

# Ein praxisorientiertes Modell für die Analyse der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen

**Bianca Zerhusen, Mona Maze, Mathias Effenberger**

Im vorliegenden Artikel stellen wir eine Anwendung für die Abschätzung und Bewertung der Treibhausgas (THG)- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasketten vor, die sich insbesondere an Betreiber von Biogasanlagen richtet. Die Entwicklung erfolgte mit dem vorrangigen Ziel, verständlich zu machen, welches die wesentlichen Quellen für THG entlang der Biogaskette sind und wie diese vermindert werden können. Erst an zweiter Stelle stand die möglichst verlässliche Berechnung eines Zahlenwertes für die betriebsspezifischen CO<sub>2</sub>-Äquivalent(CO<sub>2</sub>e)-Emissionen der Energiebereitstellung aus Biogas. Im Modell werden die wesentlichen Quellen für Treibhausgase entlang der Biogas-Prozesskette berücksichtigt und zueinander ins Verhältnis gesetzt. Hierbei sind die Bilanzierung der Substratbereitstellung und der energetischen Verwertung des Biogases rechnerisch entkoppelt. Anhand der Daten von zehn Biogasbetrieben aus dem Bayerischen Biogas-Monitoring werden die Möglichkeiten und Grenzen der Anwendung diskutiert.

## Schlüsselwörter

Biogas, Energiebilanz, Modellierung, Treibhausgase, Vermeidung

Der Primärenergiebedarf in Deutschland wird immer noch zu rund 80 % aus fossilen Energieträgern (ohne Uran) gedeckt (AGEB 2018). Folglich hatte der Energiesektor (Erzeugung und Nutzung von Energie) im Jahr 2017 einen Anteil von rund 85 % am deutschen Treibhausgas(THG)-Inventar (UBA 2019). Um den Ausstoß an Klimagasen drastisch zu verringern, ist ein möglichst rascher Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger unabdingbar (IPCC 2013). Mit dem Ziel der Förderung einer klima- und umweltfreundlichen Entwicklung der Energieversorgung wurde in Deutschland im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erlassen. Es erwies sich als so erfolgreich für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), dass der Gesetzgeber beginnend in 2012 den Fokus von der Förderung des Ausbaus der EE auf die (vordergründige) Verringerung der Kostenbelastung der Haushalte legte. Der Weg zum freien Wettbewerb am Strommarkt ist jedoch beschwerlich und trifft die Biogaserzeugung mit ihren vergleichsweise hohen Bereitstellungskosten besonders hart.

Bioenergieträger weisen ähnliche technologische Eigenschaften auf wie fossile Energieträger, sind jedoch im Hinblick auf das bei der Verbrennung frei werdende Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) klimaneutral, da die Biomasse in den kurzfristigen Kohlenstoffkreislauf eingebunden ist. Durch die Vergärung von Gülle und Mist zur Biogasproduktion werden THG-Emissionen gegenüber der konventionellen Wirtschaftsdüngerlagerung vermieden. Aus Wirtschaftsdüngern und Reststoffen kann auf diesem Wege mit geringem zusätzlichem Aufwand Energie bereitgestellt werden. Die Gärreste können direkt oder nach einer weitergehenden Behandlung als Düngemittel eingesetzt werden und synthetische Dünger teilweise ersetzen.

Gesellschaftlich geriet in den letzten Jahren neben den flüssigen Biokraftstoffen der sogenannten ersten Generation, die aus Bestandteilen von Nahrungs- bzw. Futterpflanzen gewonnen werden, auch Biogas aus Anbaubiomasse stark in die Diskussion. Die gesellschaftliche Kritik fußt auf dem regional konzentrierten, intensiven Anbau von Energiepflanzen (besonders Mais), lokalen Belastungen durch den resultierenden landwirtschaftlichen Verkehr und ethischen Argumenten wie der Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Innerlandwirtschaftlich kam es zu Verwerfungen auf dem Pachtmarkt und einer Vergrößerung der Nährstoffüberschüsse in Regionen, wo den bereits sehr hohen Tierbeständen noch eine große Zahl an Biogasanlagen mit Einsatz von Energiepflanzen hinzugefügt wurde (REINHOLD 2013). Aus der Perspektive des Klimaschutzes ist hinzuzufügen, dass bei der Biogaserzeugung aus Anbaubiomasse erhebliche THG-Emissionen entstehen, da von den Anbauflächen und auch aus den Anlagen zur Biogaserzeugung und Biogasverwertung Spurengase freigesetzt werden. Auch andere negative Umweltwirkungen wie der Eintrag von Säurebildnern und Nährstoffen sind der Biogaskette anzurechnen, wenn die eingesetzte Biomasse primär zum Zwecke der Biogaserzeugung angebaut wird. Hingegen wurden integrierte Biogaskonzepte, z.B. mit Verwendung von Zwischenfrüchten, und deren mögliche positive Umweltwirkungen bisher noch wenig untersucht.

