine untergeordnete Rolle. Die kürzeste ermittelte hydraulische Verweilzeit wies das Hochleistungskonzept von Pilotbetrieb 15 auf (einstufig, vollaufgemischt und eingeschränkter Gärraum). Auf diesem Betrieb dürfte das größte Potential für unerwünschte Methanemissionen aus den offenen Gärrestlagern vorliegen. Im Mittel wurde für diesen Betrieb ein Restmethanpotential von 12,4 m_N³ CH₄•t⁻¹ Gärrest ermittelt (bei 38 °C). Die übrigen Betriebe lagen mit Werten von 4,5 bis 7,5 m_N³ CH₄•t⁻¹ Gärrest weit darunter. Die Betriebe mit den höchsten Gülleanteilen erreichten bezüglich der Restmethanpotentiale die besten Ergebnisse (Abb. 20).

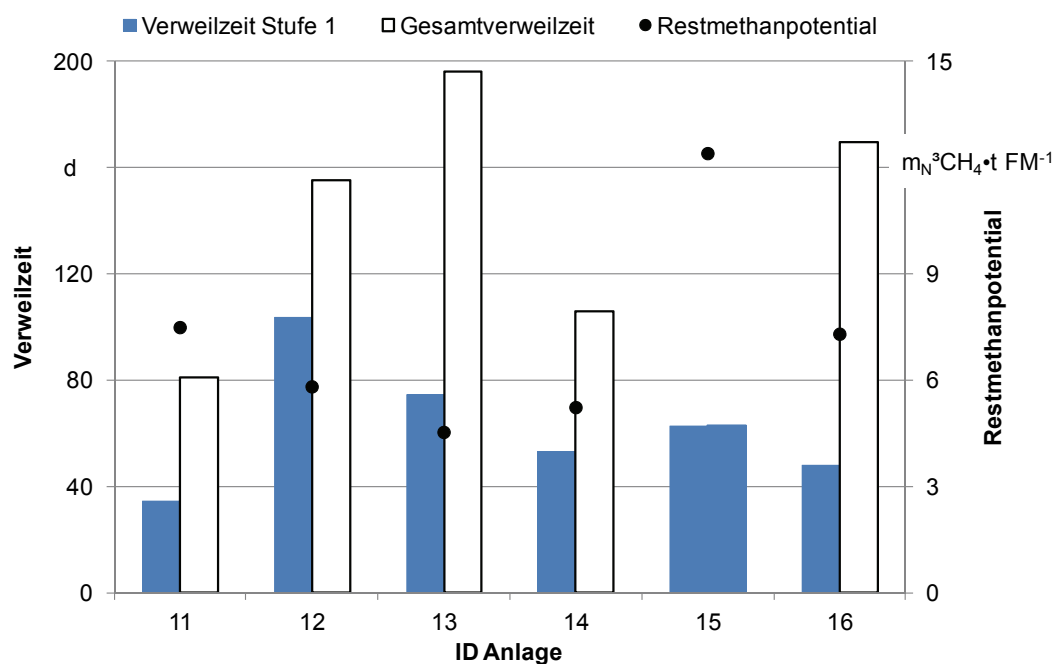


Abb. 20: Hydraulische Verweilzeiten der Pilotanlagen, jeweils für die erste Stufe und den gesamten Gärraum (Mittelwerte) sowie Restmethanpotential der Gärrückstände (Mittelwerte aus zwei Bestimmungen bei 38 °C)

Die Restmethanpotentiale der einzelnen Betriebe wurden aufgrund versuchstechnischer Aspekte jeweils in den Wintermonaten 2010 und 2011 bestimmt. Zur Bestimmung des Energiepotentials wurde bei 38 °C, zur Bestimmung des Emissionspotentials bei 20 °C vergoren. Die Verweildauer betrug in beiden Fällen 60 Tage. In Tab. 7 sind alle ermittelten Ergebnisse dargestellt. Im Mittel aller Betriebe wurde bei einer Vergärungstemperatur von 38 °C ein Potential von 7,1 m_N³ CH₄ · t⁻¹ Gärrest festgestellt. In allen Fällen unterscheiden sich die Ergebnisse aus 2010 von denen aus 2011 und in allen Fällen waren besondere Vorkommnisse an den Anlagen zu vermelden.

Bei den Betrieben 11 und 13 wurde die Anlagenleistung erhöht, in Betrieb 14 wurde der Auslastungsgrad durch Futteroptimierung gesteigert und bei Anlage 15 lagen biologisch bedingte Prozessstörungen vor, die bis zum Ende der Untersuchung noch nicht vollständig beseitigt werden konnten. In diesen vier Fällen war eine Verschlechterung der Ergebnisse festzustellen. Bemerkenswert ist die Reduzierung des Restmethanpotentials für Betrieb 16 um nahezu 60%. Diese starke Verbesserung dürfte durch die Inbetriebnahme eines Nachgärbehälters bewirkt worden sein. Ebenfalls positiv fällt die Entwicklung von Pilotbetrieb 12 auf, auf dem das Restmethanpotential um mehr als 20% reduziert werden konnte. Hier wurde die Steigerung der installierten elektrischen Leistung (um 17%) an die Installation einer Zerkleinerungseinheit (Drehkolbenpumpe mit Schneideinrichtung) gekoppelt. Im Schnitt betragen die bei 20 °C ermittelten Werte 2,2 m_N³ CH₄ · t⁻¹ Gärrest und lagen damit um ca. 30% niedriger als die Werte aus dem warmen Test. Bezogen auf die durch das Ausgangsmaterial erzielten Methanausbeuten betrug das Potential der warmen Variante durchschnittlich 8,3%, das der kalten Variante 2,4%. Die 1,5%-Marke, unterhalb derer nach VDI (2010) aufgrund vernachlässigbarer Methanemissionen keine Abdeckung der Gärrestlager erforderlich ist, wurde von drei Betrieben unterschritten (Tab. 7).

Tab. 7: Ergebnisse zweier Untersuchungen zur Bestimmung der Restmethanpotentiale aller untersuchten Betriebe

Anlagen ID		11	12	13	14	15	16
$m_N^3 \cdot t^{-1}$ FM bei 38 °C	2010	6,9	6,6	4,0	4,0	11,0	10,4
	2011	8,1	5,1	5,0	6,5	13,8	4,2
$m_N^3 \cdot t^{-1}$ FM bei 20 °C	2010	1,1	1,1	0,5	1,1	5,0	4,1
	2011	0,9	1,5	1,1	2,2	5,7	2,0
Anteil in % des Ausgangsmaterials (38 °C)	2010	8,5	4,6	5,8	9,0	11,5	–
	2011	10,2	3,2	5,5	14,7	13,8	4,2
Anteil in % des Ausgangsmaterials (20 °C)	2010	1,4	0,9	0,9	2,4	5,3	–
	2011	1,2	0,9	1,1	4,9	5,7	2,0

5.1.3 Raumbelastung und Gärtemperatur

Mit Werten von 2,3 bis 5,8 kg oTM•(m³ AV•d)⁻¹ wiesen die Ergebnisse zur organischen Raumbelastung der ersten Prozessstufe eine weite Streuung auf (Abb. 21). Aber auch die Gesamtsysteme waren recht unterschiedlich stark belastet (von 1,1 bis 4,8 kg oTM•(m³ AV•d)⁻¹). Im Durchschnitt wurde die erste Stufe mit 4,0 und das Gesamtsystem mit 2,2 kg oTM (m³ AV•d)⁻¹ belastet.

In den am höchsten belasteten Anlagen (Betrieb 11 und 15) kam es zu Problemen mit der Gärbiologie, erkennbar an typischen Prozessindikatoren in Proben aus den Gärgemischen (Abb. 23, Abb. 24 und Abb. 25). Allerdings wurde festgestellt, dass die Störungen erst auftraten, nachdem es durch einen äußeren Einfluss zu einer Unterbrechung des gleichmäßigen Betriebs gekommen war (PB 11: Temperaturreduzierung, PB 15: Havarie) und für die Wiederherstellung stabiler Verhältnisse z. T. erhebliche zeitliche Verzögerungen in Kauf genommen werden mussten. Die hoch belastete erste Stufe von Pilotbetrieb 16 hingegen verursachte keine Probleme. Auffällig ist in diesem Zusammenhang, dass der Betrieb über einen liegenden ersten Fermenter verfügte und die zweitniedrigste Gesamtraumbelastung aufwies. Von den Betrieben mit weniger hoch belasteten Gärbehältern wurden nur bei Anlage 13 Probleme festgestellt, nachdem nach der Erweiterung der installierten elektrischen Leistung versucht wurde, die Substratzufuhr anzupassen. Die Ursachen hierfür werden in Kapitel 5.2.3 näher erläutert.

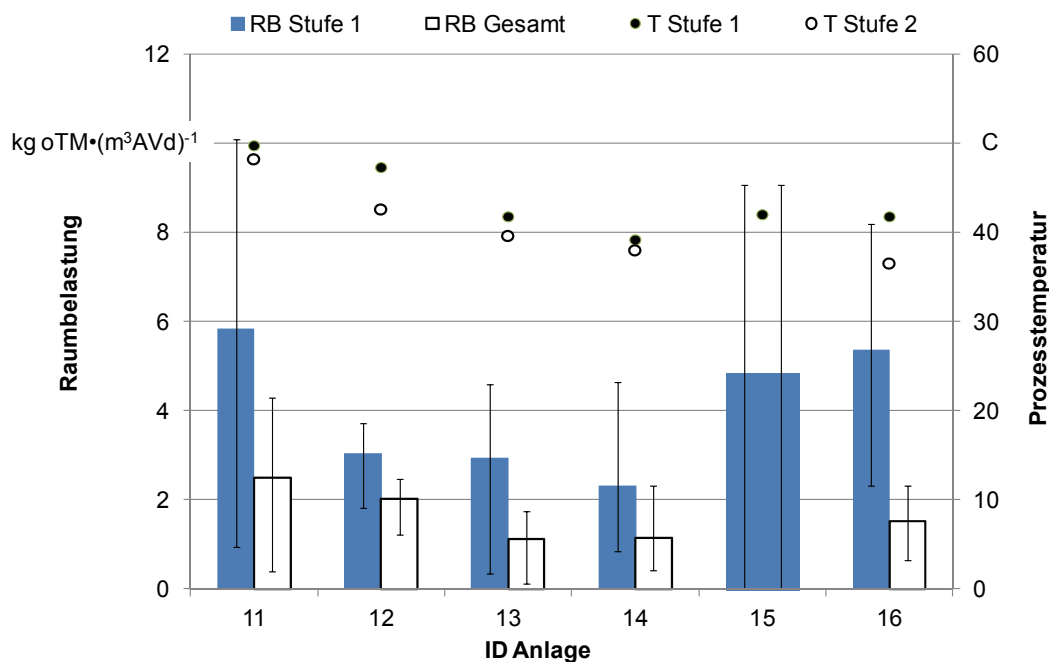


Abb. 21: Raumbelastung (Mittelwert und Spannweite der Tageswerte) der Pilotanlagen jeweils für die erste Stufe und den gesamten Gärraum

5.1.4 Chemische Prozessindikatoren

Als erste chemische Prozessindikatoren sind in Abb. 22 die mittleren Gehalte an Trockenmasse und organischer Trockenmasse der Gärgemische aus den verschiedenen Gärbehältern der Pilotbetriebe dargestellt. Diese liefern einen Hinweis auf den Abbaugrad und beeinflussen die Durchmischung der Gärbehälter. Die Ergebnisse früherer Untersuchungen haben gezeigt, dass in Rührkesselfermentern bei einem TM-Gehalt bis 8% keine Probleme mit der Durchmischung und der Temperaturverteilung zu erwarten sind (EFFENBERGER *et al.*, 2010; FNR, 2009).

Dabei fehlen jedoch Erfahrungen mit Anlagen, die einen hohen Grasanteil in der Substratmischung vergären. Hier liegen die resultierenden TM-Gehalte in den Gärgemischen auf Grund des höheren Lignocellulosegehaltes generell höher. Bei Anlage 15 und 16 kommt hinzu, dass hier keine Gülle eingesetzt wird (Abb. 22). Deutlich wird dies im Vergleich mit den Betrieben 11, 13 und 14, die einen hohen Gülleanteil an den Einsatzstoffen aufweisen. Gleichzeitig ist der spezifische Strombedarf für Rührwerke und Einbringung auf diesen Anlagen auch deutlich geringer als auf den Gras betonten Anlagen (vgl. Tab. 15 und Tab. 16).

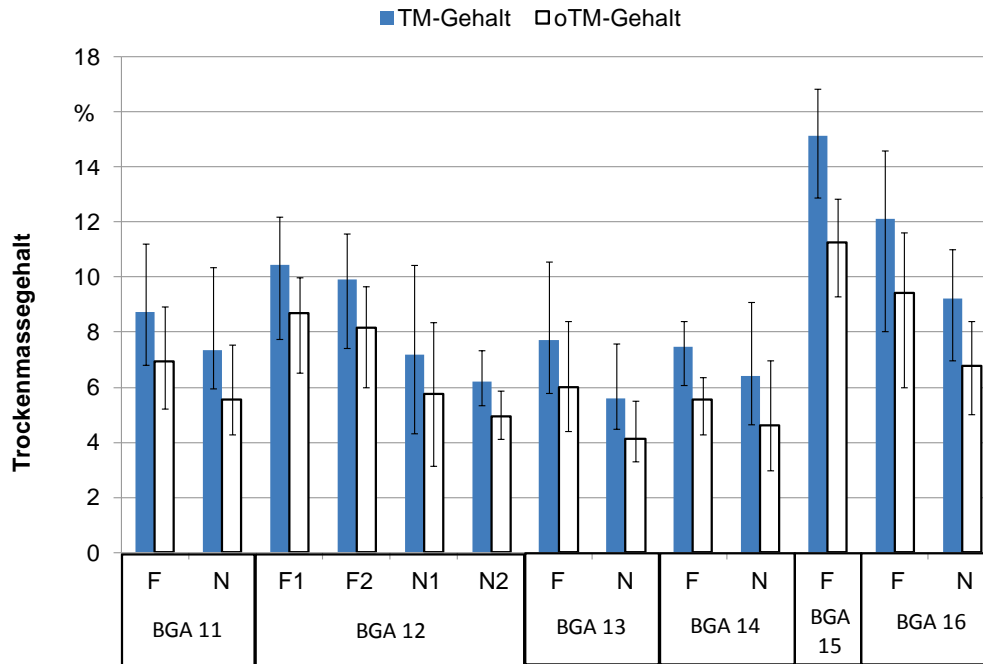


Abb. 22: TM- und oTM-Gehalte des Gärsubstrats in den Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Spannweite)

Der Gehalt an kurzkettigen (flüchtigen) Fettsäuren (FFS) im Gärgemisch ist ein wichtiger Prozessindikator, da er auf Störungen des Fließgleichgewichts in der Abbaukette hinweist. Werden in den Gärbehältern FFS-Gehalte von mehr als $4.000 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$ gemessen, sind Ertragseinbußen durch eine Destabilisierung des Gärprozesses zunehmend wahrscheinlich (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008). Ausgenommen hiervon sind Hydrolyse-/Versäuerungsstufen, bei denen die Produktion und Anreicherung von Fettsäuren das Ziel darstellen.

In Abb. 23 sind die Gesamtgehalte an FFS sowie der Essigsäure in Proben aus den verschiedenen Gärbehältern dargestellt. Außerdem ist der Schwankungsbereich jeweils über den gesamten Beobachtungszeitraum angezeigt. Alle Anlagen überschritten im Mittel der Untersuchungen im Beobachtungszeitraum die Grenze von $4.000 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$ FFS nicht. Die temporäre Anreicherung der Säuren in Stufe 1 hatte keinerlei negative Auswirkungen auf den Säuregehalt in den nachgeschalteten Stufen. Bei Anlage 11 kam es durch Sinkschichtbildung zu einer kontinuierlichen Abnahme des ohnehin begrenzten Gärraums. Die daraus resultierende notwendige Entleerung und Wiederbefüllung, sowie die gleichzeitig durchgeführte Reduzierung der Vergärungstemperatur in den mesophilen Bereich führte zu Überlastungserscheinungen was sich in einer Anreicherung der Säuren zeigte. Die hohe Schwankungsbreite der Säuren bei Anlage 15 resultierte aus technischen Problemen nach einem Stromausfall im Oktober 2010. Grundsätzlich wurden Beeinträchtigungen des stabilen Betriebs sowohl beim Einsatz von hohen Wirtschaftsdüngeranteilen als auch bei nahezu reiner Energiepflanzenverwertung festgestellt.

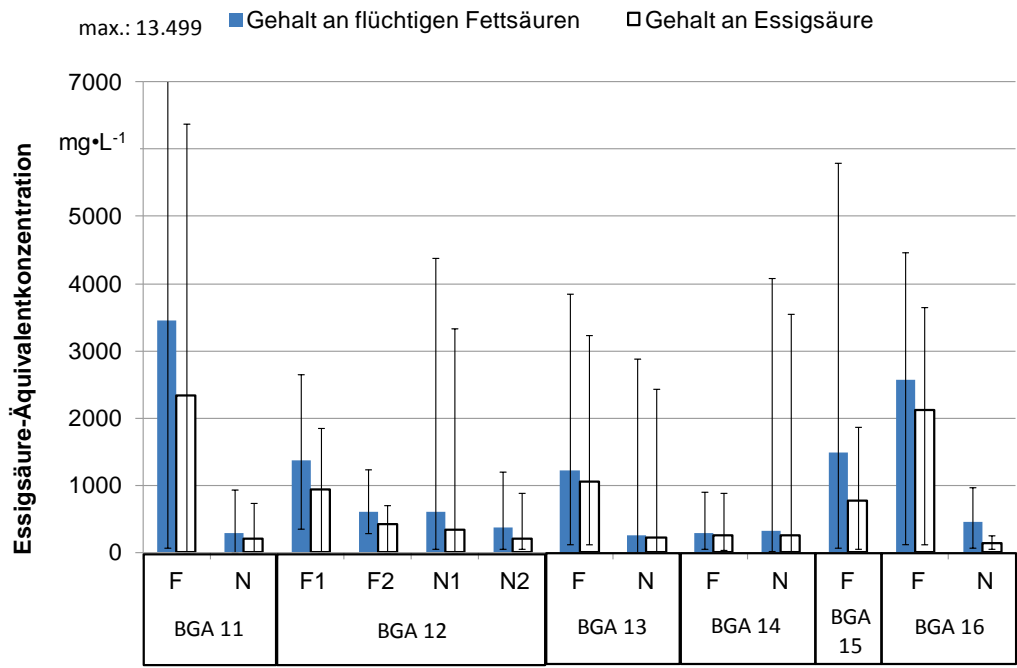


Abb. 23: Gehalt an flüchtigen Fettsäuren und Essigsäure in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)

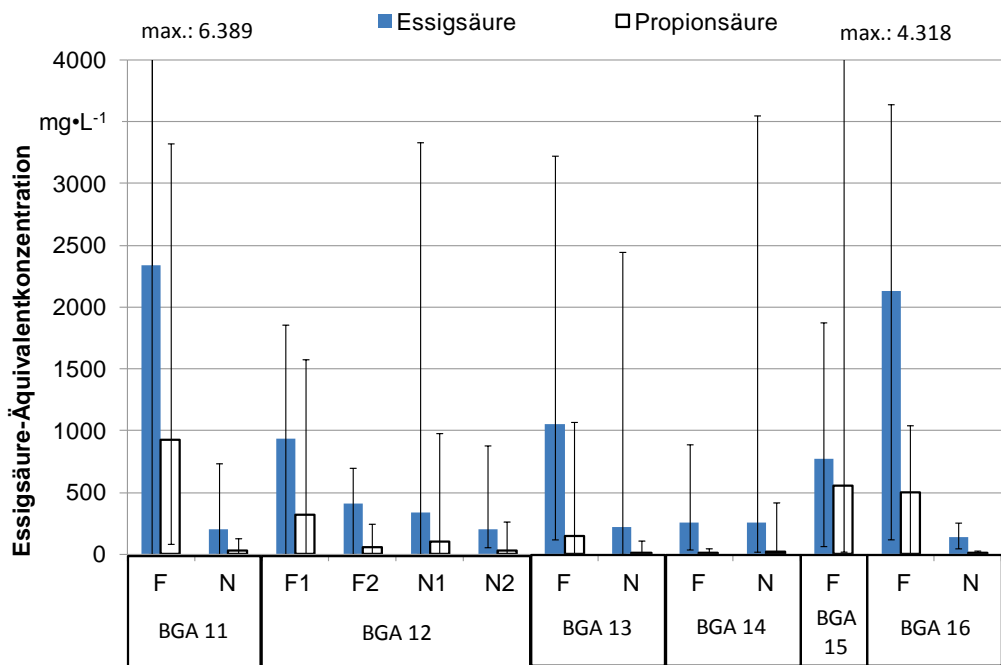


Abb. 24: Essigsäure- und Propionsäuregehalt in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streuung der monatlich gezogenen Proben)

Als weitere Indikatoren für einen stabilen Gärprozess werden die folgenden Schwellenwerte vorgeschlagen (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008): Verhältnis von Essigsäure zu Propionsäure von mindestens 2:1; Essigsäurekonzentration maximal $3.000 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$; Propionsäurekonzentration maximal $1.000 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$. Bei Betrachtung der Mittelwerte sind mit Ausnahme der Schwankungsbreiten von Anlage PB 11 und 15 bezüglich dieser Prozessindikatoren keine Auffälligkeiten zu erkennen (Abb. 24). Die Ursachen für die kurzzeitig hohen Säurewerte bei den beiden genannten Anlagen wurden bereits erläutert.

Andererseits hat sich herausgestellt, dass eine Überschreitung der oben genannten Schwellenwerte in der Praxis nicht zwangsläufig eine Prozessstörung anzeigt. Der Anlagenbetreiber sollte daher aus der sorgfältigen Beobachtung lernen, welche Konzentrationsbereiche für seine Anlage kritisch sind. Dies macht ein rechtzeitiges Handeln bei erkennbarer Veränderung der Parameter möglich.

Iso-Buttersäure wird in der Literatur als frühzeitig ansprechender Indikator für eine Destabilisierung des Gärprozesses beschrieben und sollte im Regelbetrieb nicht nachweisbar sein (i.d.R. $< 50 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$) (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008). Wie schon bei den vorgenannten Prozessindikatoren stechen hier aus bekannten Gründen die Werte im Hauptgärbehälter der Anlage 11 heraus (Abb. 25).

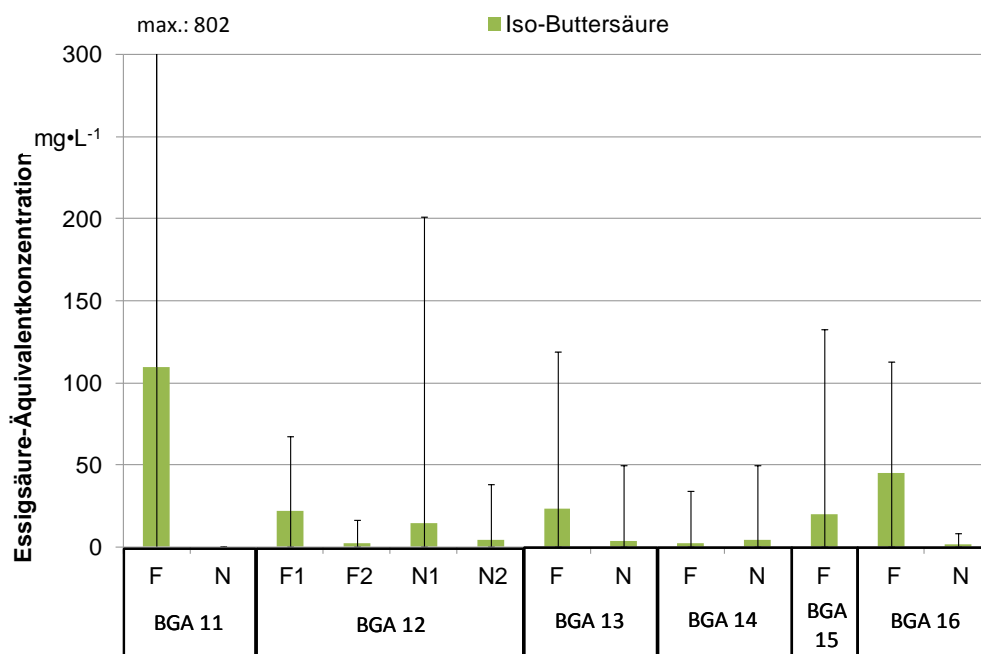


Abb. 25: Iso-Buttersäuregehalte in den Gärsubstraten der unterschiedlichen Gärbehälter der Pilotanlagen (Mittelwert und Streuung der monatlich gezogenen Proben)

Der FOS/TAC-Wert beschreibt das Verhältnis der flüchtigen organischen Säuren zur Pufferkapazität. Er ist in seinem Absolutwert als Vergleichsparameter zwischen Anlagen nur bedingt geeignet, bei konsequenter, fortlaufender Beobachtung jedoch ein zuverlässiger und anlagenindividueller Prozessindikator. Als Richtwert sollte der FOS/TAC nicht größer als 0,5 bis max. 0,8 sein (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008).

Die in Abb. 27 dargestellten Werte der Betriebe liegen im Mittel mit Ausnahme von Anlage 11 unterhalb der kritischen Grenze für den FOS/TAC. Der FOS/TAC war mit anderen Prozessindikatoren positiv korreliert (siehe Abb. 23 bis Abb. 25). Beispielhaft sind

hier die Analysenergebnisse von PB 11 dargestellt, wo bei erhöhten Fettsäurewerten in den Fermenterproben (und z. T. auch problematische Gehalte an Iso-Buttersäure) stets auch entsprechend hohe FOS/TAC-Werte festgestellt wurden (Abb. 26). Nur bei PB 15, bei der sich die Verhältnisse der Einzelfettsäuren ungünstig darstellten, wies der FOS/TAC-Wert auf keine Instabilität hin. Dies deckt sich mit Erfahrungswerten, wonach das Verhalten des FOS/TAC-Wertes in Anlagen mit überwiegend Graseinsatz verändert ist.

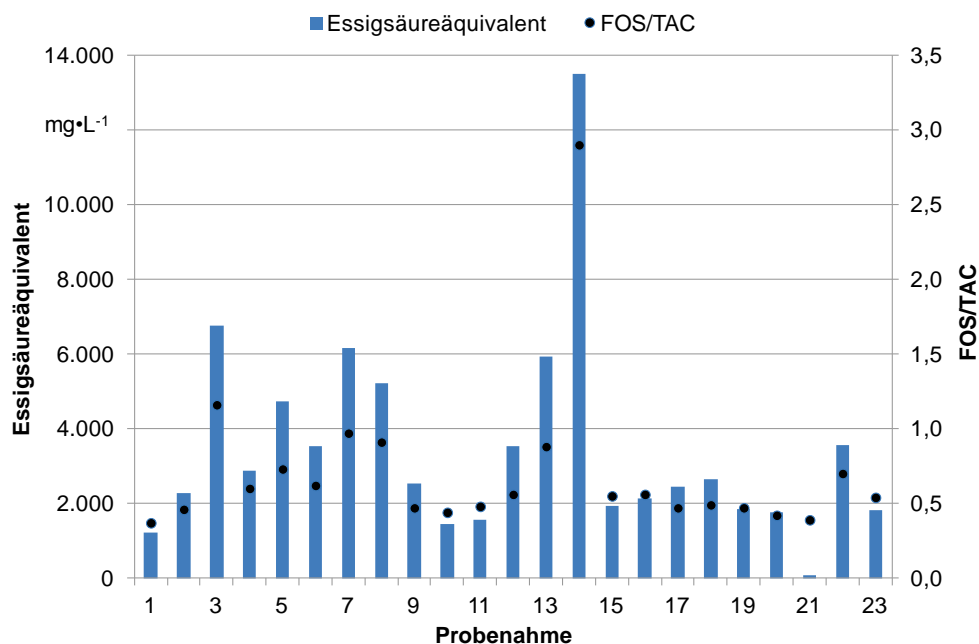


Abb. 26: Essigsäureäquivalente und FOS/TAC-Werte der Fermenterproben von PB 11

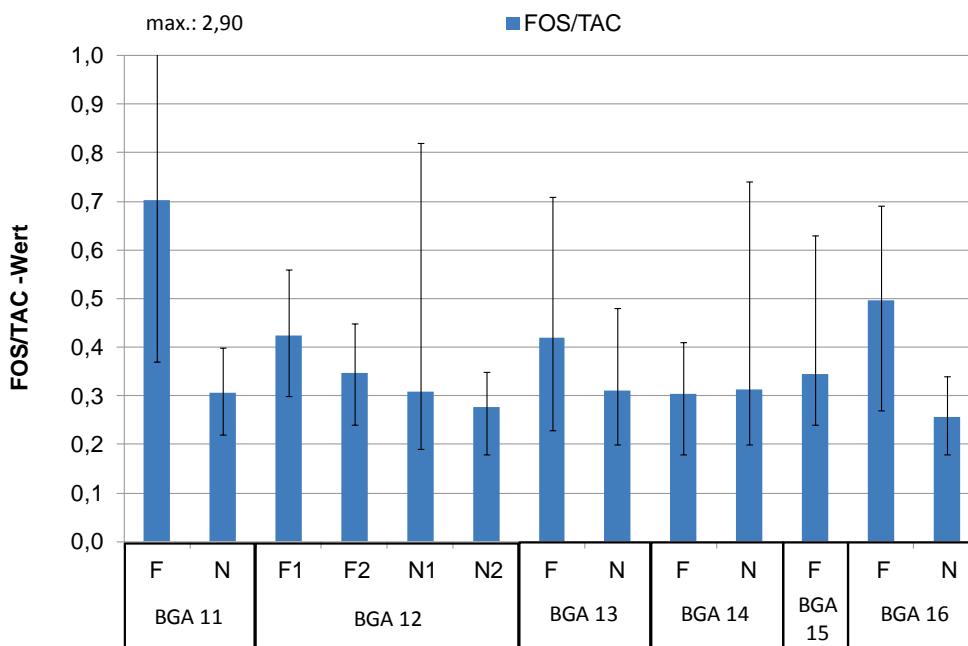


Abb. 27: FOS/TAC-Werte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)

Die in Proben aus den Gärbehältern der Betriebe gemessenen pH-Werte sind in Abb. 28 dargestellt. Diese zeigten im Verlauf der Beobachtung keinerlei Auffälligkeiten. Im Mittel wiesen die Nachgärbehälter einen um 0,1 Punkte höheren pH auf als die Hauptgärbehälter. Anlagen mit viel Wirtschaftsdüngereinsatz in der Substratmischung hatten um 0,3 Punkte niedrigere pH-Werte als Anlagen mit hohem Energiepflanzenanteil. Bei Biogasanlagen mit hohem Grasanteil und Hähnchenmist ist zu beobachten, dass der pH-Wert im Gärsubstrat mit der ammoniakalischen Stickstoffkonzentration ($\text{NH}_4^+\text{-N}$) positiv korreliert ist (EFFENBERGER *et al.*, 2010) (vgl. Abb. 29).