Detaillierte Bilanzierungsstudien zu den Umweltwirkungen und speziell den THG-Emissionen der Biogasproduktion in der Landwirtschaft wurden in großer Anzahl innerhalb der vergangenen ca. zehn Jahre angefertigt (HIJAZI et al. 2016). Während anfangs Modellrechnungen erfolgten (SCHOLWIN et al. 2006, VOGT et al. 2008, VETTER und ARNOLD 2010), wurden später zunehmend in Betrieb befindliche Anlagen bilanziert – mehr oder weniger auf Grundlage von Primärdaten (LANSCH und MÜLLER 2011, SCHMEHL et al. 2012, BACHMAIER et al. 2013). Ein numerischer Vergleich der Ergebnisse aus verschiedenen Quellen ist wegen der methodischen Unterschiede im Betrachtungsrahmen, in der Datengrundlage und Bezugseinheit sowie im Referenzsystem aufgrund teilweise mangelhafter Dokumentation nicht möglich; es kann allenfalls ein qualitativer Vergleich vorgenommen werden.

Wissenschaftliche Studien zur THG-Bilanz der Energiebereitstellung aus Biogas werden in der Regel mit spezieller Anwendungssoftware für die Stoffstrombilanzierung – wie Gabi ts (thinkstep AG, Leinfelden) oder Umberto® (ifu, Hamburg) – oder für die Tabellenkalkulation erstellt. Spezialsoftware bietet eine Fülle an Möglichkeiten zur Darstellung und Auswertung von Stoffstromnetzen sowie in der Regel eine integrierte Datenbank zu den Inventardaten verschiedenster Prozesse. Gleichzeitig erfordern diese Anwendungen eine intensive Einarbeitung des Nutzers. Der Vorteil bei der Verwendung einer gängigen Anwendungssoftware für die Tabellenkalkulation liegt darin, dass man sich auf diejenigen Prozesse und Darstellungswege beschränken kann, welche für die eigene Fragestellung essentiell sind. Andererseits muss dann entsprechend Zeit aufgewandt werden, um die Prozesse in Formeln zu fassen, die benötigten Inventardaten zu recherchieren und die Ergebnisse darzustellen.

BACHMAIER (2012) modellierte als erster für eine größere Anzahl von realen landwirtschaftlichen Biogasanlagen die THG-Emissionen und den kumulierten Energieverbrauch (KEV) der Stromerzeugung aus Biogas in Blockheizkraftwerken (BHKW). Er arbeitete hierfür mit einer Spezialsoftware und entwickelte ein Stoffstrommodell für landwirtschaftliche Biogasketten, das er für die 16 verschiedenen Anlagen konfigurierte, von denen fünf zusätzlich für zwei unterschiedliche Jahre bilanziert wurden. Somit ergaben sich 21 Anlagenvarianten. Ein zusätzliches VBA-Skript ermöglichte den automatisierten Austausch der Daten und Berechnungsergebnisse. Die Ergebnisse dieser Fallstudie zeigen, dass die Variabilität der Klima- und Energiebilanzen für Biogasanlagen in der Praxis groß ist. Für die 21 Anlagenvarianten betrug der Abstand zwischen dem geringsten und dem höchsten Wert der spezi-

fischen CO<sub>2</sub>-Äquivalent(CO<sub>2</sub>e)-Emissionen der Strombereitstellung 607 g kWh<sup>-1</sup>. Da die Bilanzierung in erheblichem Maße auch auf Sekundärdaten zurückgreifen musste, führte der Autor zusätzlich Monte-Carlo-Simulationen für einige wesentliche Eingangsparameter durch. Auf diese Weise identifizierte er die standortabhängigen Emissionsfaktoren für Lachgas, die Methanverlustrate aus der Gärstrecke, den Methanschlupf aus dem BHKW, den Strombezug aus dem Netz und den Nutzungsgrad der BHKW-Wärme als hauptsächliche Einflüsse auf die Unsicherheit bzw. Variabilität der spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Stromerzeugung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen.

Um die Thematik der THG-Bilanz von Energie aus Biogas dem Praktiker zugänglich zu machen, sahen wir Bedarf für ein möglichst einfach und mit vertretbarem Zeitaufwand zu bedienendes Werkzeug, mit dem eine richtungssichere und betriebsindividuelle Abschätzung der THG-Bilanz von Biogasanlagen vorgenommen werden kann. Die Verfügbarkeit solcher Werkzeuge ist jedoch bisher sehr gering, was einerseits in der Schwierigkeit der Aufgabe, andererseits in der erst in jüngerer Zeit erwachenden Nachfrage in der Praxis begründet sein dürfte. Eine gesetzliche Vorschrift für die Ausweisung der spezifischen THG-Emissionen der Energiebereitstellung aus Biogas existiert derzeit nur für Biomethan zur Nutzung als Kraftstoff auf Grundlage der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV). Zu diesem Zweck wurde die Anwendung BioGrace – basierend auf Microsoft® Excel – entwickelt (NEEFT et al. 2015), die nachträglich auch um die Biogasverwertung in BHKW erweitert wurde. Mit dieser frei verfügbaren Anwendung kann die Biogaserzeugung aus Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft, aus organischen Siedlungsabfällen und aus Mais bilanziert werden. Betriebliche Gegebenheiten und Standortfaktoren können hierbei allerdings nur mit Einschränkungen abgebildet werden.

Am Institut für Landtechnik und Tierhaltung der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) wurden seit 2004 THG-Bilanzen der Energiebereitstellung aus Biogas berechnet, die – soweit verfügbar – auf Primärdaten beruhen (EFFENBERGER et al. 2006, BACHMAIER et al. 2008, BACHMAIER et al. 2010, EBERTSEDER et al. 2012). Vor diesem Hintergrund und angesichts der vorab dargestellten Erfordernisse aus Sicht der Forschung und des Wissenstransfers in die Praxis setzten sich die Autoren das Ziel, eine Anwendungssoftware für die Modellierung und Bewertung der THG- und Energiebilanz für landwirtschaftliche Biogasanlagen in Bayern zu entwickeln. Mit dieser Anwendung soll fachliche Aufklärungsarbeit geleistet und ein Werkzeug für die Optimierung von Biogasanlagen im Bestand bereitgestellt werden, um THG-Emissionen und Ressourcenverbräuche in der Praxis zu minimieren. Der vorliegende Artikel beschreibt die methodische Grundlage und die informationstechnische Umsetzung der Anwendung und stellt deren Funktionalität anhand der Berechnungsergebnisse für eine Reihe von Betrieben aus dem Biogas-Monitoring der LfL vor.

## Material und Methoden

Das Rechenmodell für landwirtschaftliche Biogasanlagen wurde zunächst als Anwendung in Microsoft® Excel entwickelt. Im zweiten Schritt wurde ein vereinfachtes Modell unter Verwendung der Skriptsprache PHP als Web-Anwendung programmiert, das sich auf die THG-Bilanz konzentriert (MAZE et al. 2017). Während die Excel-Anwendung auf die Forschungstätigkeit ausgerichtet ist, wurde die Web-Anwendung so konzipiert, dass diese prinzipiell von jedem Biogasanlagenbetreiber selbst genutzt werden kann. Die Web-Anwendung „Treibhausgas(THG)-Rechner“ (kurz: „THG-Rechner“) steht unter <http://www.thg-rechner.de/> kostenfrei zur Verfügung. Das Bilanzmodell ist darauf ausgelegt, möglichst viele betriebspezifische Daten zu verwenden. Sind für einen Betrieb einzelne

Angaben nicht verfügbar, kann mit den hinterlegten Standardwerten gerechnet werden, um dennoch ein Ergebnis zu erhalten.

Das gewählte Vorgehen bei der Berechnung der THG-Bilanz und des KEV der Biogaskette folgt grundsätzlich der Methodik für Ökobilanzen gemäß NAGUS (2006). Die Bilanzgrenze des Biogassystems umfasst die in Abbildung 1 skizzierten Prozesse, welche in zwei Subsysteme untergliedert wurden: (1) die Substratbereitstellung mit der Erzeugung und Bereitstellung der Einsatzstoffe für die Vergärung sowie (2) die Erzeugung von Biogas und dessen energetische Verwertung. Der Bilanzzeitraum umfasst standardmäßig ein Wirtschaftsjahr. Das THG-Emissionsinventar wird für die drei wesentlichen Treibhausgase Kohlendioxid, Methan und Lachgas erstellt, wobei für die hier vorgestellten Auswertungen die standardmäßig hinterlegten THG-Potenziale für einen Zeithorizont von 100 Jahren nach Forster et al. (2007) verwendet wurden: 1 für Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), 25 für Methan (CH<sub>4</sub>) und 298 für Lachgas (N<sub>2</sub>O). Energie und Stoffströme werden inventarisiert und bewertet hinsichtlich der Emissionen und des kumulierten Energieverbrauchs bei der Herstellung (KEV-H). Der KEV beschreibt den Bedarf an Endenergie – also nicht den Primärenergiegehalt, sondern die am Einsatzort tatsächlich benötigte Energiemenge (VDI 2012). Die Auswertung der spezifischen THG-Emissionen und des KEV-H aus Biogas kann nach verschiedenen Allokationsverfahren (energetisch, exergetisch, Wirkungsgrad(eta)-Ansatz-Methode) oder mit Erweiterung des Produktsystems und verschiedenen Referenzsystemen (z. B. Gasheizung, fossiler Wärmemix, deutscher Strommix, fossiler Strommix) erfolgen.