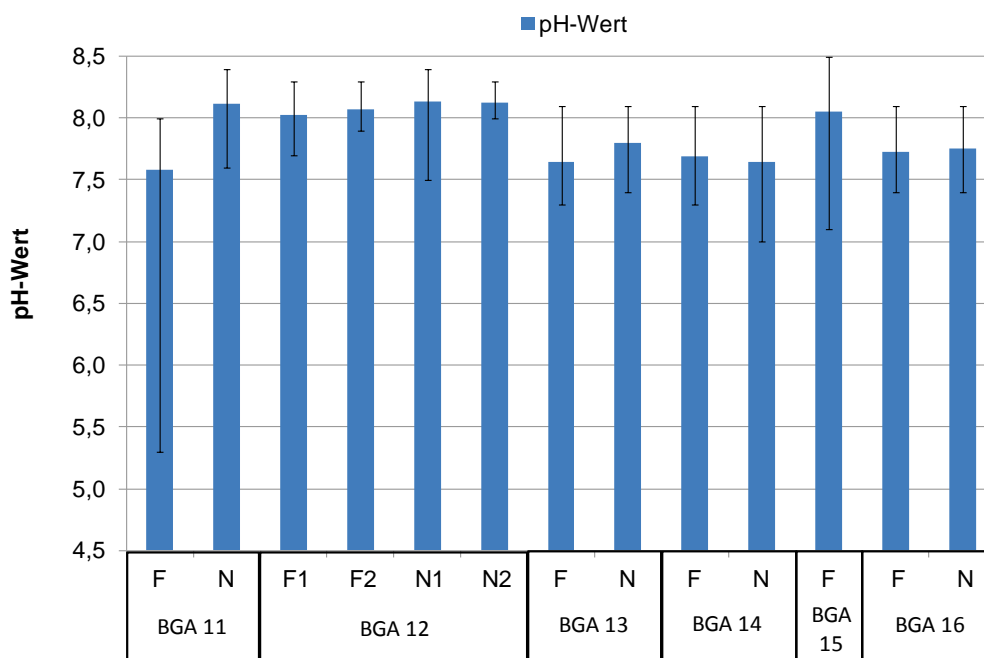


Abb. 28: Im Labor ermittelte pH-Werte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwert und Streubreite der monatlich gezogenen Proben)

Erhöhte $\text{NH}_4^+\text{-N}$ -Konzentrationen im Gärgemisch werden häufig mit einer hemmenden Wirkung auf den Gärprozess in Verbindung gebracht. Die Hemmung wird dabei vom Ammoniak (NH_3) verursacht, wobei die Konzentrationsverteilung zwischen Ammonium und Ammoniak von der Temperatur und dem pH-Wert abhängt. Das $\text{NH}_4^+\text{-N}$ -Niveau wird dabei von den Ausgangsstoffen bestimmt.

In Abb. 30 sind die Betriebe, die eiweißreiche Einsatzstoffe verwerteten (PB 12 und 15), deutlich an den hohen $\text{NH}_4^+\text{-N}$ -Konzentrationen zu erkennen. Nur in diesen beiden Fällen wurde der empfohlene Richtwert von $3.000 \text{ mg}\cdot\text{l}^{-1}$ überschritten (EFFENBERGER & LEBUHN, 2008). In Anlage 15 wären auf Grund der gemessenen $\text{NH}_4^+\text{-N}$ -Konzentrationen und des hohen pH-Wertes im Gärgemisch negative Auswirkungen auf die Gasproduktion zu erwarten. Dass diese nicht erkennbar waren, könnte auf eine Adaption der Gärbiologie an erhöhte $\text{NH}_4^+\text{-N}$ -Werte hindeuten. Bei Anlage 16 die ebenfalls einen hohen Kleigrasanteil in der Substratmischung aufweist, konnten keine im Vergleich erhöhten $\text{NH}_4^+\text{-N}$ -Konzentrationen gemessen werden.

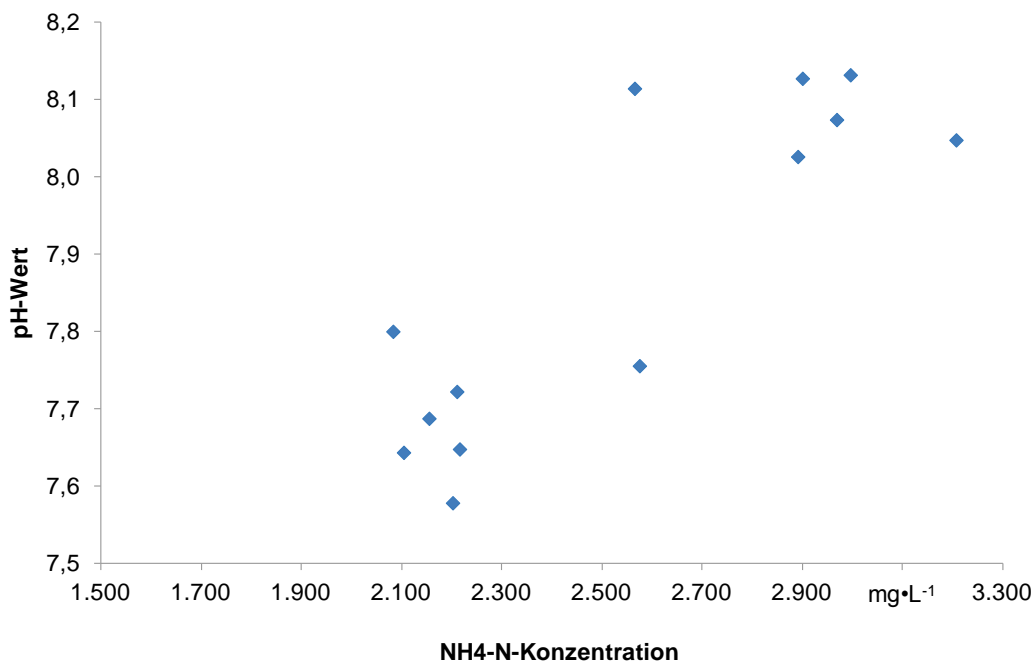


Abb. 29: *pH*-Werte und NH_4^+ -*N*-Gehalte der Gärsubstrate in den unterschiedlichen Gärbehältern der Pilotanlagen (Mittelwerte)

Der Anteil des Ammonium-Stickstoffs am Gesamtstickstoff schwankt bei fünf der sechs untersuchten Anlagen zwischen 45% und 60% (Abb. 30). Bei den Anlagen mit höherem Ammoniumanteil ist das Risiko einer Prozesshemmung durch steigende Ammoniak-Konzentrationen erhöht. Was die Düngewirkung des Gärrestes angeht, ist bei höheren Anteilen an schnell verfügbarem Ammoniumstickstoff sowie niedrigeren C/N-Verhältnissen auch ein kurzfristiger Vorteil in der N-Aufnahme und somit eine verbesserte Wirkung gegeben (FOUDA *et al.*, 2011). Der zugeführte Ammoniumstickstoff kommt demnach besser zur Wirkung, das ist zurückzuführen auf eine geringere Immobilisation im Boden (GUTSER *et al.*, 2010). Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass es nach der Ausbringung auch zu erhöhten Lachgasemissionen kommen kann.

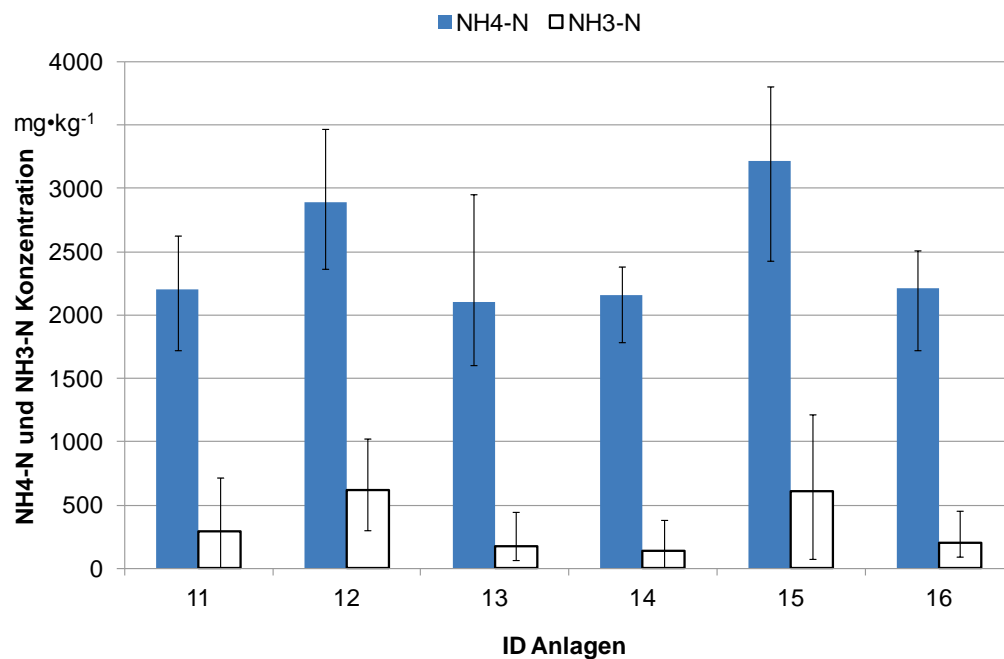


Abb. 30: Ammoniakalische Stickstoffkonzentration (Mittelwerte und Streubreite) in Proben aus den Behältern der ersten Vergärungsstufe

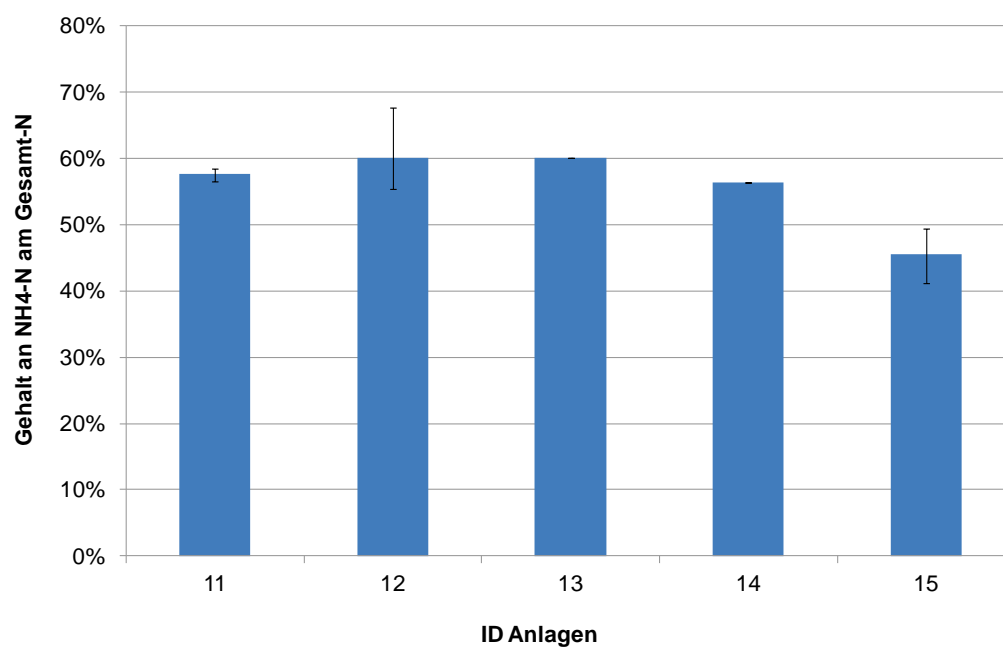


Abb. 31: Gehalt an Ammonium-Stickstoffkonzentration (Mittelwerte und Streubreite) am Gesamtstickstoff in Proben aus den Behältern der ersten Vergärungsstufe

5.1.5 Gasproduktion

Abb. 32 zeigt die frisch- und trockenmassebezogenen Methanausbeuten der einzelnen Betriebe. Im Mittel wurden auf den Pilotbetrieben pro t eingetragenen Frischmaterials $77 \text{ m}^3_{\text{N}}$ und pro Tonne organischer Substanz $340 \text{ m}^3_{\text{N}}$ Methan produziert. Diese im Vergleich zu den Ergebnissen aus Untersuchungen an früheren Pilotbetrieben niedrigeren Werte wurden hauptsächlich dadurch verursacht, dass aufgrund des Güllebonus nach EEG 2009 erheblich größere Anteile an Gülle eingesetzt wurden ([EFFENBERGER et al., 2010](#); [BACHMAIER et al., 2011](#)). Zum Tragen kommt hier außerdem der Umstand, dass zwei von drei Betrieben, die keine Gülle einsetzten, vorwiegend (betriebsfremde) Kleegrassilage verwerteten, bei der die Gasausbeute in Abhängigkeit des Schnitzeitpunkts erheblichen Schwankungen unterworfen ist und selten das Niveau von Maissilage erreicht.

Die höchsten Gasausbeuten wurden auf Betrieb 12 erreicht, dessen Schwerpunkt auf dem Einsatz von leicht vergärbaren Substraten mit hoher Energiedichte lag (Abb. 18). Die niedrigsten Erträge wurden aus dem einstufigen Verfahren von PB 14 beobachtet. Dies ist der Betrieb, der die höchsten Fermenter-TM-Gehalte, Restgaspotentiale und z. T. erhebliche Säurekonzentrationen aufwies (Abb. 23, Abb. 24 und Tab. 7). Überraschend ist die große Übereinstimmung der übrigen Betriebe bezüglich der trockenmassebezogenen Gasausbeuten. Mit Werten zwischen 320 und $340 \text{ m}^3_{\text{N}} \text{ CH}_4 \cdot \text{t}^{-1}$ variieren die Gasausbeuten trotz der unterschiedlichen Einsatzstoffe nur in geringem Maße (Abb. 18 und Abb. 32)

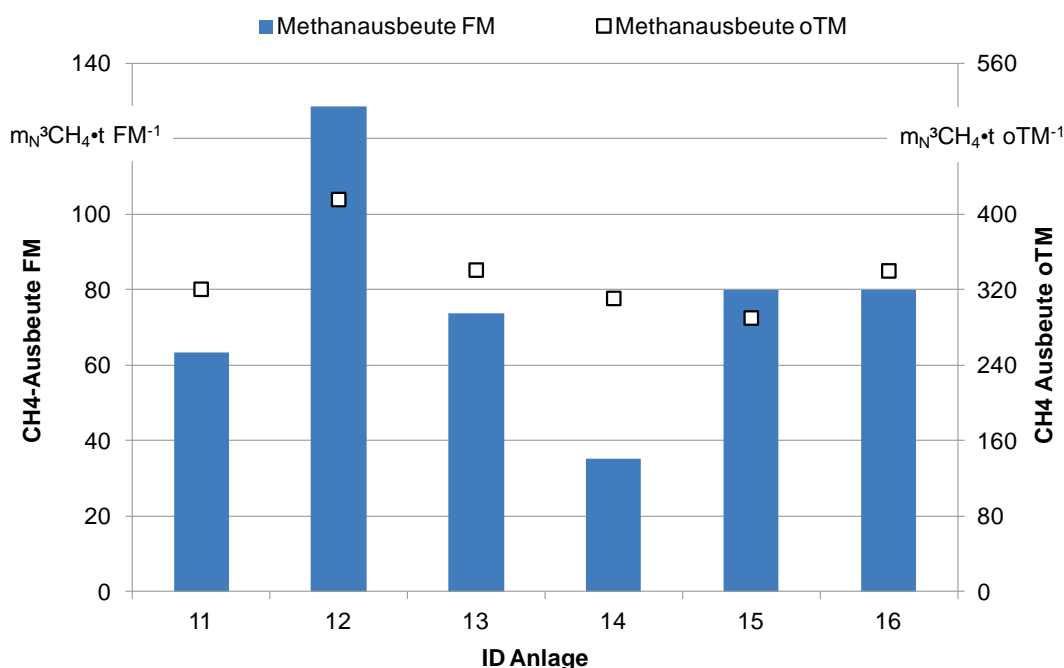


Abb. 32: Mittlere Methanausbeuten in den Pilotanlagen, jeweils bezogen auf die eingetragene Frischmasse und die eingetragene organische Trockenmasse

In Tab. 8 sind die gesamten gemittelten Ergebnisse der Gasausbeuten der verschiedenen Betriebe dargestellt. Darüber hinaus wurden die theoretischen Gaserträge der Ausgangsmaterialien mit Hilfe der Werte aus der Weender-Analyse und dem Futterwertmodell berechnet und den gemessenen Gasausbeuten gegenübergestellt. Wie bei den bereits vorangegangenen Untersuchungen an früheren Pilotbetrieben (EFFENBERGER *et al.*, 2010; BACHMAIER *et al.*, 2011) zeigt sich auch hier, dass die Gasausbeuten durch die Berechnung nach Futterwertmodell unterschätzt werden. Einzige Ausnahme bildet PB 15, wo aufgrund der oben beschriebenen gärobiologischen Verhältnisse von einem nicht optimalen Abbau ausgegangen werden muss.

Tab. 8: Für die Pilotanlagen ermittelte Biogas- und Methanausbeuten (Mittelwerte) im Vergleich zu rechnerischen Werten nach Futterwertmodell

Anlagen ID		11	12	13	14	15	16
Biogasausbeute	$m_N^3 \cdot t^{-1}$ FM	124	250	147	70	155	152
	$l_N \cdot kg$ oTM ⁻¹	627	806	679	618	563	649
Methanausbeute	$m_N^3 \cdot t^{-1}$ FM	63	129	74	38	80	80
	$l_N \cdot kg$ oTM ⁻¹	320	415	341	332	290	340
Relative Methanausbeute	%	111	134	121	123	92,8	114

In Tab. 9 sind die berechneten Abbaugrade der zugegebenen Frischmasse und der oTM unter Berücksichtigung der Wassereinbindung in das Biogas dargestellt. Im Durchschnitt verursachte die Vergärung einen Massenverlust von rund 20% der eingetragenen Frischmasse. Der Abbaugrad für die organische Substanz schwankte zwischen 62% und 89% und betrug im Mittel der sechs Anlagen 72%.

Tab. 9: Berechneter Masse und oTM-Abbau der Einsatzstoffe in den Pilotanlagen (%)

Anlagen ID	11	12	13	14	15	16
Frischmasseabbau	16,4	33,0	19,6	9,0	20,5	20,0
Abbau der oTM	69,8	89,5	76,3	62,5	62,4	71,4

Die Methanproduktivität drückt aus, wie effektiv der zur Verfügung stehende Gärraum einer Biogasanlage genutzt wird. Die Produktivität wird durch den vorhandenen Gärraum, die Geometrie der Behälter, die Energiedichte und Abbaubarkeit der Einsatzstoffe sowie den erzielten Abbaugrad beeinflusst. Im Mittel betrug die Methanproduktivität in den Pilotbetrieben 0,7 m³_N pro m³ Arbeitsvolumen (nutzbarer Gärraum). Aufgrund des Hochleistungscharakters von PB 15 wurde hier trotz der festgestellten Probleme die höchste Produktivität ermittelt. Aufgrund der Überdimensionierung des Gärraums von PB 13 in der ersten Hälfte der Untersuchung lag hier die niedrigste Produktivität vor.

Tab. 10: Für die Pilotbetriebe ermittelte Methanproduktivitäten (Mittelwerte)

Anlagen ID	11	12	13	14	15	16	
Methanproduktivität	$m_N^3 \cdot (m^3 \cdot d)^{-1}$	0,80	0,84	0,38	0,35	1,4	0,5

5.1.6 Gasqualität

Im Durchschnitt aller Betriebe betrug der im Biogas gemessene Methangehalt 51,7%. Auffällig ist der hohe Wert von Betrieb 14, der durch den hohen Gülleanteil von mehr als 80% verursacht worden sein dürfte. Die Ursache für den trotz des hohen Gülleanteils niedrigen Methangehalt von 48% im Biogas aus PB 13 konnte aus den vorliegenden Daten nicht geklärt werden (Tab. 11).

Tab. 11: Gemessene Methangehalte im Biogas der Pilotbetriebe (Mittelwert und Minimal-/Maximalwert, Vol.-%)

Anlagen ID	11	12	13	14	15	16
Mittelwert	51,1	51,5	50,2	53,6	51,5	52,4
Minimum	39,6	39,8	40,5	40,0	44,2	45,6
Maximum	63,4	56,6	56,5	57,4	63,3	55,5

Der Schwefelwasserstoffgehalt im Brenngas aller Pilotbetriebe betrug im Mittel 80 ppm. Allerdings wurden über den gesamten Beobachtungszeitraum hinweg zwischenzeitlich sehr hohe Einzelwerte ermittelt. Maximalwerte an PB 11 und 14 dürften auf eine streckenweise ausgefallene Anlage zur Lufteinblasung zurückzuführen sein, mit deren Hilfe der Schwefelwasserstoffgehalt reguliert wird (Tab. 12).

Tab. 12: Im Brenngas der Pilotanlagen gemessene Schwefelwasserstoffgehalte (Mittelwert und Minimal-/Maximalwert, ppm)

Anlagen ID	11	12	13	14	15	16
Mittelwert	111	63	113	89	68	35
Minimum	0	0	0	4	0	0
Maximum	2.500	430	967	1.120	728	880

5.1.7 Elektrische Leistung

Durch Erweiterungsmaßnahmen wurde während des Untersuchungszeitraums die installierte elektrische Leistung an drei von sechs Pilotbetrieben erhöht (PB 11, 12 und 13). Die durchschnittliche elektrische Arbeitsausnutzung lag mit Ausnahme von PB 15 bei über 90%. Im Durchschnitt wurde bei den neuen Pilotbetrieben eine elektrische Arbeitsausnutzung von 93% erreicht. Verglichen mit den Ergebnissen aus früheren Untersuchungen der LfL war die Auslastung der BHKW damit deutlich höher ([EFFENBERGER et al., 2010](#); [BACHMAIER et al., 2011](#)).

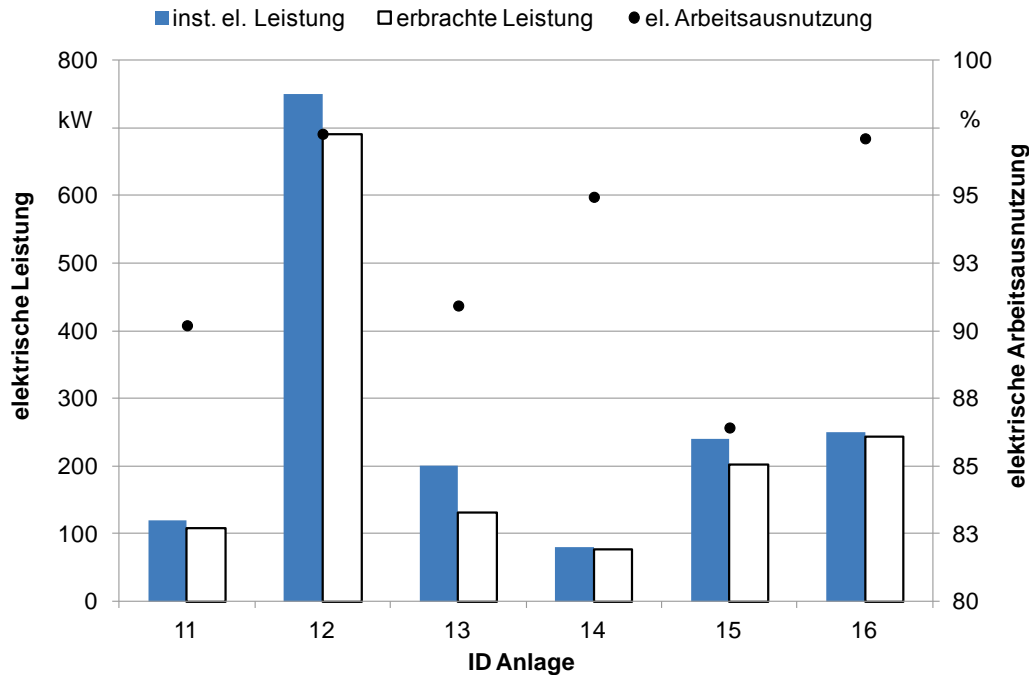


Abb. 33: Installierte elektrische Leistung, erbrachte Leistung und elektrische Arbeitsausnutzung der Pilotanlagen

In Tab. 13 sind die Auslastungsgrade den erreichten Jahresvolllaststunden gegenübergestellt. Letztere beschreiben die Anzahl der Jahresstunden, in denen die BHKW mit voller Leistung betrieben wurden. Auch hier zeigt sich, dass die neuen Pilotanlagen auf einem hohen Niveau liegen. An fünf der sechs untersuchten Betriebe wurde die 8.000 Stunden-Marke überschritten oder nahezu erreicht. Dies bedeutet, dass die kalkulatorischen Annahmen, die bei der Planung bezüglich der jährlichen Stromeinnahmen getroffen werden, in fast allen Fällen erfüllt wurden und die vorhandenen Potentiale nahezu ausgeschöpft werden konnten.

Tab. 13: Mittlere Arbeitsausnutzung (Auslastungsgrad) und theoretische Jahresvolllaststunden der BHKW

Anlagen ID		11	12	13	14	15	16
Arbeitsausnutzung gesamt	%	90,2	97,3	91,0	95,0	86,4	97,1
Jahresvolllaststunden	h	7.904	8.524	7.968	8.320	7.572	8.509

Die in Abb. 34 dargestellten frischmassebezogenen Stromausbeuten bewegten sich aufgrund der z. T. sehr hohen Gülleanteile in der Substratmischung auf einem vergleichswei-

se niedrigen Niveau und betragen im Mittel 285 kWh pro Tonne Ausgangsmaterial. Dass in einigen Betrieben (PB 12, 15 und 16) jedoch gar keine Gülle eingesetzt wurde, hatte zur Folge, dass die Unterschiede bei den frischmassebezogenen Stromausbeuten recht groß ausfielen. Die Stromausbeute betrug für PB 14 mit $121 \text{ kWh}\cdot\text{t FM}^{-1}$ nur 27% des von PB 12 erreichten Wertes ($453 \text{ kWh}\cdot\text{t FM}^{-1}$). Weit aus weniger deutlich fielen die Unterschiede bezüglich der trockenmassebezogenen Stromausbeuten aus. Jedoch wurden auch hier die Extremwerte an den gleichen Betrieben ermittelt (PB 12: 1.462 bzw. PB 14: $1.060 \text{ kWh}\cdot\text{t oTM}^{-1}$). Im Durchschnitt wurden pro t zugeführter organischer Trockenmasse 1.234 kWh Strom produziert.

Auffällig sind die nahezu identischen Werte bei den Betrieben mit ähnlicher Substratzusammensetzung. So betrug der Unterschied zwischen PB 11 und PB 13, die bezüglich des Gülleanteils nahe beieinander lagen (48 und 52%), bei der trockenmassebezogenen Stromausbeute nur 4%. Bei den beiden Anlagen mit grasbetonter Fütterung (PB 15 und 16) betrug dieser Unterschied sogar nur 2%. Mittels einer oTM-Analyse der Ausgangsmaterialien kann die Stromproduktion also relativ zuverlässig prognostiziert werden.