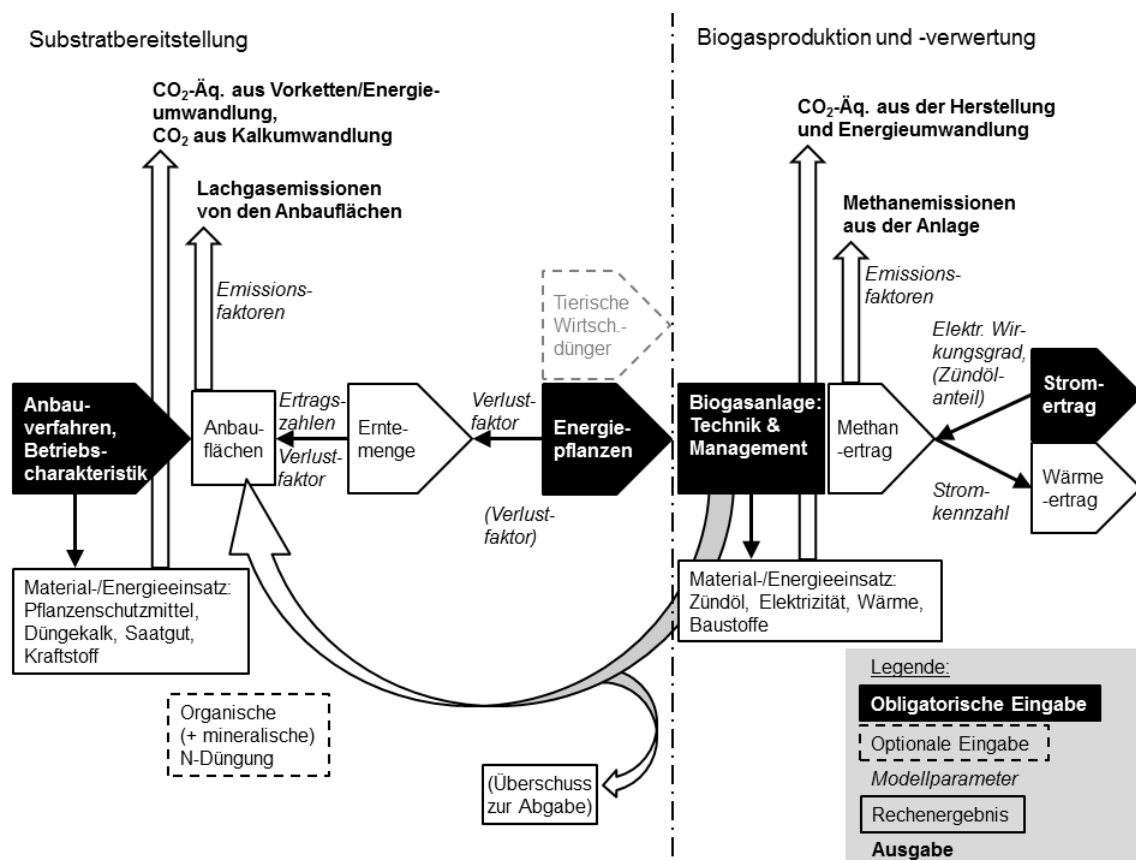


Abbildung 1: Aufbau des Bilanzierungsmodells von der Substratbereitstellung bis zur Biogasverwertung

In Abbildung 1 sind die wichtigsten Modellparameter schematisch dargestellt. Ausgangspunkt der Berechnung für den Abschnitt der Biogasproduktion/-verwertung ist der Stromertrag. Dieser ist im Gegensatz zum Methanertrag in der Regel genau bekannt. Der Rechenfehler aufgrund der Unsicherheit beim elektrischen Nutzungsgrad des BHKW sowie gegebenenfalls der eingesetzten Zündölmenge ist im Vergleich zur Berechnung des Methanertrags aus den Einsatzstoffen geringer. Der elektrische Nutzungsgrad des Motors wird im Modell entsprechend der Leistungsklasse (ASCHMANN und EFFENBERGER 2012) oder anhand einer abgeleiteten Regressionsfunktion abgeschätzt; der thermische Nutzungsgrad wird aus der Stromkennzahl berechnet oder aus Tabelle 1 entnommen.

Tabelle 1: Abschätzung des elektrischen/thermischen Nutzungsgrades des BHKW in Abhängigkeit der Nennleistung

	Elektrische Nennleistung $P_{el}$ in kW			
	≤ 75	76 bis 475	476 bis 800	801 bis 2000
Elektrischer Nutzungsgrad $\eta_{el}$ in %	32,0	35,0	38,5	40,0
oder: $\eta_{el} = 2,7029 \times \ln(P_{el}) + 21,074$				
Thermischer Nutzungsgrad $\eta_{th}$ in %	50,0	44,0	42,0	43,0

Zusätzlich kann ein Umspannverlust bei der Einspeisung des BHKW-Stroms veranschlagt werden (standardmäßig: 1,5 %). Für die hier dargestellten Ergebnisse wurde der Umspannverlust jedoch vernachlässigt (vgl. Tabelle 3).