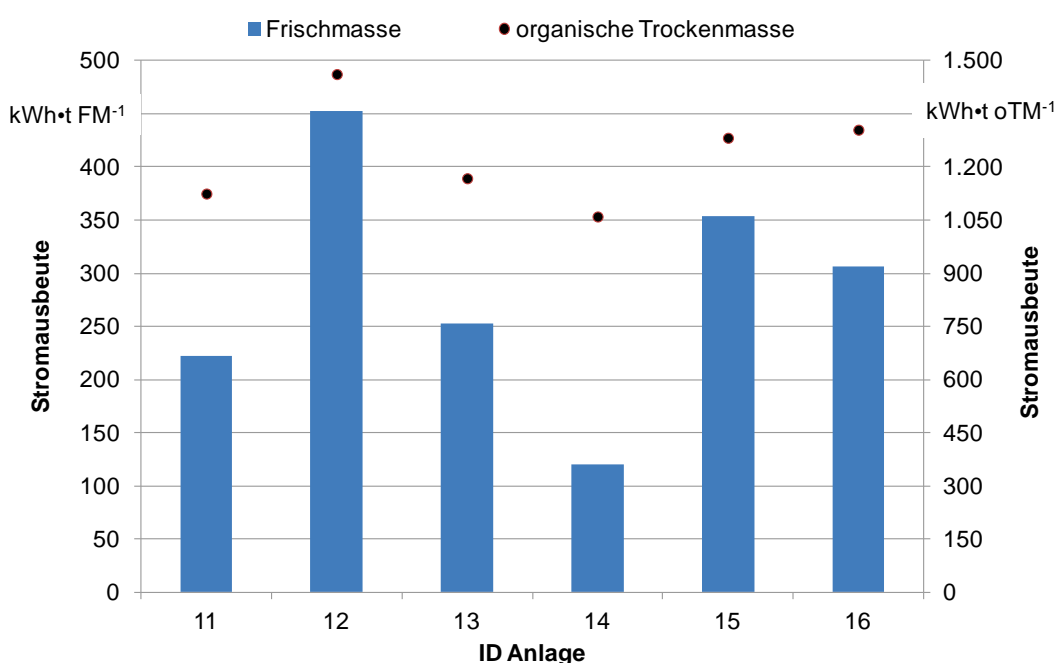


Abb. 34: Stromausbeuten der Pilotanlagen, jeweils bezogen auf die eingetragene Frischmasse und die eingetragene organische Masse

5.1.8 Strombedarf

Da an keiner der Anlagen eine Überschusseinspeisung erfolgte, gaben die Stromabrechnungen Aufschluss über den Gesamtstromverbrauch und die auftretenden Verluste. Für den jeweiligen Strombedarf der Pilotanlagen wurde die aus dem Netz bezogene Strommenge anhand der Stromrechnungen über den entsprechenden Zeitraum ermittelt. Mit einbezogen wurden die auftretenden Trafo-Verluste und sonstige Kleinverbraucher anhand der Differenz aus produzierter und eingespeister Strommenge. Mit einem mittleren anteiligen Strombedarf von 10,1% an der Stromproduktion lag der Eigenstrombedarf der neuen Pilotanlagen um rund einen Prozentpunkt höher als bei den früheren Pilotbetrieben. Dies ist vor allem auf verbrauchsintensive Anlagenkonzepte (PB 12 und 16) und technische Probleme (PB 13 und 15) zurückzuführen. Letztere verursachten einen hohen Bedarf an Rührerenergie. Durch die relativ niedrige Stromproduktion in Verbindung mit dem Betrieb der aufwändigen Trocknungsanlage an PB 14 lag der Verbrauch dort bei rund 10% der Produktion. Einzig PB 11 war mit einem mittleren anteiligen Verbrauch von 8,3% vergleichsweise sparsam. Mit Ausnahme von PB 14, wo die Trocknungsanlage den Hauptverbraucher darstellte, wurde der größte Anteil des Strombedarfs durch den Betrieb der Rührwerke verursacht (Tab. 14).

Tab. 14: Strombedarf der Pilotanlagen (absolut und im Verhältnis zum BHKW-Strom), spezifischer Strombedarf bezogen auf den Eintrag an Frischmasse und Anteile einzelner Anlagenteile am Gesamtstrombedarf (Mittelwerte)

Anlagen ID		11	12	13	14	15	16
Strombedarfsanteil BGA	%	8,3	11,0	10,5	9,9	11,4	8,6
Strombedarf (gesamt)	kWh•d ⁻¹	217	1.831	330	181	556	538
spezifischer Eigenstrombedarf	kWh•tFM ⁻¹	18,4	50,0	26,4	11,8	40,3	28,3
davon:							
Rührtechnik gesamt	%	29,8	–	53,2	22,2	47,6	–
Rührwerke Fermenter	%	18,4	–	–	16,6	47,6	90,8
Rührwerke Nachgärer	%	8,8	–	–	5,6	–	–
Rührwerke Endlager	%	2,6	–	–	–	–	–
Eintragstechnik	%	0,8	–	1,6	1,6	6,5	–
Pumpentechnik	%	2,0	–	1,1	1,3	3,4	–
Besonderheiten	%	9,5*	–	–	43,9**	3,2***	–

*) Gaskühlung; **) Trocknung; ***) Substrataufschluss

Durchschnittlich wurden pro Tonne eingetragener Frischmasse rund 14 kWh Strom zur Durchmischung der Gärbehälter benötigt. Dabei ist der Strombedarf der Rührtechnik von Anlage 12 nicht enthalten, da von dort keine Daten vorliegen. Den höchsten Verbrauch zur Durchmischung wies PB 16 auf, obgleich der Verbrauch des Nachgärerührwerks mangels Daten nicht enthalten ist. Verursacht wurde dies durch den Dauerbetrieb des Haspelrührwerks. Obwohl bei PB 15 weitaus höhere TM-Gehalte im Fermenter gemessen wurden (Abb. 22), lag der Stromverbrauch für die beiden dort eingesetzten Paddelrührwerke deutlich niedriger als bei PB 16.

Im Schnitt lagen die Stromverbräuche für das Rühren bei den Gülle einsetzenden Betrieben (11, 13 und 14) niedriger als bei den NAWARO betonten Anlagen. Nur bei PB 13, wo es durch den Einsatz von qualitativ minderwertiger Grassilage wiederholt zur Schwimm-

deckenbildung kam, verursachte das erforderliche Aufrühren einen leicht erhöhten Verbrauch (Tab. 15). Dort, wo die Stromverbräuche für die Eintrags- und Pumpentechnik separat ermittelt werden konnten, spielten diese eine untergeordnete Rolle. Im Mittel lagen die Verbräuche für die Eintragstechnik bei 0,8 und für die Pumpentechnik bei 0,6 kWh•t FM⁻¹. Im Vergleich zu den anderen Betrieben wies PB 15 für diese Komponenten deutlich höhere Verbräuche auf. An dieser Anlage musste mit schwer zu fördernder Grassilage mittels Schneckentechnik ein Höhenniveau von mehr als drei Metern überwunden werden, und mit der Pumpe wurden Fermenterinhalt mit außerordentlich hohen TM-Gehalten gefördert (Abb. 22 und Tab. 16).

Tab. 15: Spezifischer Strombedarf der Rührwerke in den unterschiedlichen Vergärungsstufen (Mittelwerte in kWh•t FM⁻¹)

Anlagen ID	11	13	14	15	16
Fermenter 1	3,4	–	2,0	19,2	25,7
Nachgärer 1	1,6	–	0,7	–	–
Endlager	0,5	–	–	–	–
Gesamtbedarf	5,5	14,1	2,6	19,2	–

Tab. 16: Spezifischer Strombedarf der Eintragstechnik und der Einrichtungen zur Wärmenutzung bzw. des Substrataufschlusses (Mittelwerte in kWh•t FM⁻¹)

Anlagen ID	11	13	14	15
Strom Feststoffeintrag	0,2	0,4	0,2	2,6
Strom GÜllepumpe	0,4	0,3	0,2	1,4

5.1.9 Wärmeproduktion

Durchschnittlich wurden an den sechs Pilotbetrieben täglich ca. 5.440 kWh Wärme produziert. An drei Pilotbetrieben (PB 11, 12 und 16) lag die thermischen Leistung niedriger als die elektrische Leistung (Abb. 33 und Tab. 17). Das größte Verhältnis zwischen Wärme und Stromproduktion wies PB 14 auf. Hier lag die thermische Leistung um 34% höher als die elektrische Leistung, was auf den elektrischen Nutzungsgrad zurückzuführen sein dürfte, der an dieser Anlage am geringsten ausfiel. Insgesamt lag die thermische Leistung im Durchschnitt aller Anlagen bei 227 kW und damit rund 6% unter der mittleren elektrischen Leistung (Tab. 17).

Tab. 17: Wärmebereitstellung der Pilotbiogasanlagen (Mittelwerte)

Anlagen ID		11	12	13	14	15	16
Brutto-BHKW-Wärme	kWh•d ⁻¹	2.429	14.257	3.659	2.438	4.441	5.430
Bruttoleistung thermisch	kW	101	594	152	102	185	226

In Tab. 18 sind die Daten zur Verwertung der anfallenden Wärme dargestellt. Im Vergleich zu den älteren Pilotbetrieben fielen die Wärmenutzungsgrade erfreulicher Weise deutlich höher aus. Aufgrund der effektiven Senken für die anfallende Abwärme wurde in zwei Fällen (PB 14: Trocknung und PB 16: Nahwärmenetz mit Hackschnitzelheizung) davon ausgegangen, dass keine Wärme verworfen werden musste. Da dies mangels Wärmemessern an den Notkühlaggregaten jedoch nicht abgesichert werden konnte, wurden die Daten für diese zwei Betriebe in Tab. 18 kursiv gedruckt.

Tab. 18: Wärmenutzung und Wärmebedarf zur Beheizung der Fermenter (Mittelwerte)

Anlagen ID		11	12	13	14	15	16
Wärme-Nutzung extern	kWh•d ⁻¹	1.169	8.029	2.118	1.694	3.362	4.616
Wärmeabsatzleistung	kW	48,7	335	88,3	70,6	140	192
Wärme-Nutzungsgrad	%	82,5	64,0	85,1	<i>100</i>	83,0	<i>100</i>
Wärmebedarf Fermenter	%	34,4	7,7	35,8	<i>30,5</i>	7,3	<i>15,0</i>

Die Unterschiede zwischen NAWARO- und Gülleanlagen fielen bezüglich des thermischen Energieverbrauchs sehr deutlich aus. Durchschnittlich wurden zur Beheizung der Fermenter der Gülleanlagen rund 34% der anfallenden Wärmeenergie benötigt. Der Bedarf der reinen NAWARO-Betriebe betrug im Mittel rund 10%. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die Fermenter von Betrieb 12 in den Sommermonaten gekühlt werden mussten, um den Effekt der Eigenerwärmung auszugleichen. Dass der Wärmebedarf des thermophil betriebenen PB 11 niedriger ausfiel als der des mesophil betriebenen PB 13, dürfte auf die Dimensionierung und Anordnung der Gärbehälter zurückzuführen sein. Das Volumen der frei stehenden Fermenter von PB 13 beträgt ca. das 2,5 fache des Gärraums von PB 11, dessen Behälter außerdem im Boden versenkt sind. Dadurch treten weitaus geringere Wärmeverluste über die Behälteroberflächen auf.

5.1.10 Treibhausgasbilanz und Ressourcenverbrauch der Stromproduktion

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse inklusiv der Gutschrift für die Stromproduktion- also die Einsparungen im Vergleich zur fossilen Referenz. Um die Unterschiede zwischen den Anlagen herauszuheben, werden die Ergebnisse im Folgenden jedoch ohne Bezug auf das Referenzsystem „Fossiler Kraftwerksmix“ dargestellt. Abbildung 1 fasst die Ergebnisse zu den Klimagasemissionen zusammen. Abbildung 2 zeigt die Energiebilanzen der einzelnen Anlagen.

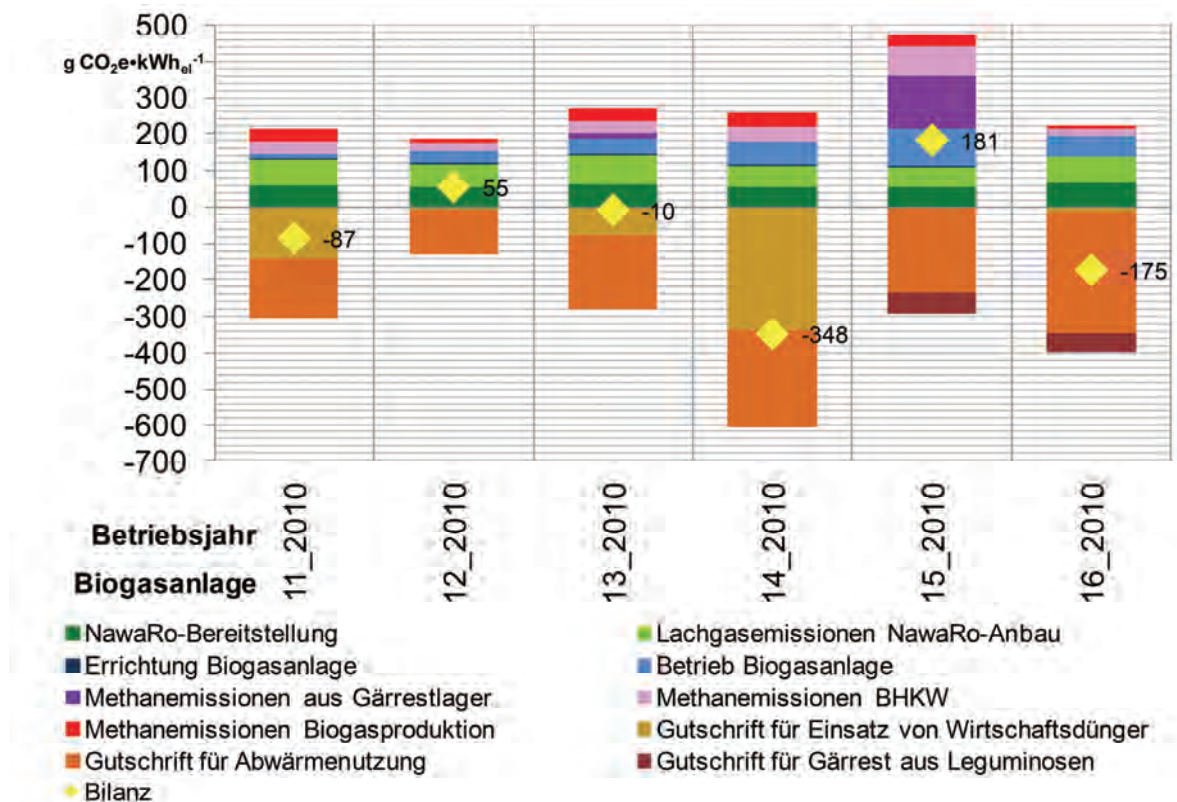


Abb. 35: Treibhausgasbilanz der Stromproduktion für die PB (Betriebsjahr 2010, ohne Berücksichtigung der Gutschrift für die Stromeinspeisung)

Tab. 19: Treibhausgasbilanz und Kumulierter fossiler Energieaufwand (KEA) der PB inkl. Gutschrift für Stromeinspeisung

Anlagen-ID_Betriebsjahr	11_2010	12_2010	13_2010	14_2010	15_2007	16_2010
Treibhausgasbilanz inkl. Gutschrift für Stromeinspeisung, g CO ₂ -Äq·kWh _{el} ⁻¹	-894	-751	-817	-1.155	-624	-980
KEA inkl. Gutschrift für Stromeinspeisung, kWh _{fossil} ·kWh _{el} ⁻¹	-2,84	-2,63	-2,89	-3,08	-2,90	-3,41

Anlage 11 weist günstige Klimagasemissionen pro kWh_{el} auf. Diese Biogasanlage erhält Gutschriften für eingesetzten Wirtschaftsdünger und die Nutzung von Abwärme. Die Gutschriften übertreffen die Emissionen. Wie beim Verbrauch fossiler Ressourcen liegt die Anlage damit im Mittelfeld der betrachteten fünf Anlagen.

Während **Anlage 12** geringe Methanemissionen aufweist, fallen nur geringe Gutschriften für den Wirtschaftsdüngereinsatz an, es kann auch nur ein Teil der verfügbaren BHKW-Abwärme verwertet werden. Die geringen Gutschriften führen bei der Ermittlung des fossilen Ressourcenverbrauchs zum höchsten Wert unter den betrachteten Biogasanlagen. Trotzdem kann ebenso wie bei den anderen Anlagen unter dem Strich sogar Energie eingespart werden, da die Gutschriften den Aufwand überkompensieren.

Anlage 13 setzt Rindergülle und Rindermist aus einem nahe gelegenen Stall ein, Abwärme kann zu Heizzwecken genutzt werden. Das offene Gärrestlager trägt nicht zu einer erheblichen Erhöhung der Klimagasemissionen bei. Damit liegt die Anlage bei Treibhausgasemissionen und fossilem Ressourcenverbrauch im Mittelfeld. Sollte es wie vermutet während der ersten Phase des Beobachtungszeitraums zu fortlaufenden Gasverlusten gekommen sein (vgl. 5.2.3), würde dies die THG-Bilanz für diese Anlage signifikant verschlechtern.

Anlage 14 erreicht durch einen sehr hohen Anteil an Wirtschaftsdüngern aus der Rinderhaltung sowie eine effektive Abwärmenutzung die bei weitem niedrigsten Treibhausgasemissionen. Die Anlage spart drüber hinaus auch in erheblichem Maß fossile Ressourcen ein und wird dabei nur noch von Anlage 16 übertroffen.

Anlage 15 ist eine einstufige Biogasanlage, die Lagerung des Gärückstandes erfolgt in zur Atmosphäre hin offenen Behältern. Die Folge sind hohe anzunehmende Methanemissionen aus der Gärrestlagerung. Auch der hohe Methanschlupf des BHKW fällt ins Auge. Durch den Einsatz von Leguminosen kann Gärrest an biologisch bewirtschaftete Marktfuchtflächen abgegeben werden, was über eine Gutschrift honoriert wird. Die Anlage zeigt trotz effektiver Abwärmenutzung die höchsten spezifischen TGH-Emissionen. Da die Methanemissionen auf den Verbrauch fossiler Ressourcen nahezu keine Auswirkung haben, liegt der Verbrauch fossiler Ressourcen im Mittelfeld der betrachteten Anlagen.

Auch **Anlage 16** setzt Leguminosen ein und erhält dafür eine Gutschrift. Der niedrige Eigenenergieverbrauch, die niedrigen Methanemissionen und der Spitzenwert bei der Nutzung der Abwärme führen zur Überkompensation der Treibhausgasemissionen durch Gutschriften und zur besten Bilanz beim Verbrauch fossiler Ressourcen.

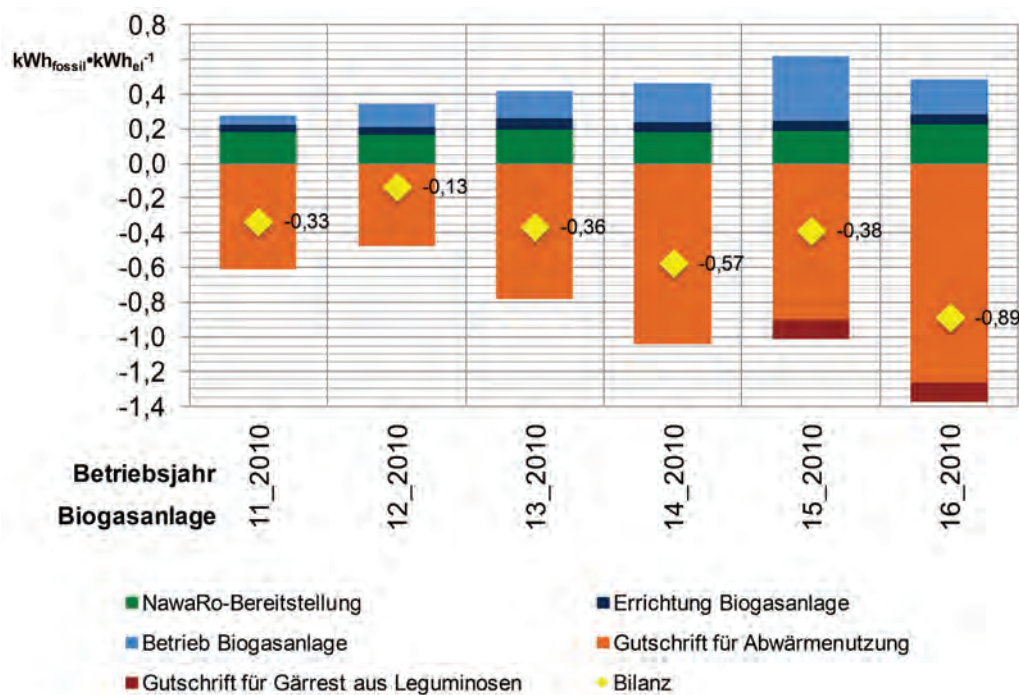


Abb. 36: Kumulierter fossiler Energieaufwand der Stromproduktion für die PB (Betriebsjahr 2010, ohne Berücksichtigung der Gutschrift für die Stromeinspeisung)

5.2 Einzelbetrachtung der Pilotbiogasanlagen

In diesem Kapitel erfolgt die Darstellung der Verläufe einzelner ausgewählter Betriebsparameter an den untersuchten Biogasanlagen. Diese geben Aufschluss über die Stabilität und die Effizienz der jeweiligen Anlage. Darüber hinaus können Ursachen und zeitliche Ausdehnung von ggf. aufgetretenen Beeinträchtigungen des Anlagenbetriebs deutlich gemacht werden. Die Darstellung erfolgt nicht nach festen Kriterien, sondern nach den Erfordernissen für eine aufschlussreiche Beschreibung der jeweiligen Betriebscharakteristik.

5.2.1 Pilot-Biogasanlage 11

In Abb. 37 ist der Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung des BHKW von PB 11 dargestellt. Zur Verdeutlichung der Ursachen für den im Winter 2010 auftretenden Einbruch der Auslastung ist gleichzeitig der Verlauf der Temperatur in der ersten Vergärungsstufe eingetragen. Die im September 2010 erfolgte Absenkung der Fermentertemperatur wurde absichtlich initiiert, um im Winter ausreichend Wärmeenergie für fünf angeschlossene Wohnhäuser bereit stellen zu können. Die Adaption der beteiligten Bakterienpopulationen nahm offensichtlich mehrere Wochen in Anspruch. Außerdem wurde die Durchmischbarkeit des Gärmediums zunehmend schlechter. Im Frühjahr 2011 wurde daher wieder auf thermophilen Betrieb umgestellt, woraufhin sich die Verhältnisse stark verbesserten. Über den gesamten Beobachtungszeitraum konnte dennoch eine durchschnittliche elektrische Arbeitsausnutzung von 90% erreicht werden.

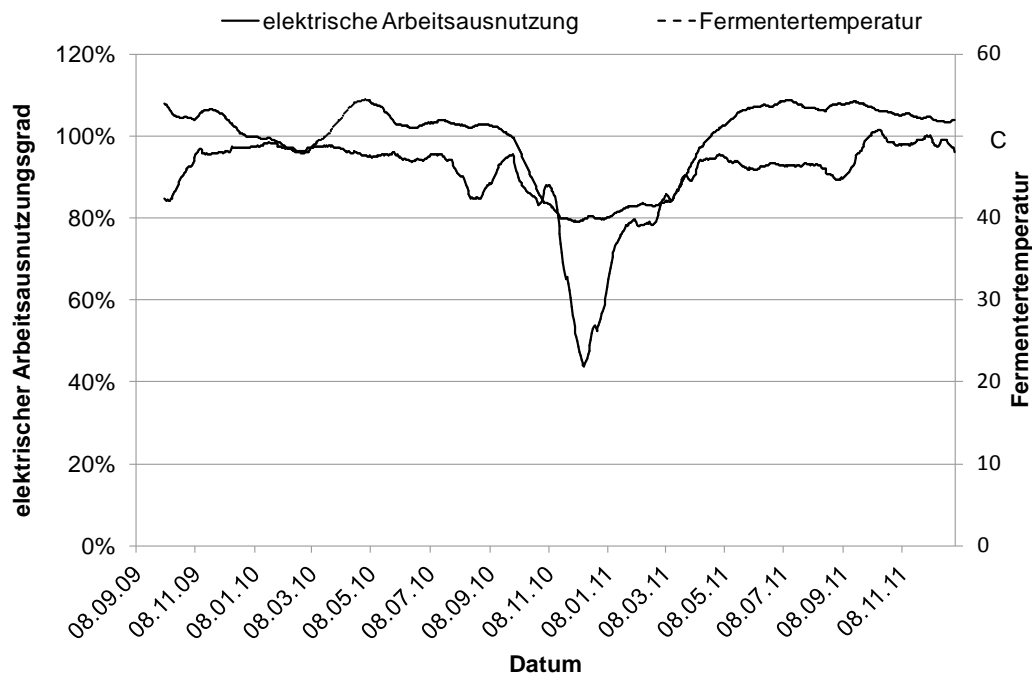


Abb. 37: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung und der Fermentertemperatur an Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Im Durchschnitt wurden in dieser Anlage pro Tonne zugegebener organischer Substanz 1.125 kWh Strom produziert (Abb. 38). Damit bewegte sich die Stromausbeute in einem ähnlichen Bereich wie bei Pilotbetrieb 13, wo ein vergleichbarer Substratmix vorlag. Mit einem hohen Gülleanteil von mehr als 50% lag die frischmassebezogene Stromausbeute mit rund $220 \text{ kWh} \cdot \text{t}^{-1}$ auf einem relativ niedrigen Niveau. Die zwei in Abb. 38 erkennbaren Spitzen sind auf eine stark eingeschränkte Fütterung in den entsprechenden Zeiträumen zurückzuführen. Hier wurde offensichtlich im Gärprozess befindliche Reserven mobilisiert so dass die Stromproduktion kaum zurückging (vgl. Abb. 37).

Da es sich bei Pilotbetrieb 11 um eine „gewachsene“ Anlage handelt, bei der die Erweiterung der installierten elektrischen Leistung aufgrund der eingeschränkten Platzverhältnisse nicht mit einer entsprechenden Erweiterung des Gärraums durchgeführt werden konnte, lag die Gesamtraumbelastung mit $2,5 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$ auf einem vergleichsweise hohen Niveau. In dem sehr kleinen Fermenter ($< 400 \text{ m}^3$) wurden die höchsten Raumbelastungen in der ersten Stufe aller hier untersuchten Betriebe festgestellt (im Mittel $5,8 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$). Die vergleichsweise niedrige Gesamtverweilzeit von rund 80 Tagen ist ebenfalls auf den begrenzten Gärraum zurückzuführen.

In Abb. 40 ist die genutzte Menge an Wärmeenergie dargestellt. Dabei bezeichnet die durchgehende Linie die Wärme, die zur Aufrechterhaltung der Prozesstemperatur erforderlich war. Bei einer mittleren thermischen Gesamtleistung von 101 kW wurden im Durchschnitt mehr als 34% der zur Verfügung stehenden Wärme zur Beheizung der Fermenter benötigt. Der von den angeschlossenen Nachbarn genutzte Anteil der Wärmeenergie betrug im Mittel rund 48% der Gesamtwärme. Auffällig ist der Einbruch der Nutzwärme im Winter 2010/11. Dies wurde durch den Teillastbetrieb des BHKW verursacht. In diesem Zeitraum konnte nicht genügend Wärmeenergie zur Versorgung externer Verbraucher zur Verfügung gestellt werden.

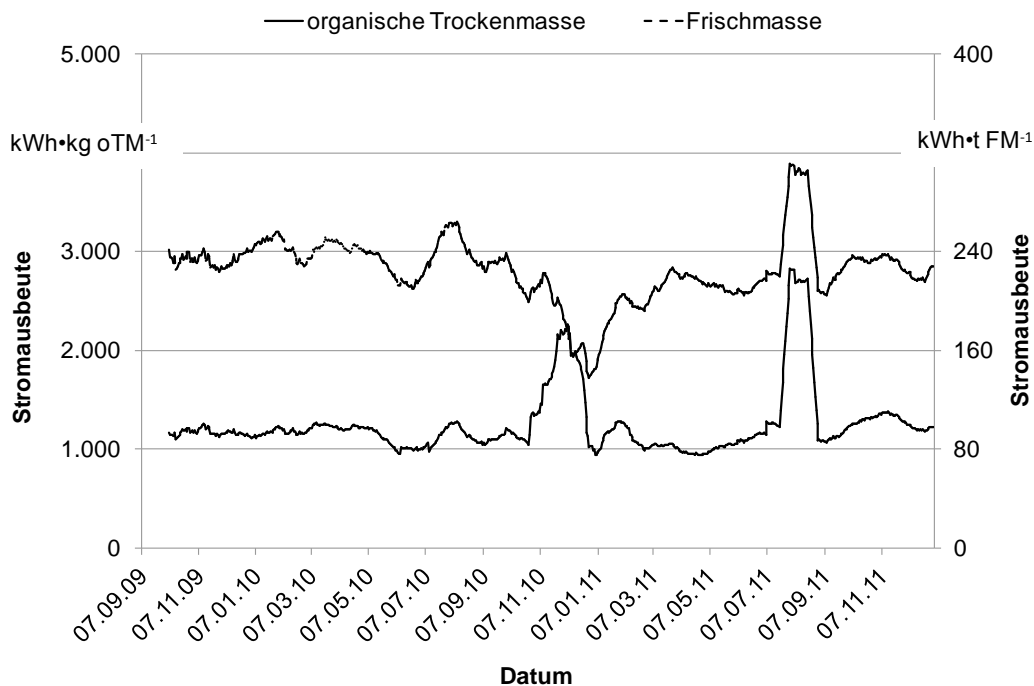


Abb. 38: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Abb. 41 illustriert die Auswirkungen eines Teillastbetriebs auf die elektrische Arbeitsausnutzung und den Nutzungsgrad. Im Mittel konnten 35% der eingesetzten Energiemenge in Strom umgewandelt werden. Während des Teillastbetriebs ist eine deutliche „Delle“ des elektrischen Nutzungsgrades erkennbar.

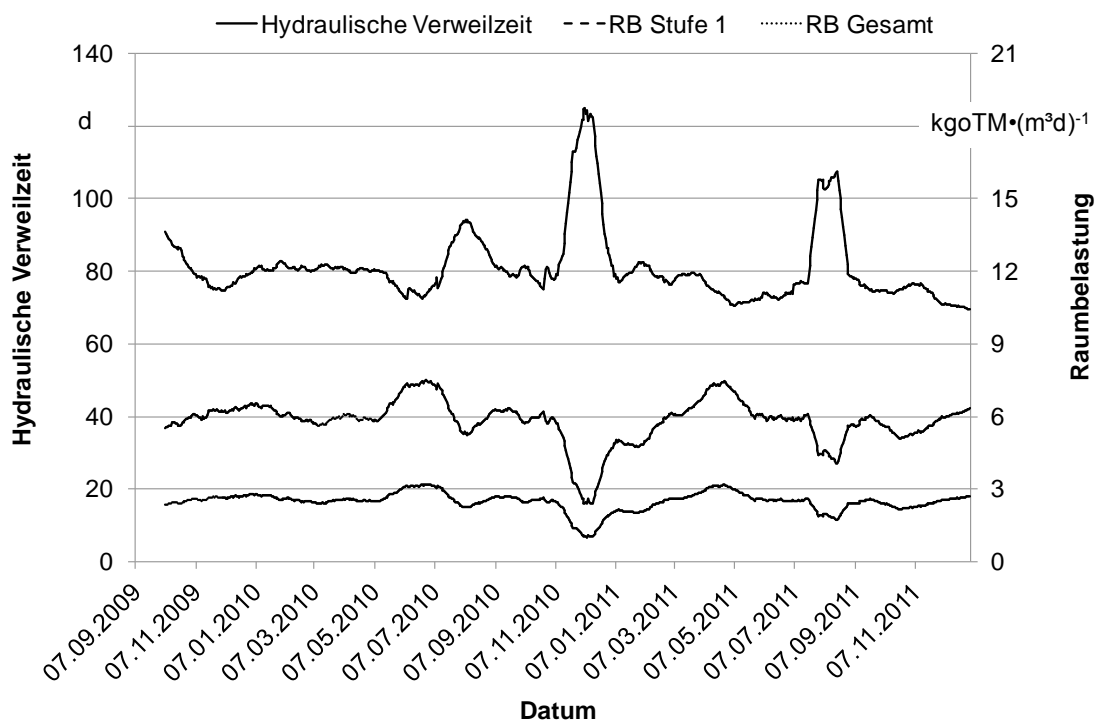


Abb. 39: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung (Gesamtgärraum und Stufe 1) für Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

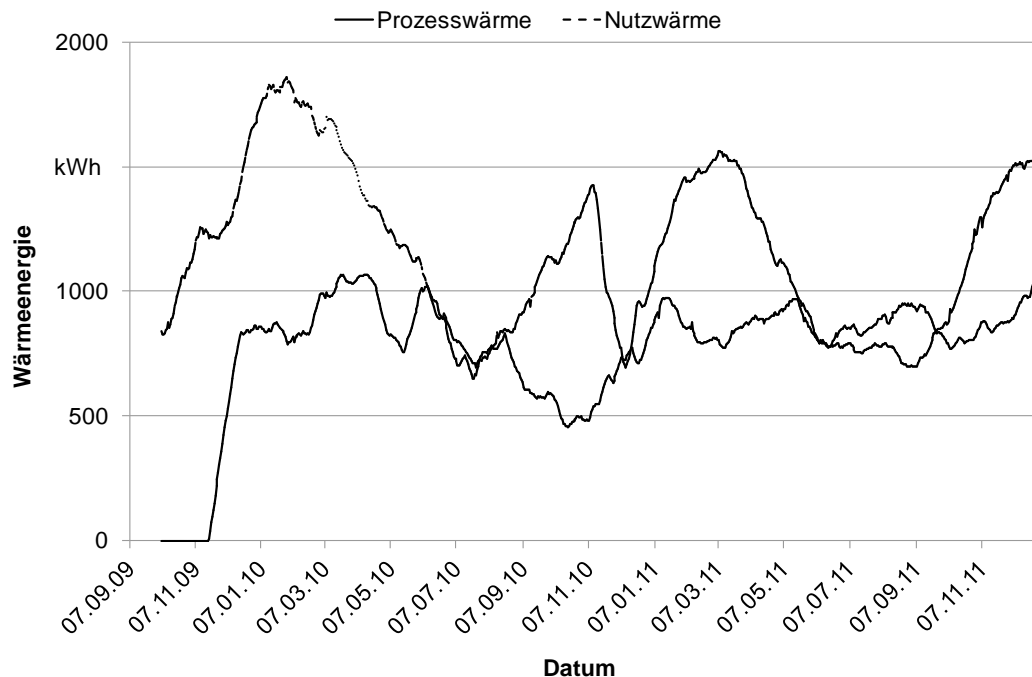


Abb. 40: Verlauf der extern genutzten sowie der zur Fermenterheizung erforderlichen Wärmemengen an Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

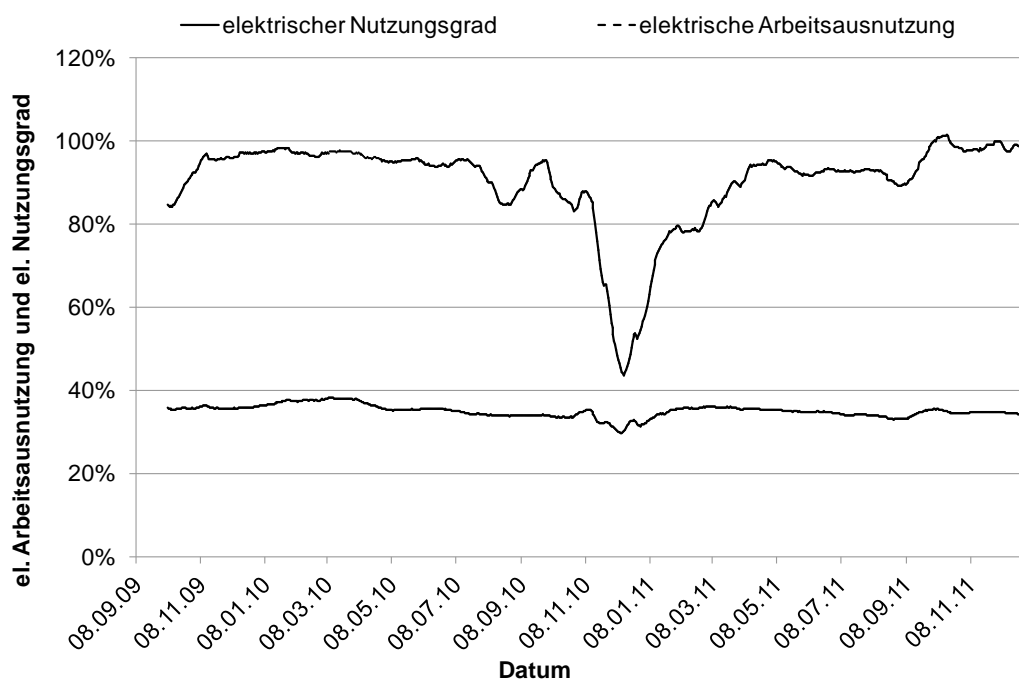


Abb. 41: Verlauf des elektrischen Nutzungsgrades und der elektrischen Arbeitsausnutzung des BHKW an Pilotanlage 11 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

5.2.2 Pilot-Biogasanlage 12

Die durchschnittliche elektrische Arbeitsausnutzung von Pilotbetrieb 11 lag bei knapp über 97% was einer mittleren Jahresvolllaststundenanzahl von mehr als 8.500 entspricht. Im Frühjahr 2010 wurden leichte Einbußen verzeichnet (Abb. 42). In diesem Zeitraum ergab die Probenahme ein sehr ungünstiges Verhältnis von Propion- / Essigsäure (>1), wodurch eine Hemmung des Gärprozesses hindeutet (Abb. 43). Die im Spätherbst 2010 beobachteten leichten Ertragseinbußen konnten dagegen nicht anhand von Prozessindikatoren nachvollzogen werden.

Der größte Einschnitt bei der Arbeitsausnutzung wurde im Sommer 2011 durch den Austausch der 270 kW_{el.} Maschine durch eine 400 kW_{el.} Maschine verursacht. Jedoch vergingen vom Zeitpunkt des Einbaus nur ca. vier Wochen, bis die Erweiterung durch das Erreichen des vorherigen Auslastungsniveaus erfolgreich abgeschlossen werden konnte (Abb. 42). Verglichen mit der Erweiterungsmaßnahme an Betrieb 13, bei der in der Folge erhebliche Probleme auftraten (Kapitel 5.2.3), konnte das Repowering an diesem Betrieb schnell und effizient umgesetzt werden.

Unter allen sechs untersuchten Betrieben wies die ohne Gülle betriebene Pilotanlage 12 die höchsten substratbezogenen Stromausbeuten auf. Aufgrund unterschiedlicher Energiedichten der Einsatzstoffe schwankte der frischmassebezogene Ertrag stärker als die trockenmassebezogene Stromproduktion. Im Mittel wurden pro Tonne eingesetzter Frischmasse rund 450 kWh und pro Tonne organischer Trockenmasse 1.460 kWh Strom produziert. Der relativ konstante Verlauf der Stromausbeute zeigt, dass zu keinem Zeitpunkt der Untersuchung eine nennenswerte Reduzierung der Raumbelastung aufgrund biologischer Probleme durchgeführt werden musste.

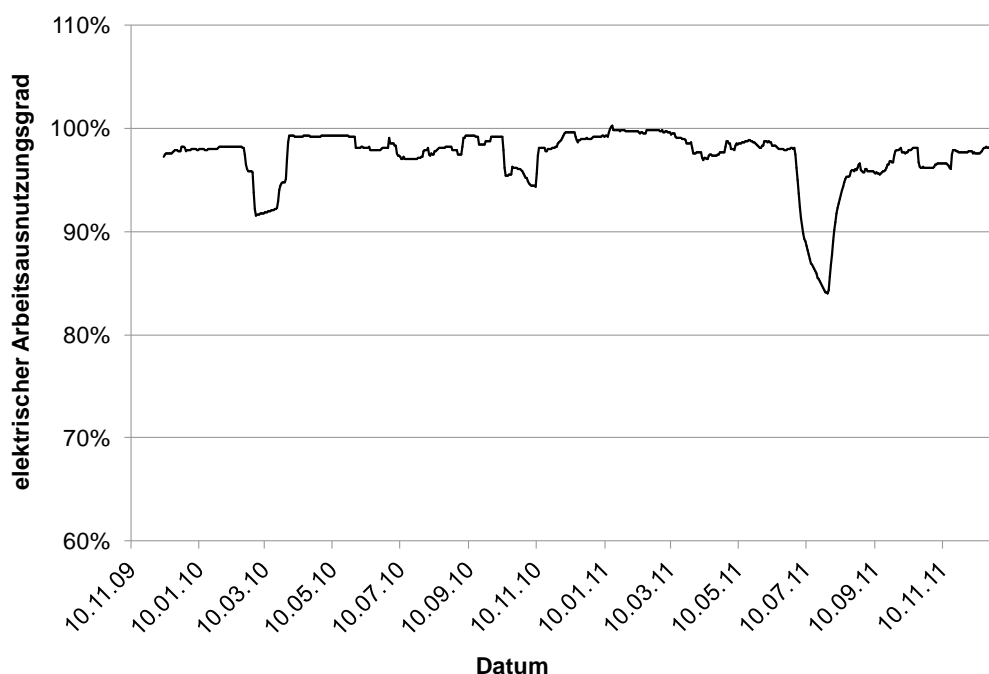


Abb. 42: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung an Pilotanlage 12 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

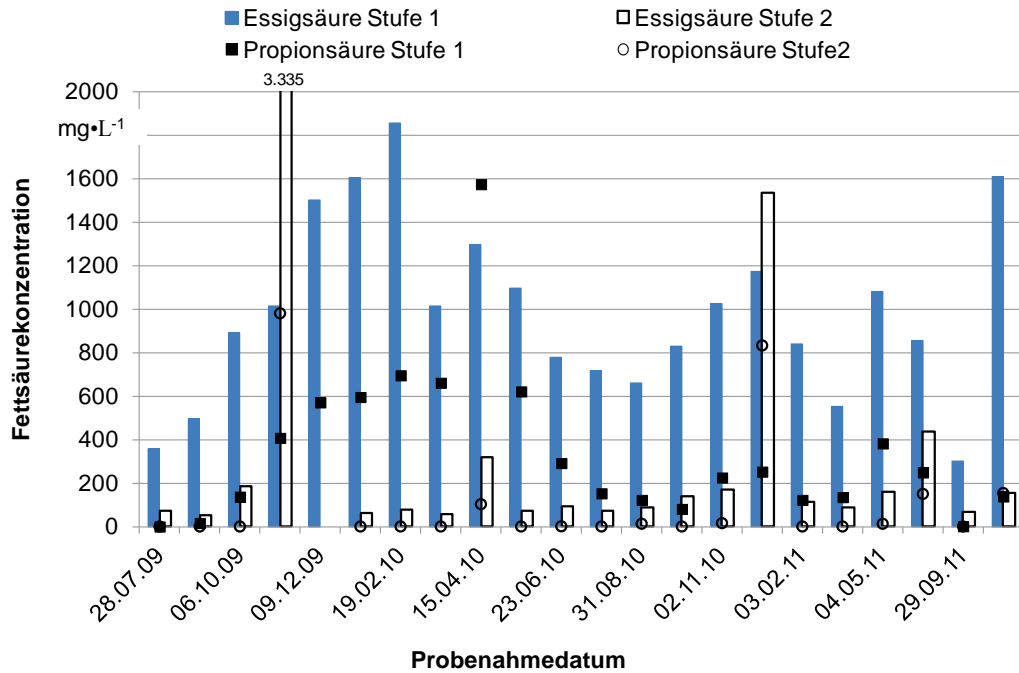


Abb. 43: Konzentration von Essig- und Propionsäure in Proben aus den beiden Vergärungsstufen von Pilotbetrieb 12

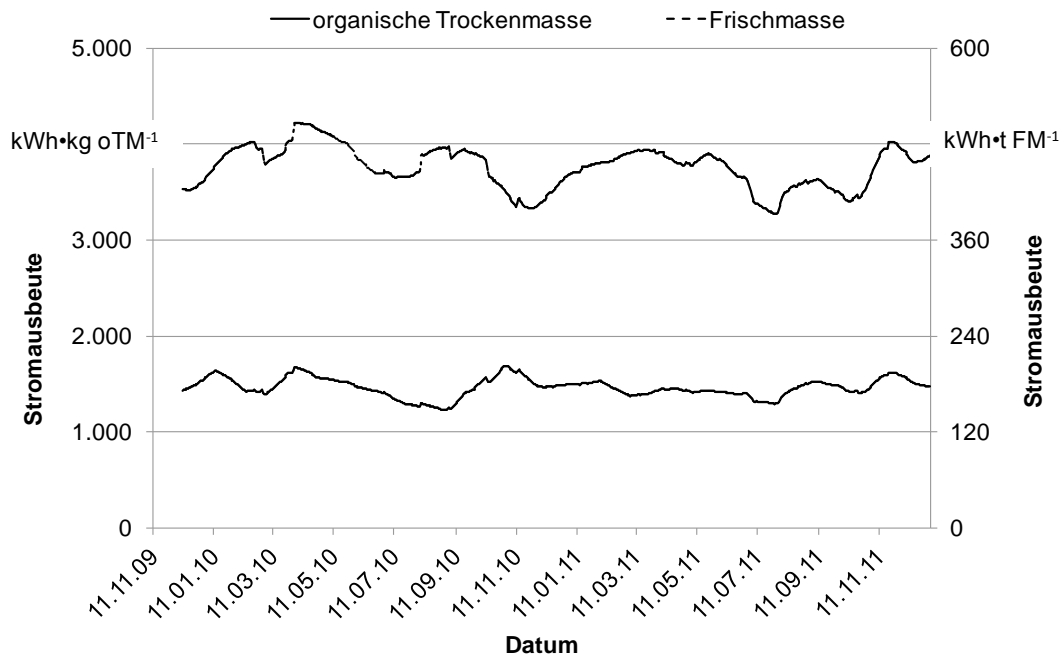


Abb. 44: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 12 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Das Temperaturniveau der ersten Vergärungsstufe, die aus zwei parallel betriebenen Fermentern besteht, bewegte sich auf relativ konstantem Niveau und betrug im Mittel rund 47 °C. Mit Temperaturen zwischen 30 und 47 °C wies dagegen der Temperaturverlauf in der zweiten Vergärungsstufe starke Schwankungen auf. Die Durchschnittstemperatur betrug in diesem Behälter knapp 43 °C. Da das abgedeckte und an die Gasnutzung ange-

schlossene Gärrestlager nicht beheizt werden kann, dürften die dort festgestellten Schwankungen auf die Bedingungen in der zweiten Vergärungsstufe zurückzuführen sein. Dass trotz dieser Verhältnisse hohe substratbezogene Energieausbeuten erzielt werden konnten, sich also die Temperaturschwankungen nicht negativ auswirkten, ist auf das Größenverhältnis von Stufe 1 zu Stufe 2 (2:1) in Verbindung mit hohen Gesamtverweilzeiten zurückzuführen (Abb. 45).

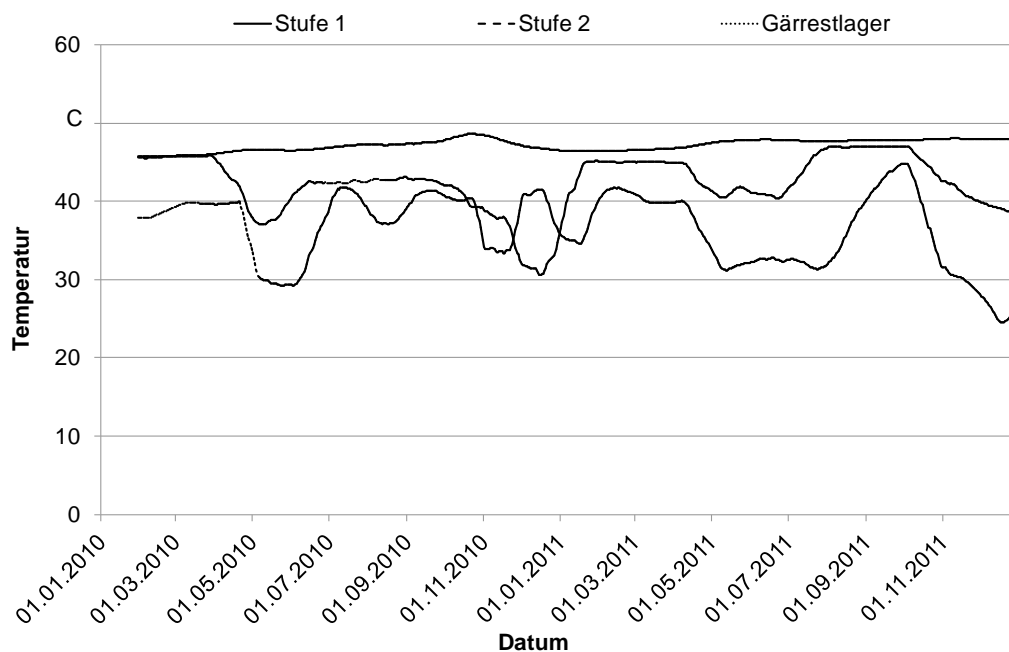


Abb. 45: Verlauf der Temperaturniveaus in den unterschiedlichen Vergärungsstufen von Pilotanlage 12 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

In Stufe 1 wurde eine durchschnittliche Raumbelastung von 3,0 kg und im Gesamtsystem von $2,0 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$ ermittelt. Durch die Erweiterung der installierten elektrischen Leistung gegen Ende des Untersuchungszeitraums musste die Belastung gesteigert werden. Bis zum Ende der Untersuchung wurden jedoch keinerlei Überlastungserscheinungen der Gärbiologie beobachtet. Die mittlere hydraulische Verweilzeit war mit 155 Tagen vergleichsweise hoch und dürfte die Prozessstabilität positiv beeinflusst haben (Abb. 46).

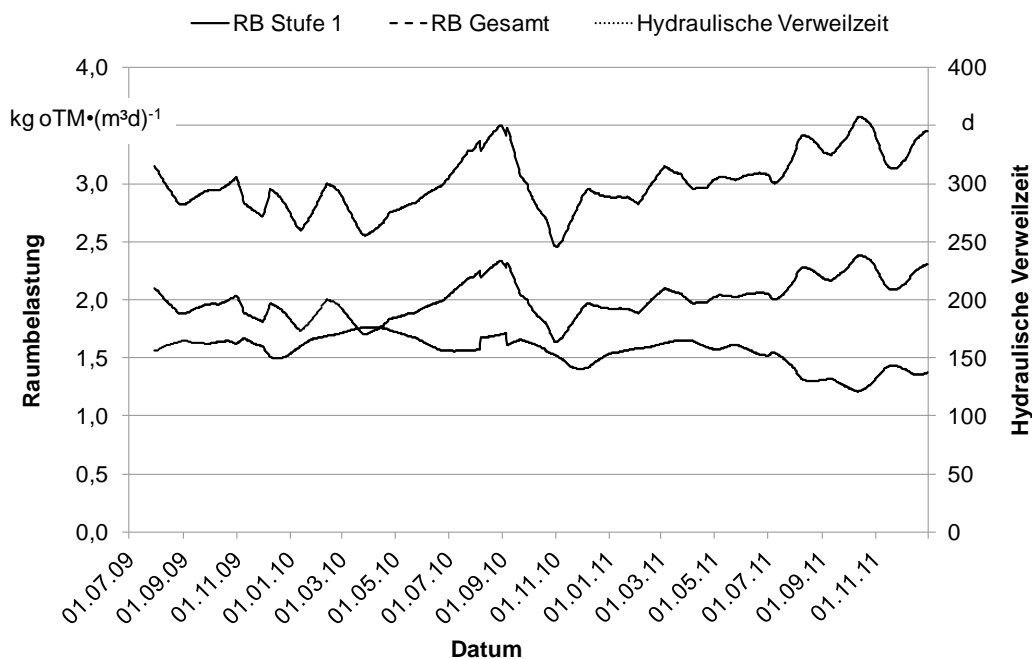


Abb. 46: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung sowie Raumbelastung von Stufe 1 an Pilotanlage 12 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

5.2.3 Pilot-Biogasanlage 13

Am Pilotbetrieb 13 wurde ca. 15 Monate nach Beobachtungsbeginn die installierte elektrische Leistung verdoppelt, so dass die spezifische elektrische Leistung von 0,04 auf 0,08 kW_{el}·(m³ AV) angehoben wurde. Werden diese Zahlen mit den Kennwerten der bisher untersuchten bayerischen Pilotbetriebe verglichen, wird deutlich, dass die Dimensionierung der Gärbehälter ohnehin für eine höhere Stromproduktion ausgelegt war. Dennoch kam es nach der Inbetriebnahme der neuen Verstromungseinheit zu erheblichen Ertrags-einbußen, insbesondere in den ersten fünf Monaten. Die sehr konstante und auf höchstem Niveau verlaufende elektrische Arbeitsausnutzung sank nach der Erweiterung drastisch ab und unterschritt im Mittel zeitweise sogar die 40%-Marke (Abb. 47).

Zunächst sollten die Futtermengen schrittweise der elektrischen Leistung angepasst werden. Da die Gärsuspension jedoch aufgrund hoher Viskosität kaum mehr durchmischt werden konnte, konnte die Raumbelastung nicht weiter erhöht und kein Vollastbetrieb erreicht werden. Anhand der Prozessindikatoren war indessen kein Hinweis auf eine Beeinträchtigung der biologischen Verhältnisse erkennbar. Die Autoren führen die mangelhafte Abbauleistung auf den Einsatz relativ hoher Anteile an langfaseriger Grassilage zurück. Für diese Vermutung spricht, dass sich gegen Ende des Untersuchungszeitraums eine Stabilisierung des Betriebes abzeichnete, nachdem der Einsatz dieser Silage stark zurückgenommen wurde (vgl. Abb. 47 und Anhang 4).

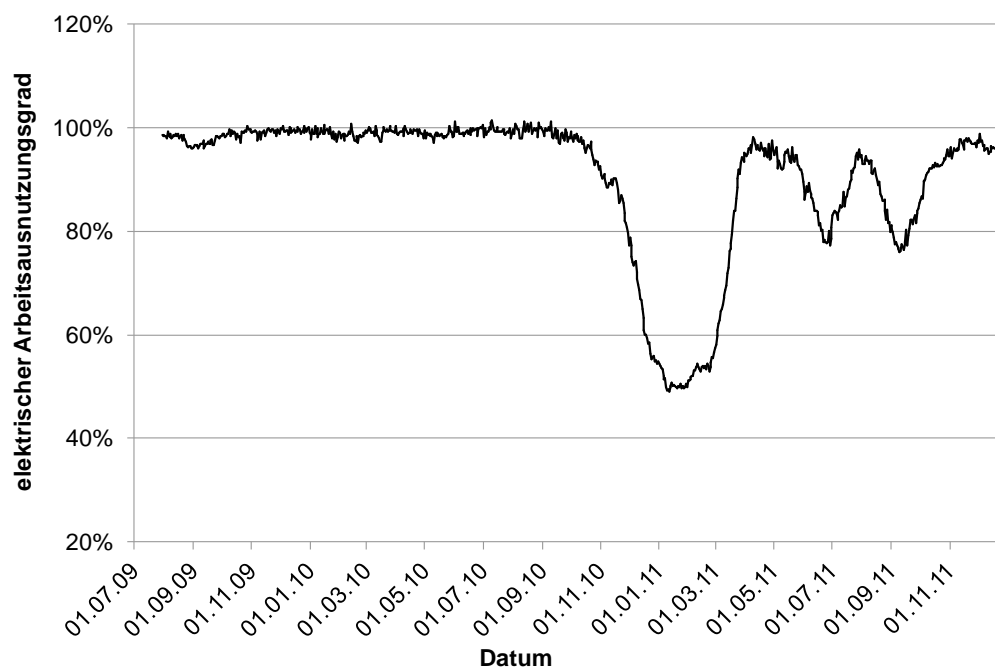


Abb. 47: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung an Pilotanlage 13 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

Aufgrund des relativ hohen Gülleanteils (48%) war die Frischmasse bezogene Stromausbeute mit ca. $250 \text{ kWh}\cdot\text{t}^{-1}$ vergleichsweise gering. Die auf die organische Masse bezogene Stromausbeute lag im Mittel bei rund $1.170 \text{ kWh}\cdot\text{kg oTM}^{-1}$. Auffallend ist die immense Steigerung der Stromausbeuten nach der Erweiterung der Anlage ab Oktober 2010 (Abb. 48). Eine eindeutige Klärung der Ursache konnte mittels der vorhandenen Daten nicht erfolgen. Es muss davon ausgegangen werden, dass es sich um ein Zusammenspiel verschiedener Faktoren handelte. Einer dieser Faktoren dürfte der bereits erwähnte Einsatz minderwertiger Grassilage im Zuge der Steigerung der Raumbelastung gewesen sein. Die Raumbelastungssteigerung erfolgte etwa zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neuen Maschine vor allem durch eine Erhöhung der Mais- und Getreideration (Abb. A-3). Die wiederholt beobachtete Entmischung im Gärbehälter (Schwimmdecken) kann im Zusammenhang mit einer nicht ausreichenden Abbauleistung verstanden werden. Dies wurde anhand der Prozessindikatoren erkannt und durch eine Reduzierung der Futtermengen in Verbindung mit hohen Rührzeiten kompensiert. Als sich dann der Abbauprozess wieder stabilisierte, wurde die im Fermenter angereicherte organische Substanz abgebaut, wodurch die Stromausbeute anstieg.