Die Methanemissionen aus der Anlage werden auf Basis des Brutto-Methanertrags unter Verwendung der in Tabelle 2 gelisteten Faktoren modelliert. Die CO<sub>2</sub>e-Emissionen bzw. der Energieverbrauch bei der Herstellung der Baustoffe für die Biogasanlage werden nach DREHER et al. (2012) mit 2,87 g kWh<sup>-1</sup> bzw. 0,01 kWh kWh<sup>-1</sup> bezogen auf den Stromertrag veranschlagt. Vernachlässigt werden die energetischen Aufwendungen für den Bau der Anlage sowie für die Bereitstellung von Betriebsmitteln, wie Gärhilfsstoffe, Aktivkohle, Motoröl etc.

Tabelle 2: Modellierung der Methanemissionen aus der Gärstrecke und dem BHKW; Prozentangaben in Bezug auf den Brutto-Methanertrag

Kategorisierung der Emissionsquellen entlang der Gärstrecke und im BHKW	Anteilige Methanemissionen
Unvermeidbare Diffusionsverluste	0,2 %
Methanemissionen mit dem BHKW-Abgas („Methanschlupf“)	1,5 %
Zusätzlich werden angesetzt:	
wenn keine automatische Gasfackel vorhanden ist	0,5 %
wenn keine regelmäßige Kontrolle auf Leckagen erfolgt	0,3 %
wenn das Gärrestlager nicht an die Gasfassung angeschlossen ist (Restgaspotenzial nicht bekannt/bekannt)	1,5 % / lt. Ergebnis

Ausgangspunkt für die Bilanzierung des Prozessabschnitts der Substratbereitstellung ist die Masse der eingesetzten Energiepflanzen (Abbildung 1). Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft werden als Einsatzstoffe mit erfasst, erhalten jedoch keinen „Emissionsrucksack“ aus deren Bereitstellung. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass durch diese Vorgehensweise die CO<sub>2</sub>e-Bilanz der Biogasanlage gegenüber derjenigen der Tierhaltung günstiger dargestellt wird. Die Rückführung von Gärresten erfolgt im Modell auf Flächen der Energiepflanzenproduktion, während Gärreste aus

Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft auf Basis der zugeführten N-Mengen zurück an die Tierhaltungssysteme gegeben werden. Der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen wird derzeit im Modell nicht abgebildet.

Ausgehend von den eingesetzten Mengen an Energiepflanzen wird auf Basis von Standard-Ertragswerten im fünfjährigen Mittel für Bayern und nach Aufschlag von Lagerungsverlusten auf die benötigte Anbaufläche zurückgerechnet. Benutzerspezifische Angaben zum Ertragsniveau, zur Anbaudauer, zur Schnitthäufigkeit bei mehrschnittigen Kulturen, zum phänologischen Reifestadium bei der Ernte, zum Trockenmasse(TM)-Gehalt und zur Silagequalität ermöglichen eine präzisere Berechnung im Modell. Ausgehend von den Anbauflächen wird die durch mineralische und organische Stickstoff(N)-Düngung induzierte Freisetzung von  $N_2O$  aus dem Boden modelliert. Für Bayern kann für die Modellierung der  $N_2O$ -Emissionen auf Werte zurückgegriffen werden, die auf Ebene der Landkreise aggregiert wurden. Hierzu kann der entsprechende Landkreis aus einer Liste gewählt werden. Außerdem werden die  $CO_2$ -Freisetzung aus der Auflösung von Kalk im Boden und die  $CO_2$ -Emission aus dem Verbrauch von Dieselmotorkraftstoff für die Feldarbeiten modelliert. Hinzu kommen sogenannte indirekte  $N_2O$ -Emissionen aus der Nitratauswaschung und der Ammoniak-Deposition (DONG et al. 2006). Die Emission von Ammoniak ( $NH_3$ ) bei der Ausbringung organischer Dünger wird in Abhängigkeit von der Ausbringtechnik modelliert. Für die hier dargestellten Ergebnisse wurde aufgrund fehlender Betriebsangaben ein Mittelwert für Deutschland nach der Distributionsstatistik der Ausbringtechnik in der Praxis verwendet (Tabelle 3). Die  $NH_3$ -Emission aus der mineralischen Düngung wird mit einem mittleren, unspezifischen Emissionsfaktor entsprechend dem Absatz der verschiedenen N-Dünger in Bayern berechnet. Der Dieserverbrauch für Feldarbeiten und Transportfahrten wird in Abhängigkeit von der Bodenbearbeitung, der Hof-Feld-Entfernung und der Schlaggröße mit den Daten des KTBL-Feldarbeitsrechners ermittelt (KTBL 2014).

Die Gärrestmenge wird aus den Einsatzstoffen berechnet und als organische Düngung auf die einzelnen Kulturpflanzen entsprechend deren jeweiligem Stickstoffentzug aufgeteilt. Zusätzlich kann bei konventionellem Anbau eine mineralische Düngergabe angegeben werden. Erfolgt hier keine Angabe (auch nicht explizit „0“), so wird die Menge an Mineraldünger angesetzt, die zum rechnerischen Ausgleich der N-Bilanz benötigt würde. Die N-Menge aus den eingesetzten Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft liegt außerhalb der Systemgrenze und bleibt von der Düngebilanz ausgeschlossen (BACENETTI et al. 2013). Zusätzlich werden die Emissionen angerechnet, die bei der Bereitstellung von Saatgut, Pflanzenschutzmitteln, Dieselmotorkraftstoff, Mineraldünger und Kalk anfallen. Für weitere Details und Quellenangaben zur Bilanzierung der Substratbereitstellung wird auf EFFENBERGER et al. (2014) verwiesen.