Die große Diskrepanz zwischen den Stromausbeuten vor und nach der Erweiterung lässt sich damit allerdings nicht erklären. Angesichts der sehr gleichmäßigen, hohen Arbeitsausnutzung des Motors während der ersten Phase des Beobachtungszeitraums lässt sich vermuten, dass damals ein Gasüberschuss produziert wurde, der über die Überdrucksicherungen entwich. Dafür sprechen auch die vergleichsweise niedrigen Stromausbeuten von deutlich unter $1.000 \text{ kWh}\cdot\text{t oTM}^{-1}$ in dieser Phase. Nach der Inbetriebnahme des zweiten Motors liefen die beiden BHKW im Teillastbetrieb, was jedoch keine erkennbaren Auswirkungen auf den elektrischen Nutzungsgrad hatte (Abb. 49 und Abb. 50).

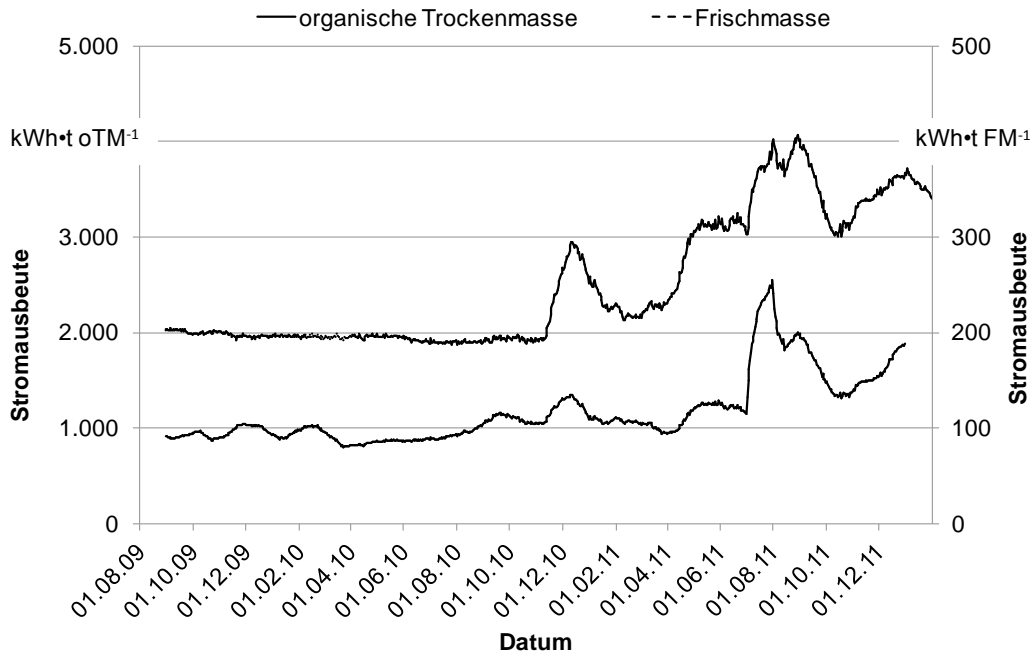


Abb. 48: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 13 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

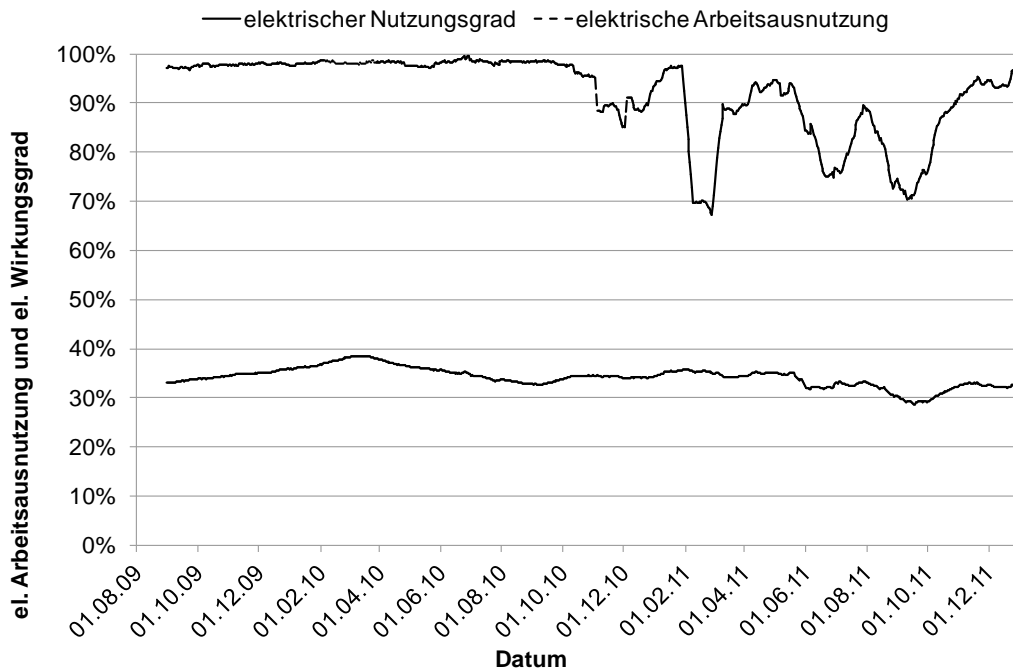


Abb. 49: Verlauf von elektrischem Nutzungsgrad und elektrischer Arbeitsausnutzung von BHKW 1 an Pilotanlage 13 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des neuen Aggregats war der Teillastbetrieb am stärksten ausgeprägt und gleichzeitig der elektrische Nutzungsgrad am geringsten. Schon der annähernd konstante Betrieb des Motors brachte eine spürbare Verbesserung. Im Mittel lagen die elektrischen Nutzungsgrade der beiden Maschinen bei 34,1 (BHKW 1) bzw. 34,7% (BHKW 2). Bleiben die Phasen des Teillastbetriebes unberücksichtigt, liegen die elektrischen Nutzungsgrade der Maschinen bei 35 bzw. 35,3%.

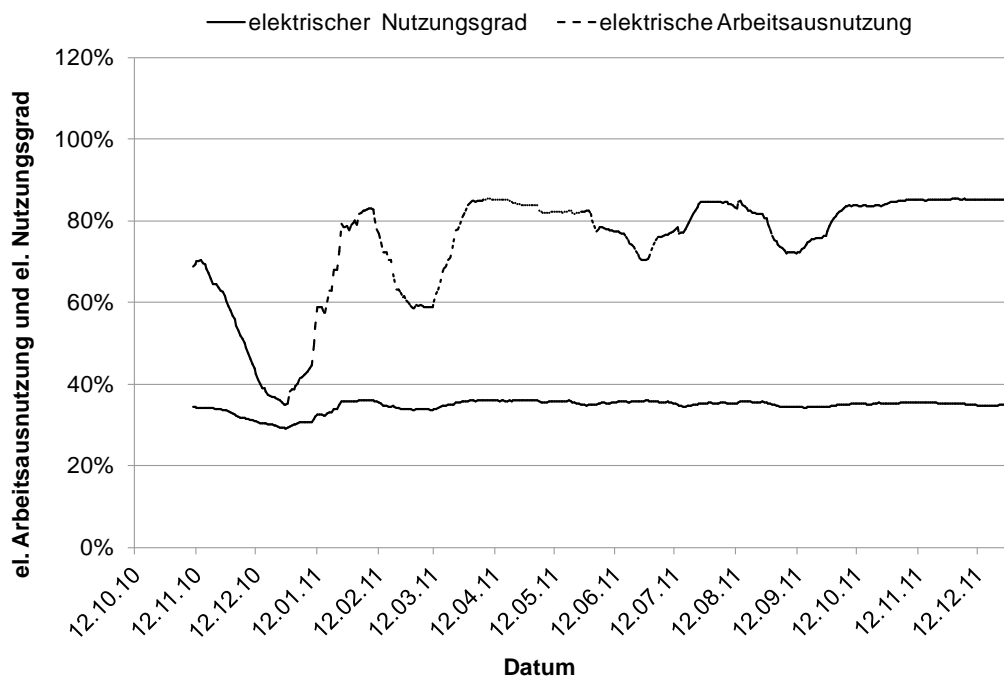


Abb. 50: Verlauf von elektrischem Nutzungsgrad und elektrischer Arbeitsausnutzung von BHKW 2 an Pilotanlage 13 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Auf Pilotbetrieb 13 verlief die Raumbelastung bis zur Anlagenerweiterung auf relativ konstantem Niveau (Abb. 51). Erst mit Inbetriebnahme des neuen BHKW sind deutliche Schwankungen erkennbar, da zu diesem Zeitpunkt versucht wurde, durch die Gabe höherer Futtermengen die Gasproduktion zu steigern. Da dadurch der Aufwand zur Durchmischung erheblich anstieg, wurden die Futtermengen wieder reduziert. Dieser Vorgang wurde so lange ohne Erfolg wiederholt, bis der Einsatz von langfaseriger Grassilage drastisch reduziert wurde. Daraufhin traten erhebliche Verbesserungen ein, so dass in der Folge, gegen Ende der Untersuchung konstantere Raumbelastungen beobachtet wurden. Auffällig ist, dass die Raumbelastung gegen Ende nur geringfügig höher lag als zu Beginn der Untersuchung, als entschieden weniger Gas produziert wurde. Wie bereits oben besprochen, kann dieser Umstand nicht durch die vorliegenden Daten geklärt werden. Auch die zu Beginn beobachtete sehr konstante hydraulische Verweilzeit war nach der Hälfte des Beobachtungszeitraums erheblichen Schwankungen unterworfen. Im Mittel betrug die Gesamtverweilzeit 196 Tage.

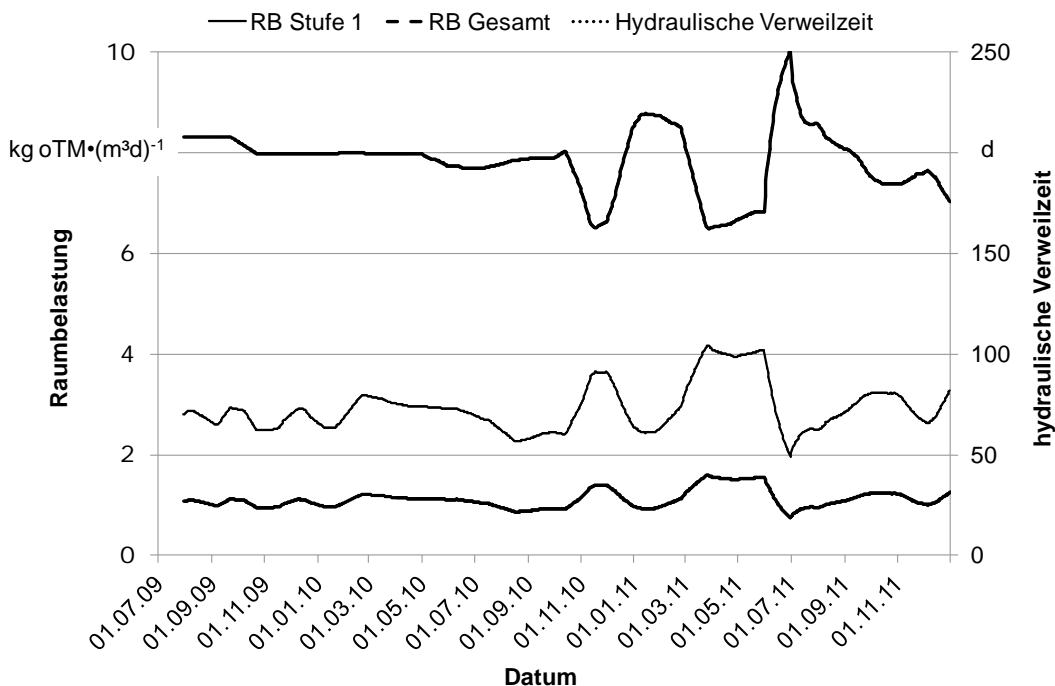


Abb. 51: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung sowie Raumbelastung von Stufe 1 an Pilotanlage 13 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

5.2.4 Pilot-Biogasanlage 14

Bei Pilotbetrieb 14 wurden zu keinem Zeitpunkt die Richtwerte für wichtige Prozessindikatoren überschritten. Dies gilt für FOS/TAC, $\text{NH}_4^+\text{-N}$ und für den Gehalt an flüchtigen Fettsäuren (Abb. 23, Abb. 27 und Abb. 29). Die leichten Ertragseinbußen beim Stromverkauf, wie sie im Sommer 2010 zu verzeichnen waren, wurden demnach nicht durch biologische Probleme verursacht, sondern sind vielmehr auf z. T. minderwertige Einsatzstoffe zurückzuführen. Dies resultierte daraus, dass an diesem Betrieb die Vergärung von Gülle im Vordergrund stand und die zur Verfügung stehenden pflanzlichen Rohstoffe vorzugsweise in der Tierernährung eingesetzt wurden. Materialien, die sich zur Milchproduktion aufgrund minderwertiger Qualität nur bedingt eigneten, gelangten in die Biogasanlage. Dennoch konnte die installierte elektrische Leistung im Mittel zu 95% ausgelastet werden, wobei in der zweiten Hälfte des Untersuchungszeitraums ein konstanter elektrischer Auslastungsgrad auf höchstem Niveau zu verzeichnen war. Dies deutet darauf hin, dass die erst im Jahr 2009 ans Netz gegangene Anlage im zweiten Betriebsjahr optimiert werden konnte, da der Betreiber über zunehmend Erfahrung im Umgang mit qualitativ schlechteren Rohstoffen verfügte (Abb. 52).

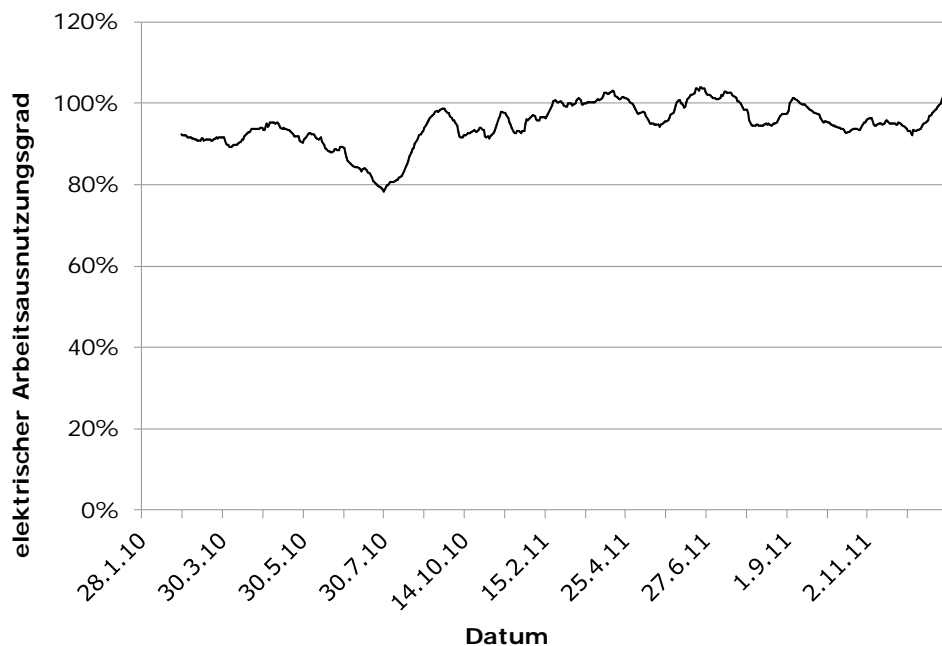


Abb. 52: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung an Pilotanlage 14 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

Mit mehr als 82% wies Pilotbetrieb 14 den höchsten Gülleanteil aller untersuchten Biogasanlagen auf. Entsprechend niedrig lagen der durchschnittliche Trockenmassegehalt des zugegebenen Substratmix (12%) und damit die frischmassebezogenen Stromausbeuten. Pro Tonne zugeführter Frischmasse wurden im Durchschnitt rund 121 kWh Strom produziert, was erwartungsgemäß den niedrigsten Wert aller untersuchten Betriebe darstellt. Ähnlich verhielt es sich bei den trockenmassenbezogenen Ausbeuten. Hier wurde ein mittlerer Wert von rund $1060 \text{ kWh} \cdot (\text{kg oTM})^{-1}$ ermittelt.

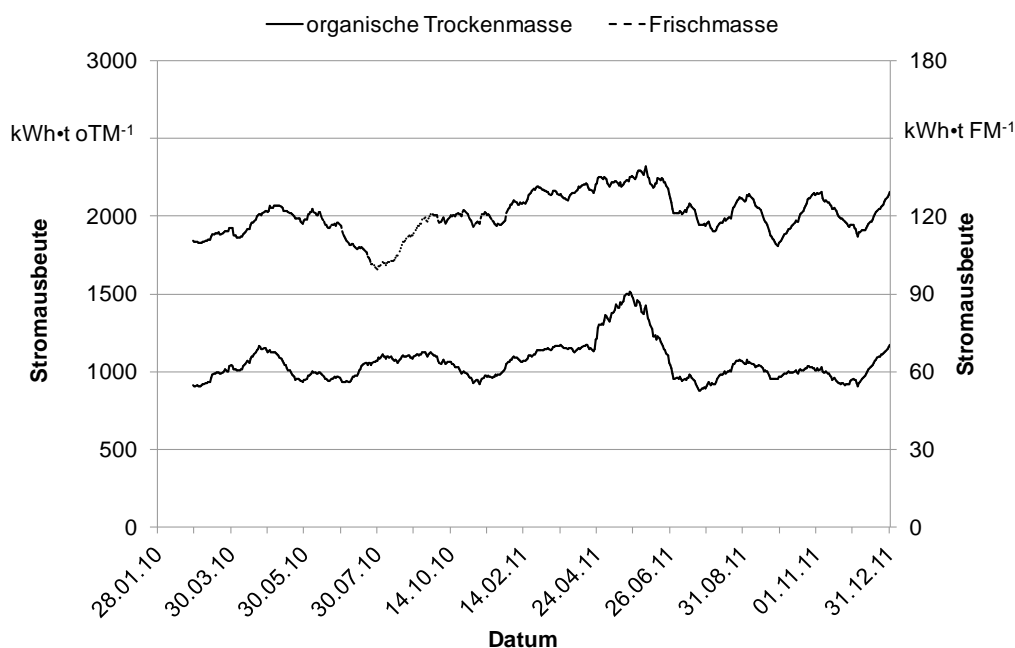


Abb. 53: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 14 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Die Ergebnisse zu den elektrischen Nutzungsgraden der beiden BHKW russischen Fabrikats sind in Abb. 54 dargestellt. Die berechneten durchschnittlichen elektrischen Nutzungsgrade von 31,5 und 32,8% für diese kleinen und sehr preisgünstigen Motoren (Investition ca. 50% einer vergleichbaren Maschine heimischen Fabrikats) sind erwartungsgemäß niedrig. Der elektrische Gesamtnutzungsgrad betrug 32,2%.

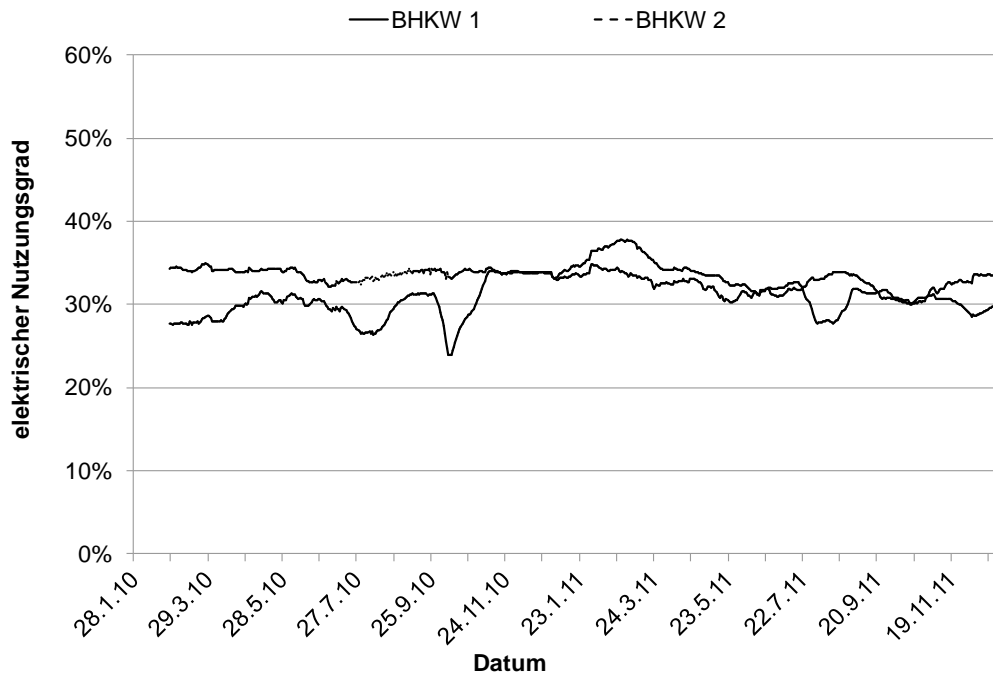


Abb. 54: Verlauf der elektrischen Nutzungsgrade der beiden BHKW von Pilotanlage 14 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Die mittlere Raumbelastung der ersten Stufe betrug $2,3 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$, die des Gesamtsystems $1,2 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$. Damit war der Gärraum von Pilotbetrieb 14 von allen untersuchten Systemen den geringsten Belastungen ausgesetzt. In Verbindung mit den hohen Anteilen von Wirtschaftsdüngern bestand ein sehr geringes Risiko für eine Beeinträchtigung der biologischen Verhältnisse, was sich in den niedrigen Werten der wichtigsten Prozessindikatoren widerspiegelte. Die mittlere hydraulische Gesamtverweilzeit lag bei 106 Tagen und war nur geringen Schwankungen unterworfen (Abb. 55).

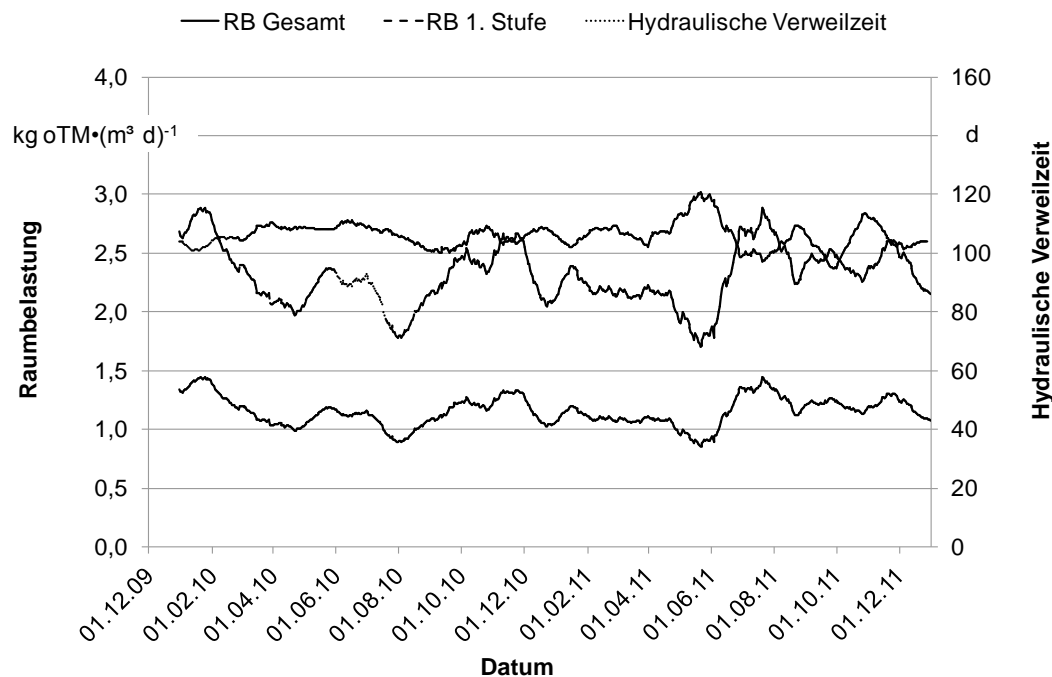


Abb. 55: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung sowie Raumbelastung von Stufe 1 an Pilotanlage 14 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

5.2.5 Pilot-Biogasanlage 15

Diese Biogasanlage wies mit einer spezifischen installierten elektrischen Leistung von $0,3 \text{ kW} \cdot (\text{m}^3 \text{AV})^{-1}$ das geringste Verhältnis von Leistung und Gärraumvolumen auf und war mit nur einer Vergärungsstufe ausgestattet. In Verbindung mit den hohen Anteilen stickstoff- und faserreicher Einsatzstoffe (88% Grassilage) war ein schwieriger Anlagenbetrieb von vornherein zu erwarten. Umso überraschender war der sehr stabile und effiziente Anlagenbetrieb in der ersten Hälfte des Untersuchungszeitraums. In dieser Phase der Untersuchung konnte das BHKW zu rund 95% ausgelastet werden und es wurden keine problematischen Werte bei den Prozessindikatoren nachgewiesen. In der Folge eines Blitzeinschlags im Sommer 2010 wurde die Durchmischung unterbrochen, wodurch der sehr trockensubstanzreiche Fermenterinhalt (im Mittel 15,1% TM) aufquoll und die Fermenterdecke abhob. Der Schaden konnte zwar rasch behoben werden, jedoch konnte in der Folge der Zustand der biologischen Stabilität nicht mehr hergestellt werden. Die produzierten Gasmengen nach diesem Ereignis reichten nicht aus, um das BHKW zu mehr als 81% auszulasten. Eine Beeinträchtigung der Gärbiologie wurde durch die mehrmals beobachteten ungünstigen Verhältnisse zwischen Propion- und Essigsäure in den Proben des Fermenterinhalts angezeigt. Im Mittel betrug der elektrische Arbeitsausnutzungsgrad über den gesamten Beobachtungszeitraum 86,4%.

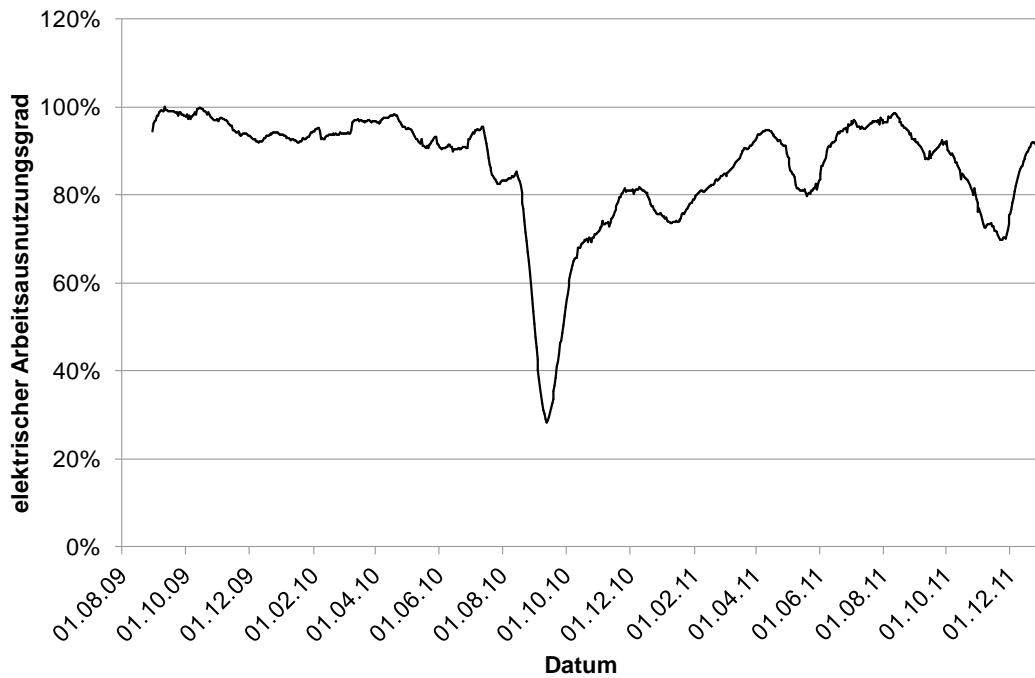


Abb. 56: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung des BHKW an Pilotanlage 15 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

Wie in allen Fällen, bei denen aufgrund biologischer Probleme die Dosierung variiert werden musste, unterlag die Stromausbeute auch bei Pilotbetrieb 15 starken Schwankungen. Insgesamt wurde eine mittlere frischmassebezogene Stromausbeute von $353 \text{ kWh}\cdot\text{t}^{-1}$ ermittelt. Pro Tonne zugegebener organischer Masse konnte eine Strommenge von durchschnittlich 1280 kWh produziert werden (Abb. 57).

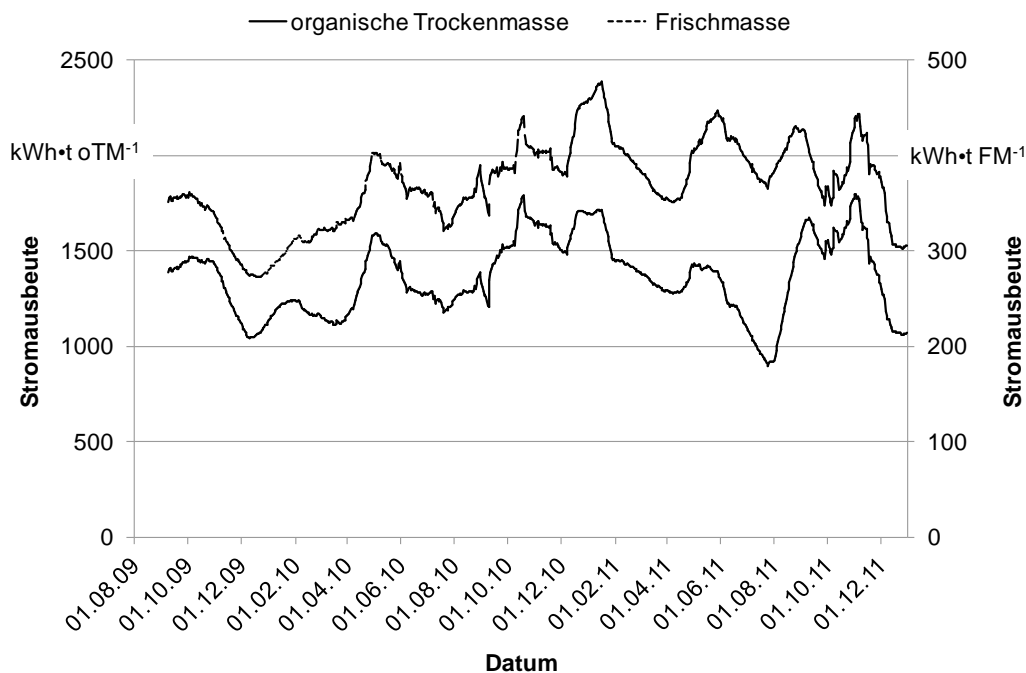


Abb. 57: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 15 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Es fällt auf, dass die Stromausbeute trotz der aufgetretenen Probleme nicht negativ beeinflusst wurde. Ausgenommen hiervon ist die Phase zwischen August und September 2011, als sehr hohe Propionsäuregehalte in Proben aus dem Fermenter vorlagen (Abb. 58).

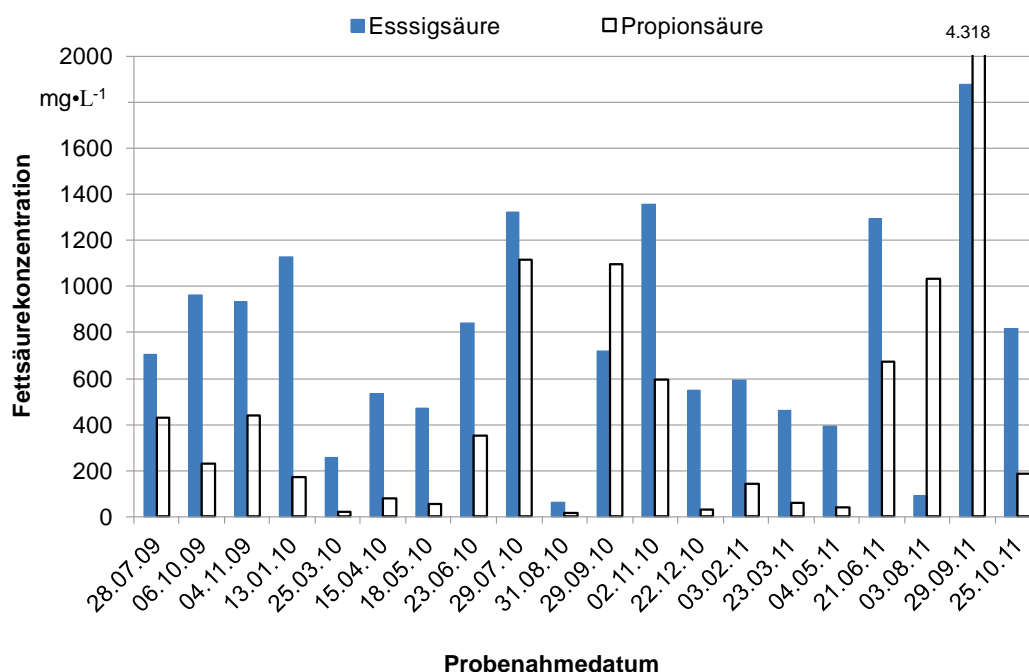


Abb. 58: Gehalte an Essig- bzw. Propionsäuregehalte im Fermenter von Pilotbetrieb 15

Da auf Pilotbetrieb 15 ein Zündstrahlaggregat im Einsatz war, war die Stromproduktion effizienter als an den übrigen untersuchten Anlagen. Das Aggregat lag mit einem elektrischen Nutzungsgrad von durchschnittlich 40,1% als einziges über der 40%-Marke und wies bezüglich der Leistungsfähigkeit eine hohe Konstanz auf. Auch die Phasen des Teillastbetriebes in der zweiten Hälfte der Untersuchung beeinflussten den elektrischen Nutzungsgrad nicht erkennbar (Abb. 59).

Die Raumbelastung bei Pilotbetrieb 15 verlief auf einem hohen Niveau und betrug im Mittel $4,8 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$. Da das System nur über eine Vergärungsstufe verfügt, war diese Anlage den höchsten Belastungen ausgesetzt. Da ein volldurchmischter Rührkesselfermenter verwendet wurde, welcher bereits bei einer Belastung von $4 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$ überfordert sein könnte, ist der stabile Betrieb zu Beginn als außergewöhnlich zu bewerten. In Abb. 60 gut zu erkennen sind die Phasen der Havarie, in denen die Fütterung kurzzeitig ganz ausgesetzt und dann langsam wieder hochgefahren wurde. Außerdem sind die Bemühungen des Betreibers, die Vollastbedingungen wiederherzustellen, an den phasenweise sehr hohen Raumbelastungen im Sommer 2011 erkennbar. Aufgrund des Hochleistungscharakters der Anlage wies sie mit durchschnittlich 63 Tagen die geringste hydraulische Verweilzeit aller Anlagen auf. In der Phase mit nahezu konstantem Vollastbetrieb der Maschine in der ersten Untersuchungshälfte betrug die hydraulische Verweilzeit durchschnittlich sogar nur 53 Tage (Abb. 60).

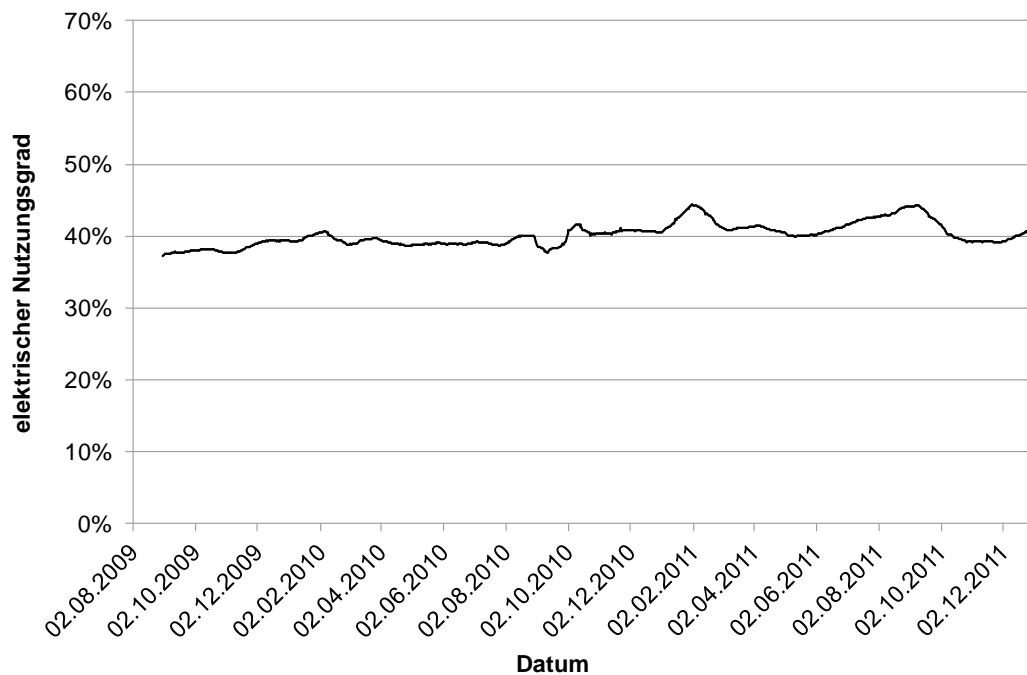


Abb. 59: Verlauf des elektrischen Nutzungsgrads an Pilotanlage 15 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

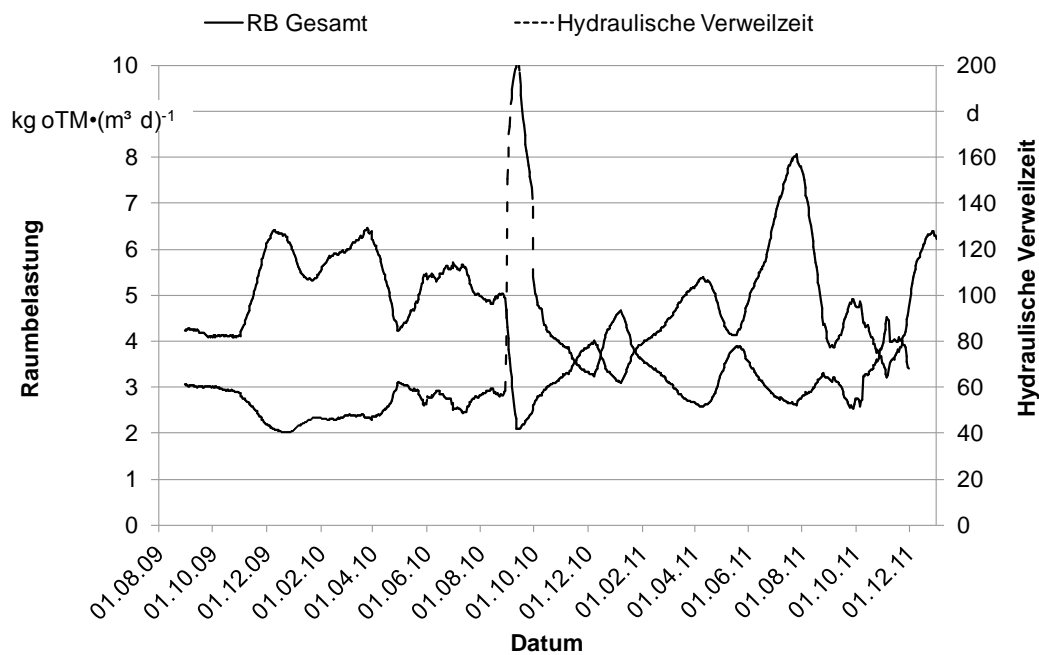


Abb. 60: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung an Pilotanlage 15 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

5.2.6 Pilot-Biogasanlage 16

Der in Abb. 61 dargestellte elektrische Ausnutzungsgrad für Pilotbetrieb 16 verlief außerordentlich konstant und auf einem sehr hohen Niveau. Die ursprünglich nur aus einem liegenden Fermenter und einem Gärrestlager bestehende Anlage wurde kurz nach Beginn der Untersuchung um einen Nachgärbehälter erweitert, wodurch der zufriedenstellende Auslastungsgrad im Winter 2010 im Frühjahr 2011 noch gesteigert werden konnte. Durchschnittlich konnte die installierte elektrische Leistung zu 97% ausgelastet werden. Dies entspricht einer Jahresvolllaststundenanzahl von knapp über 8500.

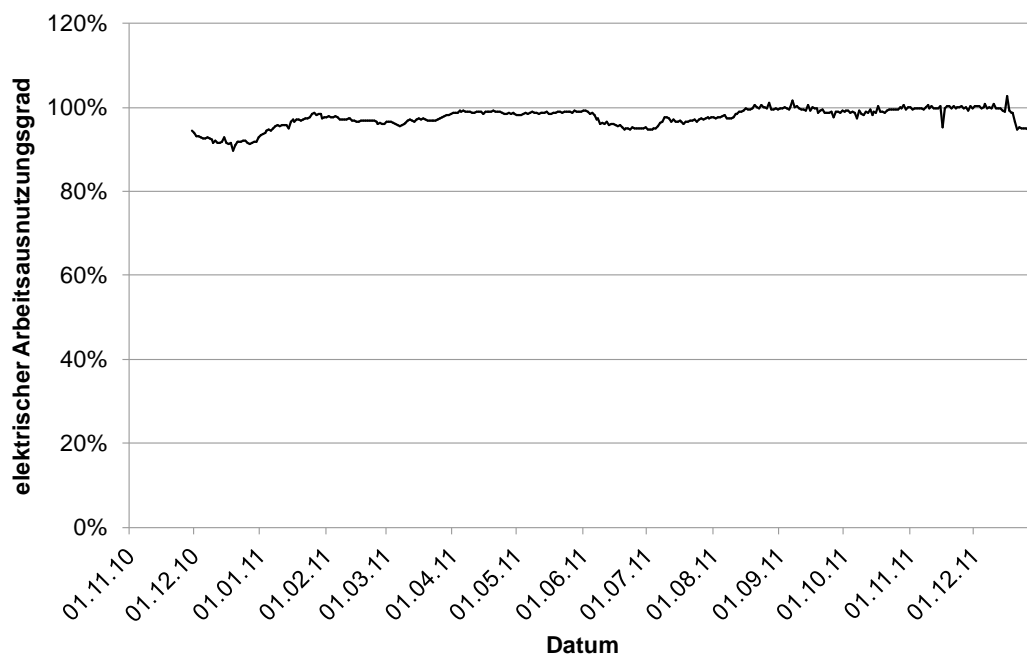


Abb. 61: Verlauf der elektrischen Arbeitsausnutzung des BHKW an Pilotanlage 16 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

Die mittlere frischmassebezogene Stromausbeute betrug $307 \text{ kWh}\cdot\text{t}^{-1}$, die trockenmassebezogene Stromausbeute lag bei durchschnittlich $1.305 \text{ kWh}\cdot\text{t}^{-1}$. Damit lag der Betrieb im Bereich von Anlage 15, die einen vergleichbaren Substratmix einsetzte, an der jedoch aufgrund der oben beschriebenen Probleme keine solchen konstanten Bedingungen realisiert werden konnten. Wie schon der Verlauf der Auslastung verlief auch die Stromausbeute sehr gleichmäßig (Abb. 62).

Dies deutet darauf hin, dass keine biologischen Probleme auftraten, was durch die chemischen Analysen der Fermenterproben bestätigt wurde. Zwar wurden im Eingangsbereich des liegenden Fermenters hohe Essigsäurekonzentrationen festgestellt, jedoch waren dort die Propionsäuregehalte stets auf einem niedrigen Niveau und der kritische Wert für die Gesamtsäuren ($4.000 \text{ mg}\cdot\text{L}^{-1}$) wurde bereits im mittleren Bereich des Fermenters weit unterschritten (Abb. 63). Dies deutet darauf hin, dass sich im Fermenter eine Zonierung ausgebildet hatte, wobei die hydrolytische und Säure bildende Phase im vorderen, die Methanbildung vorwiegend im hinteren Bereich ablief.

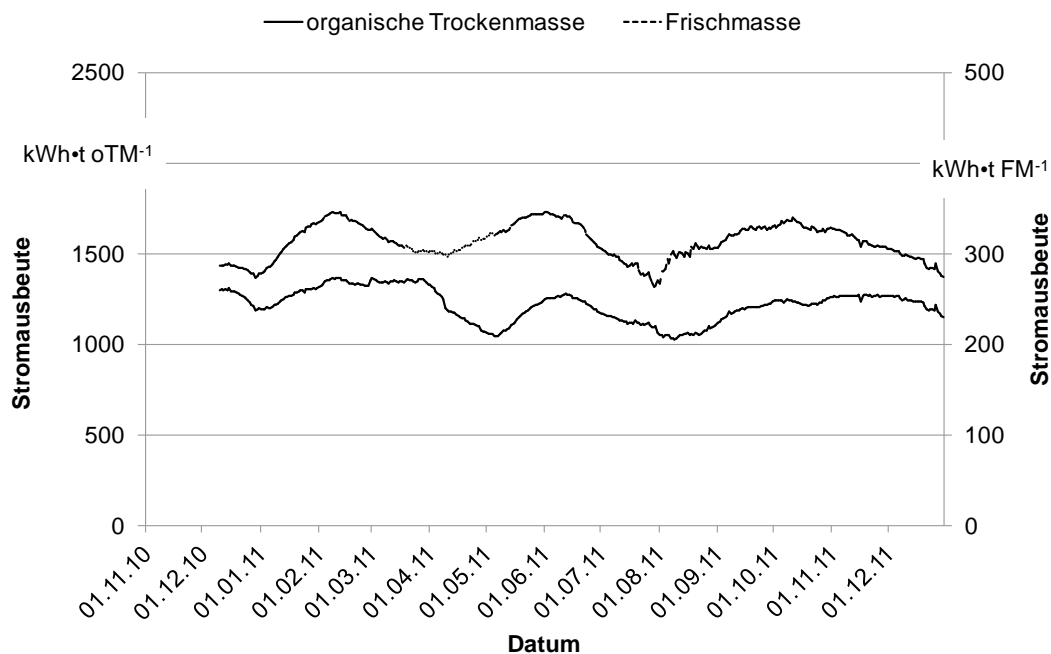


Abb. 62: Trocken- bzw. frischmassebezogene Stromausbeuten über den Untersuchungszeitraum an Pilotanlage 16 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

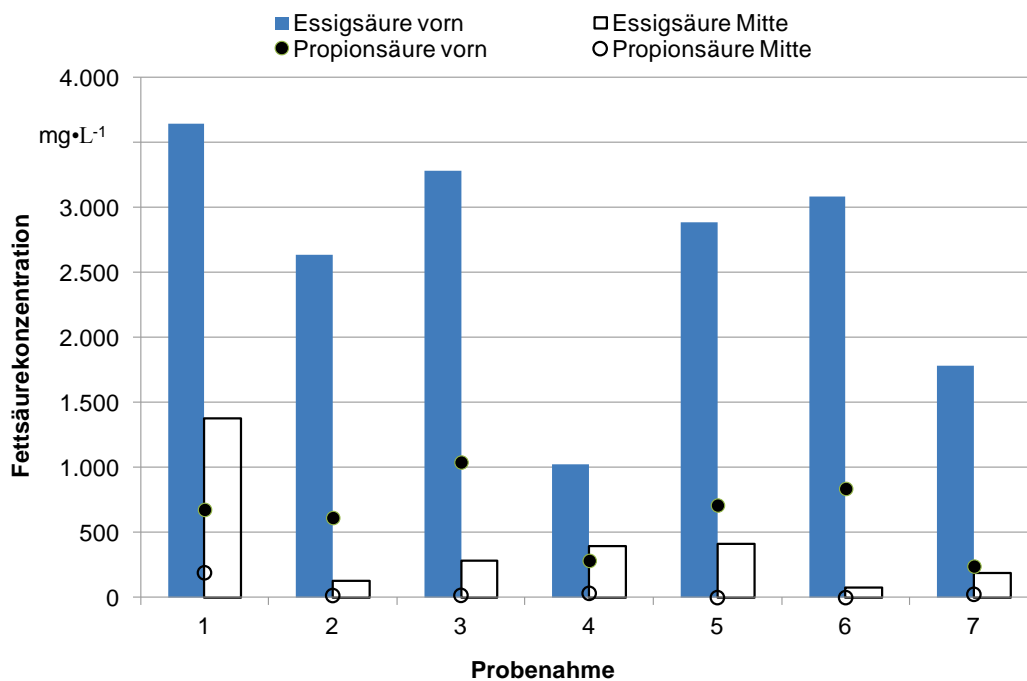


Abb. 63: Fettsäurekonzentrationen im Gärgemisch unterschiedlicher Zonen des liegenden Fermenters von Pilotbetrieb 16

Auch der elektrische Nutzungsgrad verlief auf Pilotbetrieb 16 außerordentlich konstant und auf hohem Niveau. Von allen untersuchten Gasmotoren wies dieser mit durchschnittlich 38,5% den höchsten elektrischen Nutzungsgrad auf. Die hohe Effizienz der Maschine dürfte auf den guten Pflege- und Wartungszustand in Verbindung mit sehr konstanten Betriebsbedingungen zurückzuführen sein.

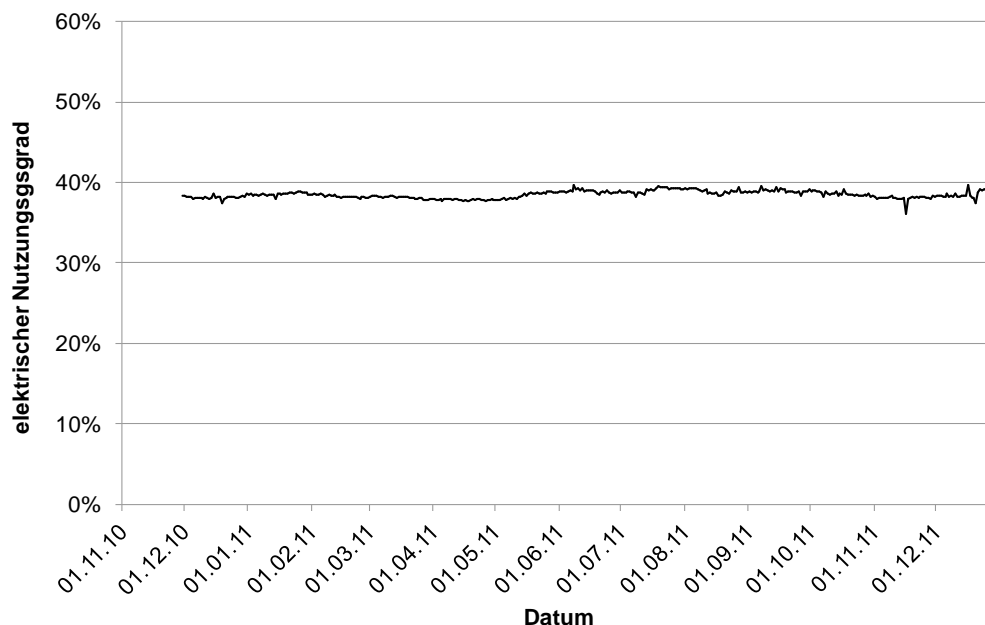


Abb. 64: Verlauf des elektrischen Nutzungsgrads an Pilotanlage 16 (gleitender Mittelwert über 30 Tage)

Die Raumbelastung des liegenden Fermenters lag im Durchschnitt bei $5,4 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$. Damit war dies der am höchsten belastete Behälter der gesamten Untersuchung. Dennoch traten keinerlei biologische Probleme auf, vielmehr zeigten die chemischen Analysen, dass die in liegenden Fermentern erwünschte Zonierung erfolgreich realisiert werden konnte. Aufgrund des großen Volumens des Nachgärbehälters bewegte sich die Gesamtraumbelastung auf einem recht niedrigen Niveau und betrug im Mittel $1,5 \text{ kg oTM} \cdot (\text{m}^3 \text{AV} \cdot \text{d})^{-1}$. Entsprechend hoch lag mit im Mittel 170 Tagen die hydraulische Gesamtverweilzeit, die aufgrund unterschiedlicher TM-Gehalte der Einsatzstoffe weniger konstant verlief als die übrigen besprochenen Betriebsparameter.

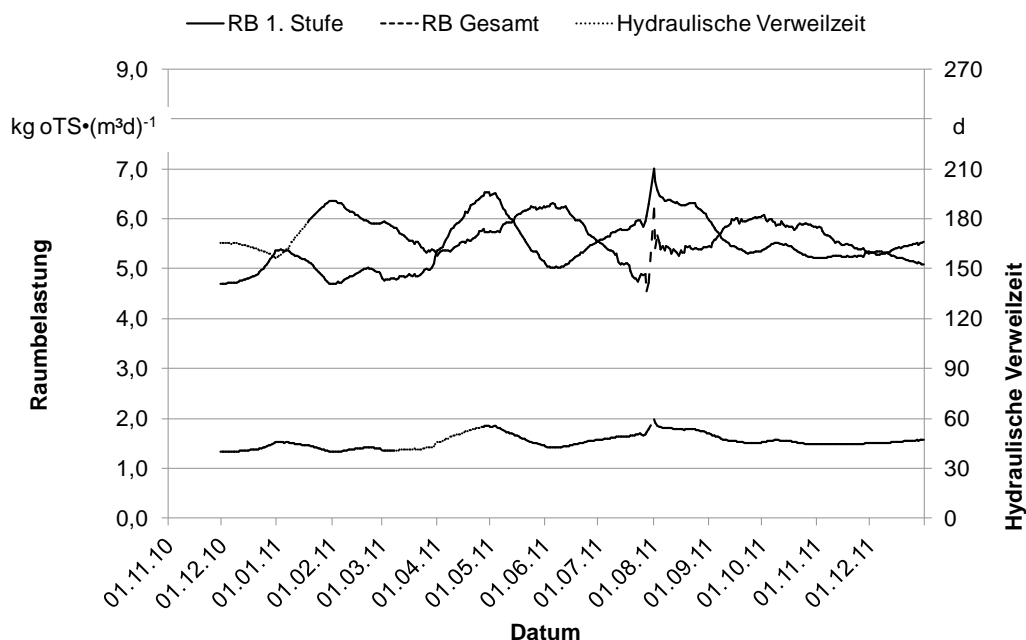


Abb. 65: Verlauf von Gesamtverweilzeit und Raumbelastung sowie Raumbelastung von Stufe 1 an Pilotanlage 16 (gleitende Mittelwerte über 30 Tage)

Auf PB 16 wurde zu Testzwecken vorübergehend eine sogenannte Hammermühle für die Substrataufbereitung installiert, mit der eine Steigerung der Gasausbeute erreicht werden sollte. Um diese unter kontrollierten Bedingungen zu prüfen, wurden Proben des Ausgangsmaterials (Mischung von Kleegrassilage und Festmist) in behandelter und unbehandelter Form genommen und beide Varianten in den Batch-Versuchsanlagen der LfL auf ihr jeweiliges Gasertragspotential hin untersucht. Als Impfmateriale diente Gärrückstand aus der Pilotanlage.

Abb. 66 zeigt die Ergebnisse der Gärtests mit behandeltem und unbehandeltem Material. Dargestellt sind die Mittelwerte der Methanausbeute aus jeweils drei Wiederholungen als Summenkurve und Stundenwerte. Der Unterschied in der kumulierten Methanausbeute zwischen der behandelten und der unbehandelten Variante war nicht signifikant. Deutlichere Unterschiede traten hingegen in der Abbaukinetik auf. Dies verdeutlicht Abb. 67, in der die Differenz der stündlichen Gasproduktion zwischen behandelter und unbehandelter Variante dargestellt ist. In den ersten 160 Versuchsstunden ist eine Beschleunigung des Abbauprozesses durch die Substratbehandlung erkennbar. Der anfängliche Minderertrag aus der unbehandelten Variante wurde im weiteren Versuchsverlauf jedoch wieder kompensiert.

Aus den Untersuchungsergebnissen lässt sich ableiten, dass durch die Behandlung der Einsatzstoffe mit der Hammermühle ein anfänglich schnellerer Abbau erzielt wurde. Eine absolute Erhöhung der Methanausbeute konnte jedoch nicht nachgewiesen werden. In Anbetracht der langen Verweilzeit in der Pilotanlage ist dort deshalb kein Effekt der Substrataufbereitung auf die erzielbare Methanausbeute zu erwarten.