Für die vorliegende Arbeit wurde die Microsoft®Excel-Anwendung verwendet, welche mittels eines Makros die halbautomatische Bilanzierung der  $CO_2e$ -Bilanz mehrerer Anlagen ermöglicht. Bilanziert wurden zehn Anlagen auf Basis von Daten, die im Rahmen des Biogas-Monitorings der LfL erhoben wurden (KISSEL et al. 2015, STREICHER et al. 2016). Alle Betriebe wirtschaften nach sogenannten konventionellen Methoden, wobei die Anlagen mit dem Identifikator (ID) 8 und 12 (Tabelle 4) nichtwendende Bodenbearbeitung praktizierten. Die Annahmen, welche einheitlich für die im Folgenden dargestellten Biogasanlagen gelten, sind in Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 3: Einheitliche Annahmen für die vergleichende Bewertung der THG-Bilanz von zehn Biogasanlagen

Parameter	Konfiguration
Schnitthäufigkeit für Klee gras, Acker gras, Klee, Grünland	viermal jährlich
Anbaudauer, Jahre	
Grünland	20
Klee, Klee gras, Acker gras	3
Sonstige	1
Hof-Feld-Entfernung in km	2
Schlaggröße in ha	2
Anteiliger Substratzukauf (Frischmasse) in %	10
Transportentfernung Substratzukauf in km	6
Emissionsfaktor für Ammoniak bei der Gärrestausbringung für Ackerland bzw. Grünland in kg NH <sub>3</sub> -N kg TAN <sup>-1</sup>	0,13 / 0,28
Siliverlust (Frischmasse) in %	8
Schwimmschicht im Gärrestlager	ja
Regelmäßige Anlagenbegehung	nein
Im BHKW eingesetztes Zündöl (sofern zutreffend)	Rapsöl
Netzverlust in %	0

## Ergebnisse und Diskussion

Es werden zunächst die Bilanzierungsergebnisse für die zehn betrachteten Biogasanlagen vergleichend vorgestellt und diskutiert. Anschließend wird anhand einer einzelnen Anlage gezeigt, wie in der Web-Anwendung „THG-Rechner“ die einzelnen Quellen für Treibhausgase dargestellt werden. Grundsätzlich wird von der Prämisse ausgegangen, dass es für den Biogasanlagenbetreiber in der Praxis von vorrangiger Bedeutung ist, ein Verständnis bezüglich der wesentlichen THG-Quellen entlang der Biogaskette zu entwickeln und ihm aufzuzeigen, wie diese verringert werden können. Erst an zweiter Stelle steht eine möglichst verlässliche Berechnung eines Zahlenwertes für die anlagen-spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Energiebereitstellung aus Biogas.

In Tabelle 4 sind die Betriebscharakteristika zu Einsatzstoffen, Energieerzeugung und Energieverwertung aufgeführt. Der Strombedarfsanteil beschreibt den Strombedarf der Biogasanlage, z. B. für Rührwerke, Pumpen, Kühler und Gasverdichter, als Anteil am produzierten Biogasstrom. Der Nutzungsgrad der verfügbaren Wärme gibt an, welche Wärmemenge an externe Senken, wie die Nahwärmeversorgung oder die Beheizung von Stallgebäuden, von der produzierten Wärme nach Abzug des Eigenwärmebedarfs abgesetzt wird. Für den folgenden Vergleich wurden die zehn betrachteten Biogasanlagen entsprechend den Anteilen der Einsatzstoffgruppen typisiert (Tabelle 4): „Grünland“ – Nrn. 3, 4, 5; „NAWARO“ – Nrn. 8, 10, 12; „Güllebonus“ (d.h. NAWARO + Gülle) – Nrn. 9 + 11; und „Gülle“ – Nrn. 6 + 7 („Gülleanlagen“ im Sinne des EEG 2012/2014, in denen mindestens 80% Masseanteil Gülle eingesetzt wird, wurden nicht betrachtet). Die im Weiteren näher betrachtete Anlage 11 fällt hierbei in die Rubrik „Güllebonus“.