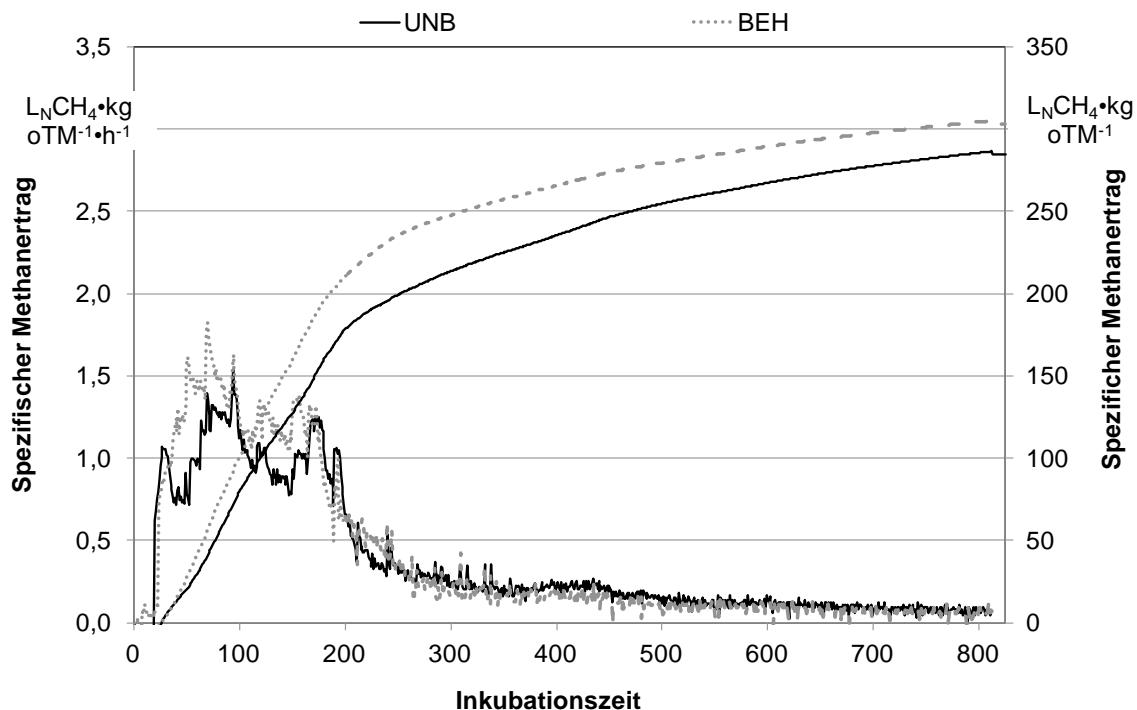


Abb. 66: Verläufe der Methanerträge einer unbehandelten und einer behandelten Variante der Klee gras- / Festmismischung im Batchversuch

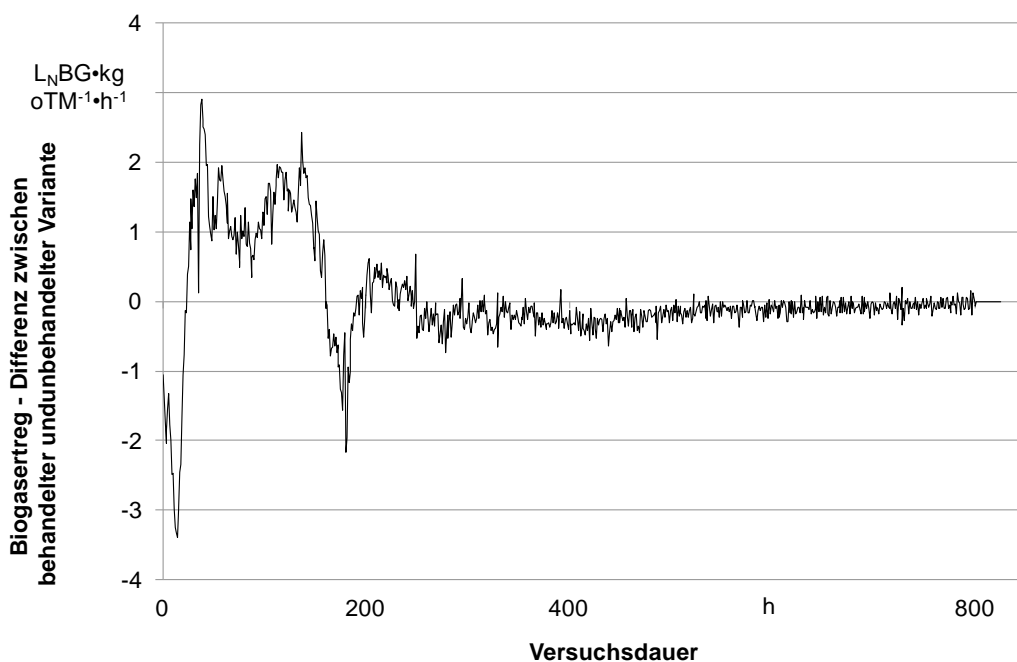


Abb. 67: Zeitverlauf der Differenz der Biogasbildung zwischen der behandelten und der unbehandelten Variante im Batchversuch

6 Schlussfolgerungen

Die sechs neuen Pilotbiogasanlagen unterscheiden sich in vielen Punkten maßgeblich von den zuvor untersuchten Betrieben. Lag der mittlere Gülleanteil bei den „alten“ Pilotanlagen noch bei rund 11%, wurden in den „neuen“ Betrieben mehr als 38% Gülle eingesetzt. Maissilage, die mit einem mittleren Anteil von 50% in der letzten Untersuchung noch den wichtigsten Einsatzstoff darstellte, wurde im Durchschnitt der neuen Betrieben nur noch zu einem Massenanteil von knapp 25% eingesetzt. Die mittlere installierte elektrische Leistung lag mit 270 kW_{el.} für die „neuen“ Betriebe um 80 kW_{el.} niedriger als für die „alten“. Bezüglich des Nutzungsgrades der anfallenden Abwärme war eine deutliche Steigerung erkennbar. Im Mittel konnten nahezu 64% der verfügbaren Wärmeproduktion an externe Nutzer abgesetzt werden. Mit nur 30% schnitten die alten Anlagen hier deutlich schlechter ab.

Damit spiegelt die Auswahl der neuen Anlagen die Ziele des Gesetzgebers mit der Novellierung des EEG 2009 sehr gut wider. Diese waren unter anderem eine bessere Integration von Tierhaltung und Biogasproduktion, ein verringerter Einsatz von Maissilage und verbesserte Nutzungsgrade bei der energetischen Verwertung des Biogases.

Interpretiert man die mittlere Arbeitsausnutzung des BHKW als einen Indikator für die Stabilität des Anlagenbetriebs, so verheißt ein mittlerer Wert von 93% für die sechs Anlagen Gutes. Dieser Wert liegt deutlich über dem Ergebnis von 87% für die zehn Pilotanlagen der ersten Kampagne. Allerdings wurde letzterer damals durch zwei Anlagen, die über längere Zeit erhebliche gärbiologische und hydraulische Probleme hatten, nach unten gezogen. Solche Ausreißer gab es bei den neuen Anlagen nicht. Einbußen bei der Stromproduktion bei diesen Anlagen wurden speziell durch hohe NH₄⁺-Gehalte (Geflügelmistverwertung), durch den Einsatz minderwertiger Grassilage im Zuge einer Anlagenerweiterung und durch den Versuch, die Gärtemperatur vom thermophilen in den mesophilen Bereich zu verschieben, verursacht.

Die vergleichsweise hohen Gülleanteile an den Einsatzstoffen bei vier der sechs neu untersuchten Biogasanlagen wirken sich erkennbar auf typische verfahrenstechnische Kennzahlen aus. So lag die durchschnittliche Raumbelastung der Hauptgärbehälter mit 4,0 kg oTM•(m³•d)⁻¹ um 38% unter dem Wert der Betriebe der ersten Kampagne, die deutlich weniger oder überhaupt keine Gülle einsetzten. Im Mittel waren die Methanproduktivität der neuen Pilotanlagen um 19%, die Methanausbeute bezogen auf die eingetragene Frischmasse um 23% (im Mittel 77 m_N³•t⁻¹) und die trockenmassebezogenen CH₄-Ausbeute (im Mittel 336 m_N³•t⁻¹) um knapp 9% geringer. Die Stromausbeute war bezogen auf die Trockenmasse um 26% und bezogen auf die organische Trockenmasse um 12% niedriger als bei den alten Pilotanlagen. Hier spielte die geringere Leistung der Verstromungsaggregate eine zusätzliche Rolle.

Mit den geringeren Energieausbeuten ging ein Eigenstrombedarf der neuen Pilotbetriebe von im Mittel 10,1% einher, welcher rund 15% höher lag als bei den alten Pilotbetrieben. Spezielle Ursachen hierfür waren in einzelnen Anlagen wiederholt auftretende Schwimmdecken sowie die durch mangelnden Abbau periodisch auftretende Anreicherung von Trockenmasse im Gärbehälter. Dies dürften auch Hauptursachen dafür gewesen sein, dass trotz geringerer Raumbelastungen und höherer Verweilzeiten für die neuen Betriebe im Mittel um 29% höhere Restgaspotentiale ermittelt wurden.

Was den im Vergleich zur ersten Kampagne deutlich erhöhten mittleren Wärmeabsatzgrad von 57% angeht, erwies sich die Unabhängigkeit von saisonalen Wärmeabnehmern als nur ein wichtiger Einflussfaktor. Hohe Wärmeabsatzgrade und damit auch Netto-Methannutzungsgrade von nahezu 70% wurden nur dann erreicht, wenn ein Wärmeabnehmer vorhanden war, dessen Grundwärmebedarf deutlich über der Wärmeleistung der Biogasanlage lag. In dieser Untersuchung waren dies eine größere soziale Einrichtung, ein Tagungsgebäude oder ein kommunales Nahwärmenetz mit Hackschnitzelheizanlage. Ferner zeigte sich, dass auch in kleinen Betrieben mit hohem Gülleanteil trotz des hohen spezifischen Strombedarfs und des niedrigen elektrischen Wirkungsgrads 60% der Methanenergie an externe Nutzer abgesetzt werden konnten, sofern ein jahreszeitlich unabhängiger Wärmeabnehmer rund 70% der anfallenden thermischen Energiemenge verwerten konnte. Im vorliegenden Fall wurde dies durch eine Trocknungsanlage für Ernteprodukte und Holzhackschnitzel erreicht.

Die vergleichsweise hohen Gülleanteile sowie die guten Methannutzungsgrade auf den neuen Pilotbetrieben bedingten auch günstige Ergebnisse bei der THG- und Energiebilanz. Hier sei insbesondere die Anlage 14 mit spezifischen THG-Emissionen von $-1.155 \text{ g CO}_2\text{-Äq}\cdot\text{kWh}_{\text{el.}}^{-1}$ und einem KEA-Wert von $-3,08 \text{ kWh}_{\text{fossil}}\cdot\text{kWh}_{\text{el.}}^{-1}$ hervorgehoben.

Die hier dokumentierte Messkampagne liefert Daten zu beispielhaften Anlagenkonzepten, wie sie vorwiegend nach der EEG Novelle 2009 entstanden sind. Dazu gehören insbesondere mittlere und kleine Betriebe mit hohen Anteilen an Wirtschaftsdüngern, aber auch Betriebe aus dem Ökolandbau, für die die Vergärung von Kleegrassilage eine enorme Verbesserung der Düngerbereitstellung bietet. In Verbindung mit den Ergebnissen aus vorhergegangenen Messkampagnen ist damit eine Datengrundlage vorhanden, um die Entwicklung der Zuverlässigkeit und Effizienz der landwirtschaftlichen Biogasproduktion anhand von Praxisbeispielen nachzuvollziehen.

7 Weiterführende Arbeiten

Die Entwicklung der Biogastechnologie wird weitergehen, auch wenn das rasante Wachstum der Anlagenzahlen der letzten Jahre in 2012 deutlich abgeflaut ist. Die Branche steht dabei vor großen Herausforderungen und unter scharfer Beobachtung der Öffentlichkeit. Wesentliche Forschungs- und Handlungsfelder sind die Verbreiterung der Rohstoffbasis, die bessere Eingliederung von Biogasanlagen in die Agrarstruktur, die Steigerung der Effizienz der Gärbiologie und der Anlagen sowie die effiziente Verwertung des mit erheblichem Aufwand produzierten Biogases. Mit der Umstellung des Energieversorgungssystems auf ausschließlich Erneuerbare Energien kommt dem Biogas als vielseitiger und speicherbarer Energieträger – weniger quantitativ als vielmehr qualitativ – eine herausragende Bedeutung zu. Diese Trümpfe der Biogastechnologie wurden bisher aufgrund mangelnder rechtlicher und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen noch kaum gespielt.

Das Biogasanlagen-Monitoring als anwendungs- und beratungsorientierte Forschungsarbeit hat sich in den vergangenen Jahren als sehr ergiebige und wertvolle Datenquelle nicht nur für den Bereich der Landtechnik und der Betriebswirtschaft, sondern auch für andere Arbeitsbereiche innerhalb des Arbeitsschwerpunktes Biogas an der LfL Bayern, wie den Pflanzenbau und die Düngung, erwiesen. Entsprechend der oben genannten Herausforderungen werden aktuell weitere Pilotbetriebe untersucht, die ihre Einsatzstoffe überwiegend auf Grünlandflächen gewinnen. Eine weitere interessante Fragestellung ist, wie moderne und wirtschaftliche Konzepte kleiner Hofbiogasanlagen in Verbindung mit einer Tierhaltung aussehen können. Oder wie eine Biogasanlage in ein Gesamtkonzept für die möglichst eigenständige Energieversorgung eines landwirtschaftlichen Betriebes integriert werden kann.

Das Biogasanlagen-Monitoring liefert praxisorientierte Ergebnisse für die Weiterentwicklung der Biogastechnologie in der Landwirtschaft und bietet vielfältige Ansatzpunkte für angewandte Forschungsarbeiten entlang der gesamten Prozesskette der Biogasproduktion und –verwertung. Darüber hinaus bildet es eine Datengrundlage für die Bilanzierung der Umweltwirkungen von Biogasanlagen und die Entwicklung von EDV basierten Beratungshilfen für Betreiber von Biogasanlagen und deren Berater.

8 Veröffentlichungen und Vorträge

- BACHMAIER, J., M. EFFENBERGER, A. GRONAUER (2010): Greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in agriculture. *Engineering in Life Sciences* 6: 560-569
- KISSEL, R., H. BACHMAIER, M. EFFENBERGER, A. GRONAUER (2010): Ertragseinbußen auf der Spur. *Biogas Journal* 03/2010: 86-88
- EFFENBERGER, M.: Verfahrenstechnik der Grasvergärung: Technik, Gärprozess, Klimabilanz. Vortrag auf der 20. Jahrestagung des Fachverband Biogas e.V.: „Biogas kann’s – natürlich“, Nürnberg, 11.-13.01.2011
- EFFENBERGER, M.: Repowering von Biogasanlagen zur Steigerung der Prozesseffizienz. Vortrag auf dem FNR/KTBL-Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, Göttingen, 20./21.09.2011
- EFFENBERGER, M.: Vorgehen zur Effizienzsteigerung an Biogasanlagen. Vortrag auf der 21. Jahrestagung des Fachverband Biogas e.V.: „Energiewende: Biogas kann’s“, Bremen, 10.-12.01.2012
- KISSEL, R.: Substrataufbereitung zur Steigerung der Effizienz von Biogasanlagen. Vortrag beim Oberfränkischen Biogas-Fortbildungsseminar des AELF-Münchberg, Bad Staffelstein, 08.02.2012
- KISSEL, R.: Effizienz in der Biogasanlage. Vortrag auf der Tagung der Biogasbetriebe Unterfranken Süd-West; Ämter für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Bad Neustadt, Karlstadt, Kitzingen und Würzburg, Würzburg, 14.02.2012

Literaturverzeichnis

- BACHMAIER, J., M. EFFENBERGER, A. GRONAUER (2010): Greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in agriculture. *Eng. Life Sci.* 10/6: 560–569
- BACHMAIER, H., F. EBERTSEDER, M. EFFENBERGER, R. KISSEL, E. RIVERA GRACIA, A. GRONAUER (2011) Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern – Fortsetzung 2008 – 2010. LfL-Schriftenreihe 5/2011, Freising, ISSN 1611-4159
- BMU (2007) : Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2007
- CREUTZIG, F., A. POPP, R. PLEVIN, G. LUDERER, J. MINX, O. EDENHOFER (2012): Reconciling top-down and bottom-up modelling on future bioenergy deployment. *Nature Climate Change*, Online-Publikation 04.03.2012, DOI: 10.1038/NCLIMATE1416
- DBFZ (2010): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. 3. Zwischenbericht, Deutsches BiomasseForschungsZentrum gGmbH, Leipzig
- EFFENBERGER, M., F. KAISER, R. KISSEL, A. GRONAUER (2007): So klappt's auch mit der Biologie. *Biogas Journal* 4/07: 16-17
- EFFENBERGER, M., R. KISSEL, A. LEHNER, A. GRONAUER (2008): Verfahrenstechnische Bewertung landwirtschaftlicher Biogasanlagen – Auslastung und energetische Effizienz. *Landtechnik* 5/2008: 290-292
- EFFENBERGER, M., M. LEBUHN (2008): Biologie der Methangärung - die Belastungsgrenzen erkennen. *Mais* 2/2008, mais special 2008: 4-7
- EFFENBERGER, M., H. BACHMAIER, E. KRÄNSEL, A. LEHNER, A. GRONAUER (2010): Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern – Abschlussbericht. LfL-Schriftenreihe 1/2010, Freising, ISSN: 1611-4159
- EFFENBERGER, M. (2011): Gras zu Gas. *dlz agrar-magazin* 5(2011): 98-103
- FNR (2008): Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow
- FNR (2009): Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen im Vergleich. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow, 2009, ISBN 978-3-9803927-8-5
- FOUDA, S. (2011): Nitrogen availability of biogas residues. Dissertation, Technische Universität München.
- GUTSER, R., T. EBERTSEDER, M. SCHRAML, S. V. TUCHER, U. SCHMIDHALTER (2010) Stickstoffeffiziente und umweltschonende organische Düngung. *KTBL-Schrift* 483: 31-50
- HEUWINKEL, H., D. ANDRADE, D. WAGNER, K. BREDENDIEK, M. BISCHOFF (2009): Optimierung der anaeroben Fermentierung durch mineralische Zusatzstoffe. In: Internationale Wissenschaftstagung – Biogas-Science 2009, Band 1, LfL-Schriftenreihe 15/2009, Freising, ISSN 1611-4159: 85 - 92
- HÖLKER, U. (2009): Was leisten Zusatzstoffe & Hilfsmittel zur Optimierung der Biogasproduktion. In: FNR (Hrsg.): Gülzower Fachgespräche Band 32, Tagungsband „Bio-

- gas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, 15.-16.09.2009, Weimar, [<http://www.gbv.de/dms/zbw/609696238.pdf>]
- KEYMER (2011): Wärmeleitung oder Mikrogasleitung – ein ökonomischer Vergleich. In: Fachverband Biogas e.V. (Hrsg.), 20. Biogas Jahrestagung und Fachmesse, Tagungsband: 191 - 198
- KTBL (2006) : Energiepflanzen. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. – KTBL (Hrsg.), Darmstadt
- KTBL (2008): Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. – KTBL (Hrsg.), 21st ed., Darmstadt
- KTBL (2009): Faustzahlen Biogas. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Hrsg.), Darmstadt, ISBN 978-3-941583-28-3
- MUNK, B., C. BAUER, A. GRONAUER AND M. LEBUHN (2010): Population dynamics of methanogens during acidification of biogas fermenters fed with maize silage. Eng. Life Sci., 10/6: 496-508
- NICKEL, K., U. NEIS (2007): Ultraschall auf Biogasanlagen – Anspruch, Ziel und Nutzen. Vortrag (Internetversion) [<http://www.biosolar.de/images/Enertec%20Vortrag%20Nickel%20et%20al%20FINAL.pdf>] 2011-06-29
- STIEHLER, W. (2012): Wahrnehmung und gesellschaftliche Akzeptanz von Erneuerbaren Energien – Ergebnisse empirischer Untersuchungen zum Thema Biogas. In: C.A.R.M.E.N. e.V. (Hrsg.), Tagungsband zum C.A.R.M.E.N.-Forum „Energiewende – Wege in die Praxis“, 26.03.2012, Straubing, ISBN 978-3-937441-27-6: 57-80
- UBA (2009): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2009. Nationaler Inventarbericht zum deutschen Treibhausgasinventar (1990-2007). Umweltbundesamt, Dessau
- VDI (2010): Maßnahmen zur Emissionsminderung - Biogasanlagen in der Landwirtschaft - Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. VDI Richtlinie 3475, Verein deutscher Ingenieure
- WEIß, D., C. BRÜCKNER (2008): Biomasseaufbereitung zur Vergärung. Schriftenreihe der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Heft 19/2008
- ZIMMERMANN, U. (1996): The Effect of High Intensity Electric Field Pulses on Eucaryotic Cell Membranes. CRC Press, 1996, Boca Raton

Anhang 1: Zusammenstellung der verfahrenstechnischen Kenngrößen

Parameter	Einheit	Pilotbetrieb 11	Pilotbetrieb 12	Pilotbetrieb 13	Pilotbetrieb 14	Pilotbetrieb 15	Pilotbetrieb 16
Auswertungszeitraum	d	844	913	882	704	883	426
Arbeitsvolumen Stufe 1	m ³	395	3.760	923	800	800	900
Gesamt-Gärraum	m ³	925	5.640	2.423	1.600	800	3.180
Installierte elektr. Leistung	kW	120	690 (810)*	149	80	240	250
Spezif. inst. elektr. Leistung	kW•m ⁻³	0,13	0,12 (0,14)*	0,06	0,05	0,3	0,08
Temperatur F1	°C	49,8	47,3	41,8	39	42,1	42
Temperatur F2	°C	–	47,0	n.v.	–	–	–
Temperatur Nachgärer 1	°C	48,2	42,6	39,6	38	–	37
Temperatur Nachgärer 2	°C	–	36,3	n.v.	–	–	–
FM-Eintrag	t•a ⁻¹	4.293	13.379	4.557	5.574	5.034	6.935
FM-Durchsatz	t•d ⁻¹	11,8	36,7	12,5	15,3	13,8	19,0
oTM-Eintrag	t•a ⁻¹	848	4.143	985	675	1.387	1.630
oTM-Durchsatz	t•d ⁻¹	2,3	11,4	2,7	1,8	3,8	4,5
Hydraul. Verweilzeit 1. Stufe	d	35	104	75	53	63	48
Gesamte hydraul. Verweilzeit	d	81	155	196	106	63	170
Raumbelastung 1. Stufe	kg oTM•(m ³ •d) ⁻¹	5,8	3,0	2,9	2,3	4,8	5,4
Gesamt-Raumbelastung	kg oTM•(m ³ •d) ⁻¹	2,5	2,0	1,1	1,2	4,8	1,5
CH ₄ -Gehalt im Biogas	Vol.-%	51,1	51,5	50,0	53,6	51,5	52,4
H ₂ S-Gehalt im Biogas	ppm	111	63	113	89	68	35
Biogasertrag	m ³ •a ⁻¹	531.361	3.340.565	668.938	386.018	780.286	1.057.230
Biogasrate	m ³ •h ⁻¹	60,7	381,3	76,4	44	89	121
Methanertrag	m ³ •a ⁻¹	271.490	1.720.829	335.487	207.013	402.029	553.906
Methanrate	m ³ •h ⁻¹	31,0	196,4	38,3	24	46	63
Biogausbeute FM	m ³ •t ⁻¹	124	250	147	70	155	152
Biogausbeute oTM	l _N •kg oTM ⁻¹	627	806	679	618	563	649
Methanausbeute FM	m ³ •t ⁻¹	63	129	74	38	80	80
Methanausbeute oTM	l _N •kg oTM ⁻¹	320	415	341	332	290	340
Methanproduktivität	m ³ •(m ³ •d) ⁻¹	0,80	0,84	0,38	0,35	1,4	0,50
Restmethanpotential 2010	l _N •kg FM ⁻¹	6,9	6,6	4,0	4,0	11,0	10,4
Restmethanpotential 2011	l _N •kg FM ⁻¹	8,1	5,1	5,0	6,5	13,8	4,2

*Anlagenerweiterung (01.07.2011)

Parameter	Einheit	Pilotbetrieb 11	Pilotbetrieb 12	Pilotbetrieb 13	Pilotbetrieb 14	Pilotbetrieb 15	Pilotbetrieb 16
Strom Rührer Vorgrube	kWh*(t FM) ⁻¹	–	–	–	–	–	–
Strom Rührer Fermenter 1	kWh*(t FM) ⁻¹	3,4	–	–	2,0	19,2	25,7
Strom Rührer Fermenter 2	kWh*(t FM) ⁻¹	–	–	–	–	–	–
Strom Rührer Nachgärer 1	kWh*(t FM) ⁻¹	1,6	–	–	0,7	–	–
Strom Rührer Nachgärer 2	kWh*(t FM) ⁻¹	–	–	–	–	–	–
Strom Rührer Gärrestlager	kWh*(t FM) ⁻¹	0,47	–	–	–	–	–
Strom Rührer Gesamt	kWh*(t FM) ⁻¹	5,5	–	14,1	2,6	19,2	–
Strom Feststoffeintrag	kWh*(t FM) ⁻¹	0,15	–	0,43	0,2	2,6	–
Strom Güllerpumpe	kWh*(t FM) ⁻¹	0,37	–	0,30	0,2	1,4	–
Strom Trocknung	kWh*(t FM) ⁻¹	1,8	–	–	5,2	–	–
Strom Substrataufschluss	kWh*(t FM) ⁻¹	–	–	–	–	1,3	–
Strombedarf Gesamt	kWh*(t FM) ⁻¹	18,4	50,0	26,4	11,8	40,3	28,3
Anzahl Intervalle Dosierer	d ⁻¹	24	48	24	–	–	48
Laufzeit pro Intervall	min	0,5	–	2,3	–	–	–
Futtermenge je Intervall	kg	490	764	520	–	–	420
Rührzeit Fermenter	min	8,9	18/12	9	5	–	–
Pausenzeit Fermenter	min	32,9	42/48	34	35	–	–
Laufzeit Fermenterrührwerk	h*d ⁻¹	5,1	7,2/4,8	5,9	2,6	–	24
Rührzeit Nachgärer	min	4,1	7,0	4	–	–	10/15
Pausenzeit Nachgärer	min	56,4	53,0	34	–	–	35/31
Laufzeit Nachgärerrührwerk	h*d ⁻¹	1,6	2,8	3,9	0,9	–	6,2/8,5
Rührzeit Gärrestlager	min	–	15	–	–	–	–
Pausenzeit Gärrestlager	min	–	45	–	–	–	–
Laufzeit Gärrestlagerrührwerk	h*d ⁻¹	0,5	6,0	–	–	–	0,4

Parameter	Einheit	Pilotbetrieb 11	Pilotbetrieb 12	Pilotbetrieb 13	Pilotbetrieb 14	Pilotbetrieb 15	Pilotbetrieb 16
Auswertungszeitraum	d	844	913	882	704	883	426
Energiezufuhr BHKW	kWh ^a - ¹	2.714.897	17.208.294	3.354.873	2.070.127	4.020.287	5.539.058
Feuerungswärmeleistung	kW	310	1964	383	236	459	632
Brutto-BHKW-Strom	kWh ^a - ¹	953.254	6.056.311	1.150.300	667.866	1.778.133	2.127.211
Brutto-BHKW-Strom	kWh ^d - ¹	2.612	16.593	3.152	1.830	4.872	5.828
Bruttoleistung elektrisch	kW	109	691	131	76	203	243
Stromausbeute FM	kWh ^e - ¹	222	453	252	121	353	307
Netto-Stromausbeute FM	kWh ^e - ¹	204	442	226	108	313	278
Stromausbeute oTM	kWh ^e oTM ⁻¹	1.125	1.462	1.168	1060	1282	1305
Netto-Stromausbeute oTM	kWh ^e oTM ⁻¹	1.031	1.429	1.046	892	1136	1184
Verstromungsfaktor Methan	kWh ^a mN ⁻³	3,5	3,5	3,4	3,2	4,4	3,8
Eigenstrombedarf	kWh ^d - ¹	217	1.831	330	181	556	538
Strombedarfsanteil BGA	%	8,3	11,0	10,5	9,9	11,4	9,2
Brutto-BHKW-Wärme	kWh ^a - ¹	886.726	5.203.625	1.335.600	889.848	1.620.977	1.981.790
Bruttoleistung thermisch	kW	101	594	152	102	185	226
Wärmenutzung extern	kWh ^a - ¹	426.540	2.930.729	773.200	618.160	1.227.071	1.684.867
Wärme-Nutzung extern	kWh ^d - ¹	1.169	8.029	2.118	1.694	3.362	4.616
Wärmeleistung extern	kW	49	335	88	71	140	192
Wärme-Nutzungsgrad	%	83	64	85	100	83	100
Wärmebedarf Heizung	%	34	8	36	31	7	15
Wärmenutzungsgrad extern	%	48	56	49	69	76	85
Fortwärme-Anteil	%	18	36	15	0	17	0
Netto-Nutzungsgrad Methan	%	47,9	48,3	53,7	58,9	69,7	65,3
Arbeitsausnutzung BHKW 1	%	90,2	97,7	92,8	91,5	86,4	97,1
Jahresvolllaststunden BHKW 1	h	7.904	8.563	8.128	8.013	7.572	8.509
Elektr. Nutzungsgrad BHKW 1	%	35,0	37,3	34,1	31,5	40,1	38,5
Arbeitsausnutzung BHKW 2	%	-	97,4	78,0	97,5	-	-
Jahresvolllaststunden BHKW 2	h	-	8.529	6.860	8.541	-	-
Elektr. Nutzungsgrad BHKW 2	%	-	33,6	34,7	32,8	-	-
Arbeitsausnutzung gesamt	%	90,2	97,3	91,0	94,6	86,4	97,1
Elektr. Nutzungsgrad Gesamt	%	35,0	35,1	34,3	32,2	40,1	38,5