Tabelle 4: Charakterisierung der zehn Biogasanlagen für die vergleichende Betrachtung der THG-Bilanz

ID	3	4	5	8	10	12	9	11	6	7
Anlagentyp	Grünland			NAWARO			Güllebonus		Gülle	
<b>Substratbereitstellung</b>										
Massenanteil Einsatzstoffgruppen in %										
NAWARO	60	58	65	72	98	96	64	66	19	23
davon Grasbiomasse in %	65	84	68	18	18	-	27	25	14	-
Gülle	40	42	35	8	2	4	36	34	81	77
Bioabfälle/Reststoffe	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-
N <sub>2</sub> O-Emissionsfaktor in %										
Ackerland	1,8	2,2	0,7	1,6	3,0	2,0	1,0	1,0	1,0	1,3
Grünland	0,9	0,7	0,5	0,7	1,0	0,9	0,7	0,7	0,7	0,8
<b>Biogasproduktion und -verwertung</b>										
BHKW <sup>1)</sup> : Gesamte elektrische Nennleistung in kW	147	100	625	536	750	800	190	920	103	75
Gärrestlagerung	g <sup>2)</sup>	o <sup>3)</sup>	g	o	g	g	o	g	g	o
Stromversorgung BGA	N <sup>4)</sup>	N	N	N	E <sup>5)</sup>	83% N, 17% PV <sup>6)</sup>	N	N	N	N
Strombedarfsanteil in %	7,2	17,3	11,6	9,8	7,7	6,5	9,6	6,2	8,0	7,6
Wärmebedarfsanteil in %	21	43	21	20	15	5	13	16	26	34
Automatische Gasfackel	nein	nein	ja	ja	ja	ja	nein	ja	nein	nein
Nutzungsgrad der verfügbaren Wärme in %	22	100	38	33	87	61	100	65	85	36

<sup>1)</sup> BHKW: Blockheizkraftwerk.

<sup>2)</sup> g: mit Gaserfassung.

<sup>3)</sup> o: offen.

<sup>4)</sup> N: öffentliches Netz.

<sup>5)</sup> E: Eigenerzeugung der Biogasanlage.

<sup>6)</sup> PV: eigene Photovoltaikanlage.

Die Aufteilung der CO<sub>2</sub>e-Emissionen wird naturgemäß deutlich beeinflusst durch folgende Quellen, die nicht bei allen Anlagen auftreten (Abbildung 2): Zündölbereitstellung, offene Gärrestlagerung, Strombezug aus dem öffentlichen Netz und Mineraldüngereinsatz. Anlagen 7, 8 und 9 weisen dementsprechend ein erhebliches Minderungspotenzial bei der offenen Gärrestlagerung auf; Betrieb 4 setzt zwar keinen Mineraldünger ein, bezieht aber überdurchschnittlich viel Strom aus dem Netz; Anlage 11 hat im Vergleich einerseits den höchsten Anteil an „festgelegten“ Emissionen, v. a. aus dem BHKW, andererseits besteht weiteres Einsparpotenzial beim Einsatz von Mineraldüngemitteln (Tabelle 4, Abbildung 2).



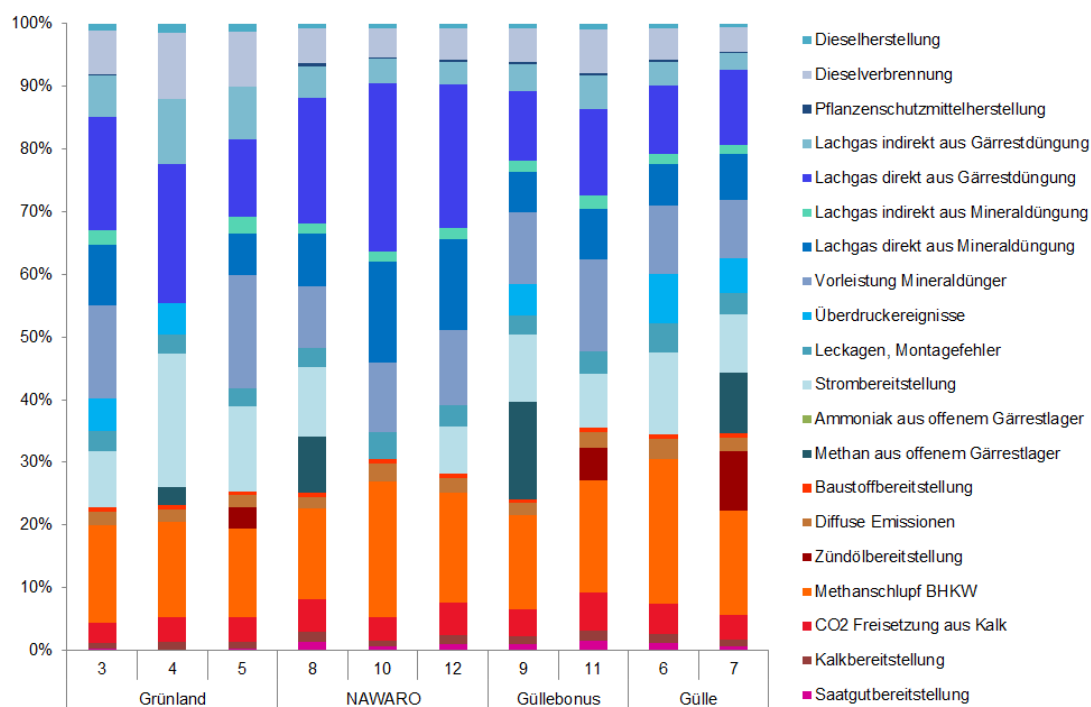


Abbildung 2: Aufteilung der spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen auf einzelne Quellen für die zehn untersuchten Biogasanlagen, typisiert nach Einsatzstoffen.