Anhang 2: Analysedaten*Tab.-A 4: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 11*

	n		TM [%]	oTM [%TM]	oTM [%]	NH ₄ ⁺ -N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt P [mg•kg ⁻¹]	Gesamt K [mg•kg ⁻¹]
Maissilage	21	MW	30,2	96,3	29,1	187	4,4	0,64	3,3
		Max	35,7	97,2	34,4	449	6,4	0,78	4,2
		Min	26,0	95,4	25,1	5	3,1	0,51	2,7
GPS	14	MW	35,0	94,8	33,2	470	5,7	1,1	5,0
		Max	43,6	96,1	40,9	1416	7,4	1,4	6,2
		Min	18,0	92,0	16,5	186	4,0	0,96	4,1
Getreideschrot	13	MW	86,5	94,2	81,5		16,7	4,2	5,4
		Max	88,2	98,3	86,1		20,4	4,3	6,0
		Min	85,3	78,9	69,5		13,3	4,2	4,6
Rindergülle	20	MW	10,4	79,7	8,3	2251	4,8	1,2	4,1
		Max	14,8	82,6	11,8	3276	5,7	1,4	5,4
		Min	7,7	74,3	6,2	1477	3,6	0,9	3,4
Rindermist	10	MW	24,3	86,5	21,0	899	5,9	1,5	8,5
		Max	36,2	90,2	30,9	1735	8,8	3,0	16,5
		Min	17,4	84,6	15,0	172	3,4	0,9	3,7
Grassilage	8	MW	26,9	87,0	23,5	538	7,1	0,71	5,5
		Max	41,3	91,5	37,8	1189	9,4	0,71	7,2
		Min	19,6	82,3	16,1	140	4,5	0,70	3,7

Tab.-A 5: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 11

	n		TM [%]	pH [-]	NH ₄ ⁺ -N [mg•kg ⁻¹]	FOS/ TAC [-]	Essigs. [mg•kg ⁻¹]	Propions. [mg•kg ⁻¹]	Iso- Butters. [mg•kg ⁻¹]	Butters. [mg•kg ⁻¹]
Fermenter	23	MW	8,7	7,6	2200	0,70	2343	924	110	222
		Max	11,2	8,0	2626	2,90	6389	3327	802	3917
		Min	6,8	5,3	1724	0,37	0	80	0	0
Nachgärer	22	MW	7,3	8,1	2564	0,31	199	30	0	0
		Max	10,4	8,4	3213	0,40	736	130	0	0
		Min	6,0	7,6	2077	0,22	0	0	0	0

Tab.-A 6: *Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 12*

	n		TM [%]	oTM [%TM]	oTM [%]	NH ₄ ⁺ -N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt P [mg•kg ⁻¹]	Gesamt K [mg•kg ⁻¹]
Maissilage	28	MW	29,3	96,2	28,2	146	4,0	0,6	3,3
		Max	35,7	97,2	34,4	301	4,8	0,71	3,7
		Min	20,4	90,6	19,5	14	3,1	0,50	2,7
Grassilage	5	MW	28,4	81,0	22,7	500	6,2	0,9	7,9
		Max	41,3	90,3	30,3	946	6,71	1,1	7,9
		Min	19,4	73,3	16,8	52	5,6	0,64	7,90
GPS	28	MW	26,1	93,6	24,5	687	4,9	0,98	6,3
		Max	42,9	96,7	40,3	2592	8,7	1,6	8,7
		Min	18,8	90,3	18,1	30	2,4	0,77	5,2
Hähnchenmist	29	MW	56,5	85,8	48,5	3951	30,1	8,1	16,1
		Max	71,4	89,0	63,0	5979	42,3	9,9	18,2
		Min	41,1	83,2	35,6	2832	22,8	6,9	12,9
Rindermist	23	MW	23,6	76,2	17,8	1164	5,9	2,1	5,5
		Max	30,3	90,3	23,8	3464	8,1	2,8	5,7
		Min	18,0	48,5	13,6	16	4,0	1,3	5,2
CCM	21	MW	61,5	95,7	58,8	453	9,7	2,3	3,0
		Max	68,0	98,6	65,6	711	15,4	2,5	3,1
		Min	55,8	87,7	54,5	198	7,9	2,1	2,8
Getreideschrot	6	MW	85,0	95,3	81,1	530	17,0	3,5	4,1
		Max	87,4	97,7	85,4	745	19,8	3,6	4,4
		Min	79,2	89,9	71,2	101	13,4	3,4	3,8

Tab.-A 7: *Analysedaten der Gärgemischproben von PB 12*

	n		TM [%]	pH [-]	NH ₄ ⁺ -N [mg•kg ⁻¹]	FOS/ TAC [-]	Essigs. [mg•kg ⁻¹]	Propions. [mg•kg ⁻¹]	Iso- Butters. [mg•kg ⁻¹]	Butters. [mg•kg ⁻¹]
Fermenter 1	23	MW	10,4	8,0	2889	0,42	936	323	22	5
		Max	12,2	8,3	3473	0,56	1855	1574	67	29
		Min	7,8	7,7	2370	0,30	0	0	0	0
Fermenter 2	23	MW	9,9	8,1	2967	0,35	413	57	2	0
		Max	11,6	8,3	3903	0,45	698	246	16	0
		Min	7,4	7,9	2461	0,24	0	0	0	0
Nachgärer 1	22	MW	7,2	8,1	2994	0,31	334	103	15	6
		Max	10,5	8,4	3441	0,82	3335	980	201	82
		Min	4,4	7,5	1948	0,19	0	0	0	0
Nachgärer 2	12	MW	6,2	8,1	2899	0,28	201	32	4	2
		Max	7,4	8,3	3143	0,35	885	265	39	17
		Min	5,3	8,0	2717	0,18	55	0	0	0

Tab.-A 8: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 13

	n		TM [%]	oTM [%TM]	oTM [%]	NH ₄ ⁺ -N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt P [mg•kg ⁻¹]	Gesamt K [mg•kg ⁻¹]
Maissilage	15	MW	34,1	96,4	32,9	183	4,9	0,79	4,0
		Max	39,8	97,1	38,5	417	6,1	0,88	4,9
		Min	30,8	94,9	29,7	25	4,3	0,70	3,5
Grassilage	16	MW	30,5	89,1	27,1	919	8,1	1,2	7,8
		Max	45,9	91,9	40,5	2751	12,6	1,6	9,4
		Min	18,2	83,9	16,7	119	4,6	0,9	6,2
Rindergülle	18	MW	6,8	81,1	5,5	1527	3,0	0,6	3,1
		Max	8,7	84,9	7,1	2384	3,9	0,8	3,5
		Min	5,0	75,5	4,0	913	2,3	0,56	2,5
Rindermist	21	MW	25,3	83,8	21,2	279	5,3	1,8	10,2
		Max	43,2	97,6	38,0	678	10,8	3,4	19,6
		Min	14,3	41,4	10,3	0	3,2	1,2	6,4
Getreideschrot	6	MW	86,2	95,9	82,7	0	16,9	3,3	4,2
		Max	87,9	97,7	85,9	0	20,3	3,5	4,3
		Min	84,6	92,4	78,2	0	13,5	3,1	4,1
GPS	17	MW	42,0	95,1	39,9	432	6,4	1,3	6,3
		Max	57,5	96,6	54,4	1325	8,0	1,6	7,8
		Min	33,3	92,4	31,9	0	4,7	1,1	4,7

Tab.-A 9: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 13

	n		TM [%]	pH [-]	NH ₄ ⁺ -N [mg•kg ⁻¹]	FOS/ TAC [-]	Essigs. [mg•kg ⁻¹]	Propions. [mg•kg ⁻¹]	Iso- Butters. [mg•kg ⁻¹]	Butters. [mg•kg ⁻¹]
Fermenter	23	MW	7,7	7,6	2103	0,42	1054	148	23	18
		Max	10,6	8,1	2955	0,71	3229	1069	119	99
		Min	5,8	7,3	1601	0,23	119	0	0	0
Nachgärer	22	MW	5,6	7,8	2081	0,31	221	11	4	2
		Max	7,6	8,1	2655	0,48	2443	112	50	28
		Min	4,5	7,4	1636	0,20	0	0	0	0

Tab.-A 10: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 14

	n		TM [%]	oTM [%TM]	oTM [%]	NH ₄ ⁺ -N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt P [mg•kg ⁻¹]	Gesamt K [mg•kg ⁻¹]
Maissilage	24	MW	33,8	95,6	32,3	278	4,8	0,9	3,6
		Max	39,3	97,3	38,0	1770	6,4	1,2	4,4
		Min	26,6	80,8	25,4	10	3,3	0,68	2,5
Rindermist	19	MW	23,2	82,7	18,3	623	5,4	1,4	7,6
		Max	58,3	89,0	27,7	1990	9,5	2,8	9,2
		Min	18,3	36,2	15,3	170	2,9	0,69	6,1
Rindergülle	23	MW	9,1	79,9	7,3	1659	4,0	1,1	4,3
		Max	12,1	84,1	10,0	2666	4,8	1,4	4,9
		Min	5,5	72,9	4,3	1042	3,3	0,85	3,8
CCM	9	MW	56,6	96,5	54,5	238	10,3	2,0	2,6
		Max	62,1	99,7	58,6	481	23,9	2,2	2,7
		Min	50,8	89,4	50,6	35	3,9	1,7	2,6
Grassilage	20	MW	30,3	88,3	26,8	805	10,3	1,2	8,0
		Max	61,8	92,9	54,3	2741	32,6	1,7	12,4
		Min	15,3	84,1	12,9	40	3,9	0,74	4,6
GPS	5	MW	19,9	90,6	18,0	507	4,4	0,54	4,1
		Max	22,1	93,5	19,6	796	5,7	0,54	4,1
		Min	17,3	86,5	16,1	296	3,2	0,54	4,1

Tab.-A 11: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 14

	n		TM [%]	pH [-]	NH ₄ ⁺ -N [mg•kg ⁻¹]	FOS/ TAC [-]	Essigs. [mg•kg ⁻¹]	Propions. [mg•kg ⁻¹]	Iso- Butters. [mg•kg ⁻¹]	Butters. [mg•kg ⁻¹]
Fermenter	24	MW	7,5	7,7	2153	0,30	260	13	3	5
		Max	8,4	8,1	2388	0,41	894	52	34	68
		Min	6,1	7,3	1788	0,18	42	0	0	0
Nachgärer	23	MW	6,4	7,6	2214	0,31	258	25	5	12
		Max	9,1	8,1	2502	0,74	3554	419	50	154
		Min	4,7	7,0	1748	0,20	19	0	0	0

Tab.-A 12: Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 15

	n		TM [%]	oTM [%TM]	oTM [%]	NH₄⁺-N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt P [mg•kg ⁻¹]	Gesamt K [mg•kg ⁻¹]
Grassilage	30	MW	29,6	87,0	25,7	966	8,9	1,2	10,0
		Max	47,7	92,2	42,8	2734	13,1	1,5	15,5
		Min	18,9	75,8	16,2	175	6,0	0,84	7,7
Maissilage	20	MW	32,1	96,4	30,5	179	4,0	0,69	3,8
		Max	40,0	97,9	37,2	431	5,2	0,93	5,3
		Min	23,6	94,6	22,9	46	2,7	0,55	2,7
GPS	4	MW	26,5	90,0	23,9	586	4,9	0,86	5,9
		Max	32,0	95,6	30,6	1229	5,5	0,86	5,9
		Min	18,7	85,2	17,0	172	4,4	0,86	5,9
Putenmist	16	MW	50,5	80,1	39,5	6418	17,9	8,0	15,0
		Max	66,9	86,7	53,0	9935	29,3	10,1	20,0
		Min	35,5	74,6	27,5	2105	10,7	5,3	11,9
Topinambur	3	MW	21,1	90,1	19,0		3,0		
		Max	22,0	90,9	20,0		3,7		
		Min	19,4	88,9	17,2		2,3		

Tab.-A 13: Analysedaten der Gärgemischproben von PB 15

	n		TM [%]	pH [-]	NH₄⁺-N [mg•kg ⁻¹]	FOS/ TAC [-]	Essigs. [mg•kg ⁻¹]	Propions. [mg•kg ⁻¹]	Iso- Butters. [mg•kg ⁻¹]	Butters. [mg•kg ⁻¹]
Fermenter	21	MW	15,1	8,0	3205	0,35	768	555	20	11
		Max	16,8	8,5	3807	0,63	1877	4318	132	69
		Min	12,9	7,1	2431	0,24	62	18	0	0

Tab.-A 14: *Analysedaten der Einsatzstoffe von PB 16*

	n		TM [%]	oTM [%TM]	oTM [%]	NH₄⁺-N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt N [mg•kg ⁻¹]	Gesamt P [mg•kg ⁻¹]	Gesamt K [mg•kg ⁻¹]
Maissilage	6	MW	43,2	97,1	41,9	286	5,5	1,7	10,1
		Max	49,1	98,2	48,2	440	5,7	3,4	23,7
		Min	38,8	96,0	37,5	220	5,2	0,86	3,3
Kleegrassilage	11	MW	28,3	88,9	25,2	392	5,7	0,93	6,5
		Max	36,3	93,4	33,9	788	5,7	1,2	7,1
		Min	23,1	74,1	19,1	133	5,7	0,69	5,9
Rindermist	11	MW	21,9	83,3	18,2	805	4,4	1,5	6,5
		Max	27,0	86,2	23,1	2377	4,5	1,9	8,3
		Min	17,6	74,5	14,8	173	4,2	1,2	4,9
Getreideschrot	2	MW	84,9	85,4	72,5		17,8	3,8	4,7
		Max	85,3	88,4	74,6		17,8	3,8	4,7
		Min	84,5	82,4	70,3		17,8	3,8	4,7

Tab.-A 15: *Analysedaten der Gärgemischproben von PB 16*

	n		TM [%]	pH [-]	NH₄⁺-N [mg•kg ⁻¹]	FOS/ TAC [-]	Essigs. [mg•kg ⁻¹]	Propions. [mg•kg ⁻¹]	Iso- Butters. [mg•kg ⁻¹]	Butters. [mg•kg ⁻¹]
Fermenter vorne	9	MW	12,1	7,7	2209	0,50	2126	500	45	71
		Max	14,6	8,1	2512	0,69	3645	1043	113	256
		Min	8,0	7,4	1726	0,27	124	0	0	0
Fermenter hinten	7	MW	12,4	8,0	2371	0,32	410	40	2	5
		Max	13,1	8,3	2599	0,46	1377	191	8	16
		Min	11,7	7,6	2030	0,24	74	0	0	0
Nachgärer	9	MW	9,2	7,8	2573	0,26	134	11	1	5
		Max	11,0	8,1	2838	0,34	254	30	8	27
		Min	7,0	7,4	2122	0,18	51	0	0	0

Anhang 3: Verlauf des Substratdurchsatzes

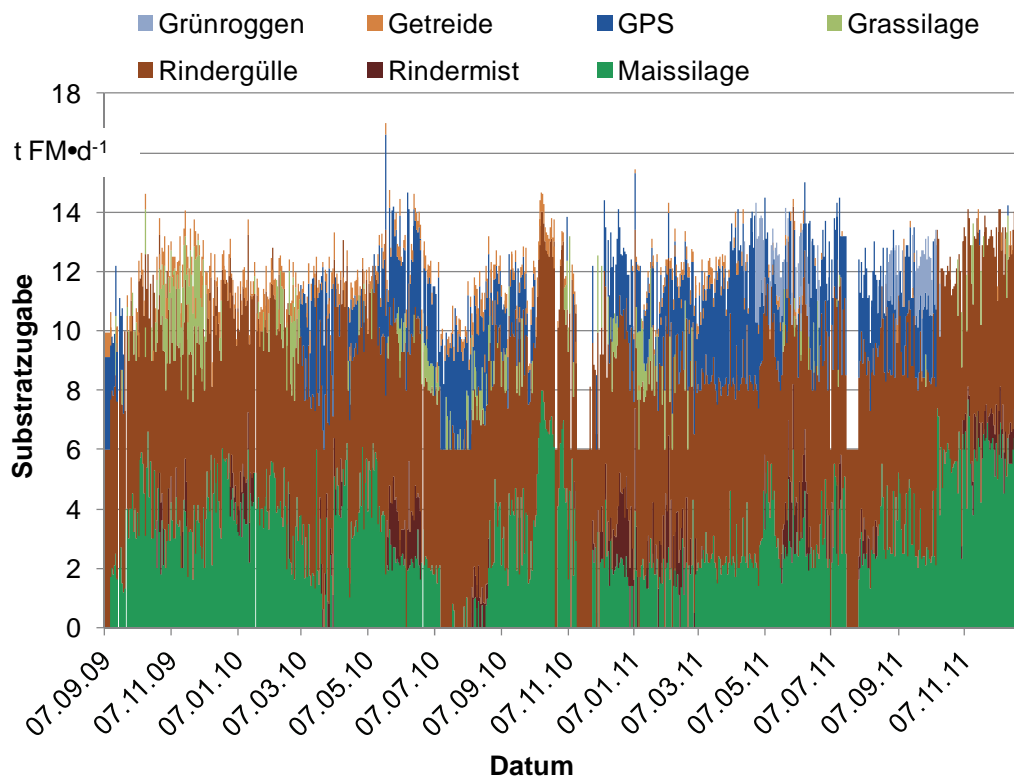


Abb. A-1: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 11

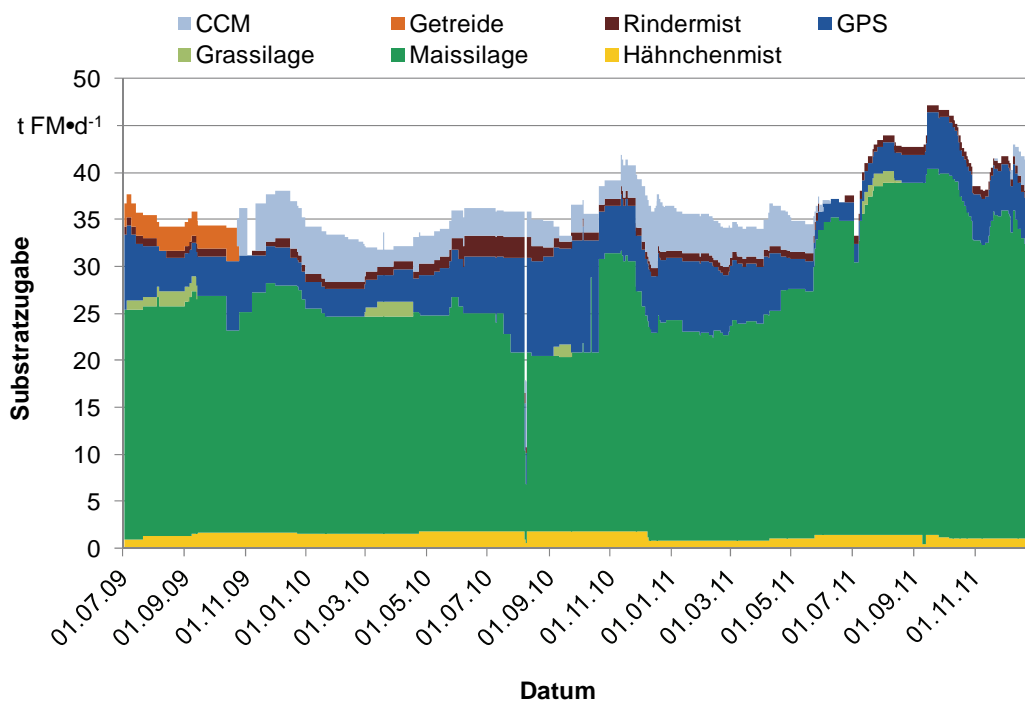


Abb. A-2: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 12

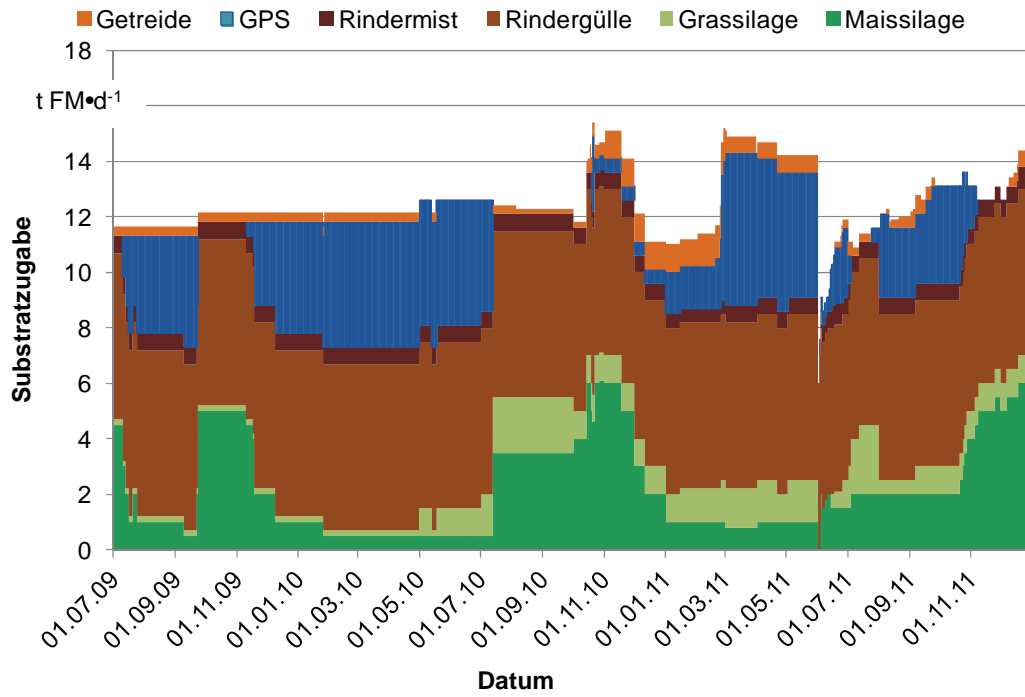


Abb. A-3: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 13

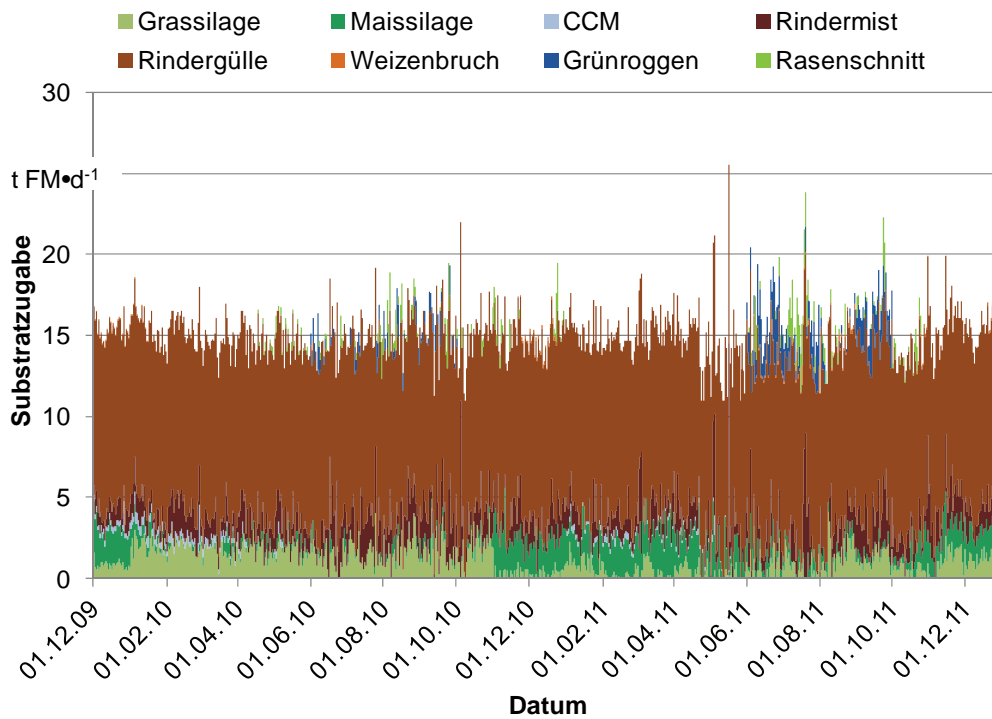


Abb. A-4: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 14

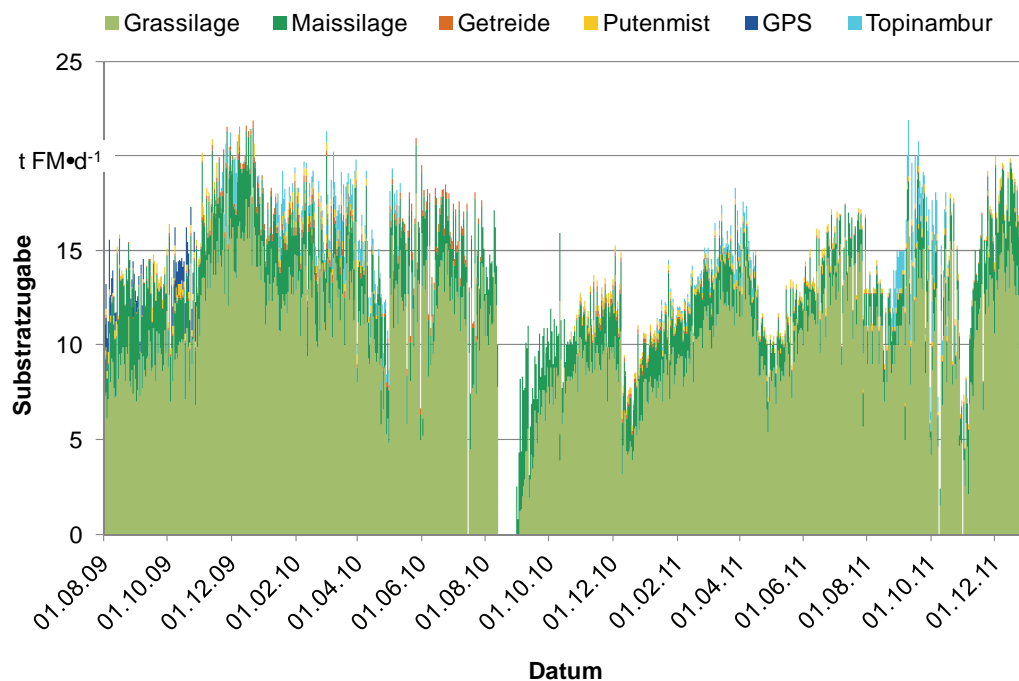


Abb. A-5: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 15

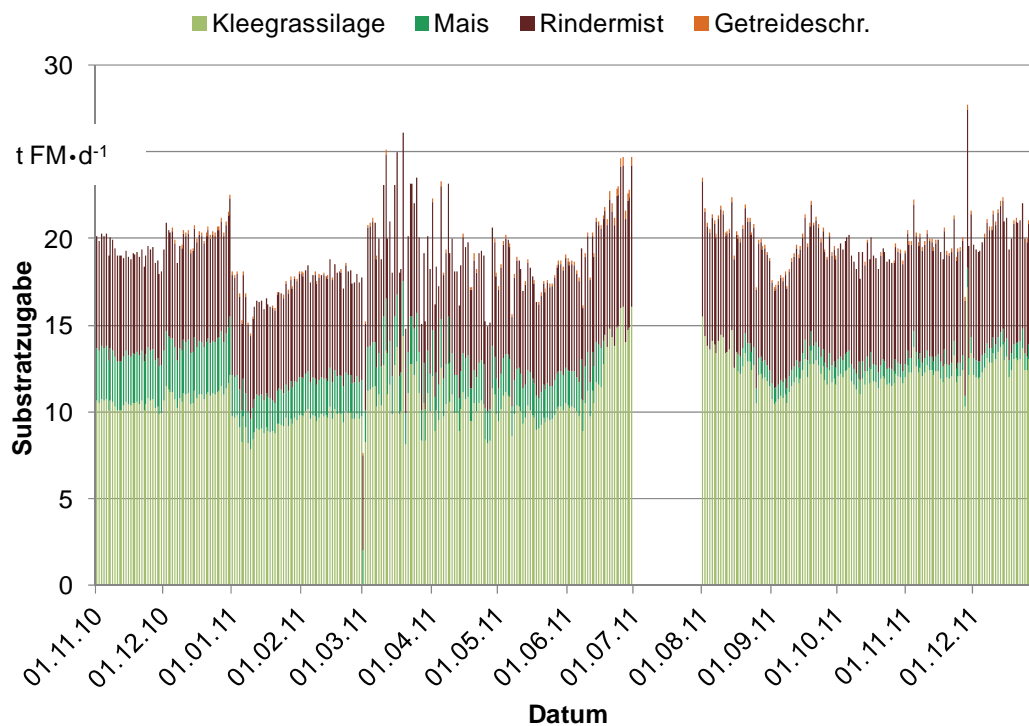


Abb. A-6: Substratzugabe und Massenanteile der Einzelsubstrate in PB 16