In der Web-Anwendung werden die Emissionen mithilfe der Exergiemethode auf die beiden Produkte Strom und Wärme aufgeteilt. Die Exergie beschreibt den Anteil an Energie, der in mechanische Arbeit umgewandelt werden kann. Dieser Anteil („Exergiefaktor“) wurde vereinfacht mit 0,35 für die Wärmenutzung und 1 für den Strom angenommen. Für die zehn untersuchten Biogasanlagen betragen dann die CO<sub>2</sub>e-Emissionen bezogen auf die eingespeiste elektrische Energie 248 bis 369 g kWh<sup>-1</sup>; bezogen auf die Wärme liegen die spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen bei 134 bis 713 g kWh<sup>-1</sup>. Da die Verwertung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft in Biogasanlagen als wichtige technische Maßnahme für die Reduzierung der THG-Emissionen im Landwirtschaftssektor diskutiert wird, werden im THG-Rechner auch die vermiedenen Methan(CH<sub>4</sub>)- und Lachgas(N<sub>2</sub>O)-Emissionen aus der Gülle-/Mistlagerung modelliert. Bezogen auf den eingespeisten Strom betragen diese zwischen 2 und 384 g kWh<sup>-1</sup>. Im Falle der beiden Anlagen 6 und 7 mit überwiegendem Einsatz von Gülle sind die vermiedenen Methan- und Lachgasemissionen (in CO<sub>2</sub>e) größer als die Emissionen aus der Biogaskette (Tabelle 5).

Tabelle 5: Aufteilung der CO<sub>2</sub>e-Emissionen in den zehn betrachteten Biogasanlagen auf Strom und Wärme mit Exergieallokation und Gutschrift für vermiedene Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung

Anlagen- typ	ID	Emissions- anteil Strom	Emissions- anteil Wärme	Spezifische CO <sub>2</sub> -Äq. Strom (brutto)	Vermiedene CO <sub>2</sub> -Äq. Wirtschaftsdünger- lager auf Strom	Spezifische CO <sub>2</sub> -Äq. Strom (netto)	Spezifische CO <sub>2</sub> -Äq. Wärme
		%	%	g kWh <sup>-1</sup>	g kWh <sup>-1</sup>	g kWh <sup>-1</sup>	g kWh <sup>-1</sup>
Grünland	3	71	29	319	-73	247	713
	4	71	29	329	-106	223	205
	5	71	29	344	-77	267	446
NAWARO	8	71	29	348	-11	337	523
	10	72	28	272	-2	270	134
	12	72	28	300	-7	293	205
Güllebonus	9	72	28	369	-59	310	157
	11	74	26	299	-58	241	214
Gülle	6	71	29	248	-280	-33	155
	7	74	26	341	-384	-43	564

Werden die Emissionen vollständig auf die eingespeiste elektrische Energie bezogen, ergeben sich spezifische CO<sub>2</sub>e-Emissionen von 347 bis 510 g kWh<sup>-1</sup>. Bei Erweiterung des Produktsystems mit Substitution der Wärmebereitstellung aus Erdgas und einschließlich vermiedener Methan(CH<sub>4</sub>)- und Lachgas(N<sub>2</sub>O)-Emissionen aus der Gülle-/Mistlagerung errechnen sich für die CO<sub>2</sub>e-Bilanz der Strombereitstellung in den betrachteten Anlagen Werte von -116 bis 402 g kWh<sup>-1</sup> (Median: 201 g kWh<sup>-1</sup>; Tabelle 6).

Tabelle 6: Gegenüberstellung der Variation der spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen, g kWh<sup>-1</sup> der Strombereitstellung für die zehn betrachteten Biogasanlagen nach Exergieallokation und nach Produktsystemerweiterung (Substitution von Erdgas für Heizzwecke)

	Spezifische CO <sub>2</sub> -Äq. Strom (Exergie-Allokation, brutto)	Spezifische CO <sub>2</sub> -Äq. Strom (brutto)	Vermiedene CO <sub>2</sub> -Äq. Wirtschafts- düngerlager	Substitution Wärme aus Erdgas	Spezifische CO <sub>2</sub> -Äq. Strom (Exergie-Allokation, netto)	Spezifische CO <sub>2</sub> -Äq. Strom (Ersatzwert)
Minimum	248	347	2	52	-43	-116
Maximum	369	510	384	255	337	402
Median	324	456	66	148	257	201

Die näher betrachtete Anlage 11 vom Typ „Güllebonus“ liegt hierbei mit einem Wert von etwa 206 g kWh<sup>-1</sup> im oberen Mittelfeld (Abbildung 3).

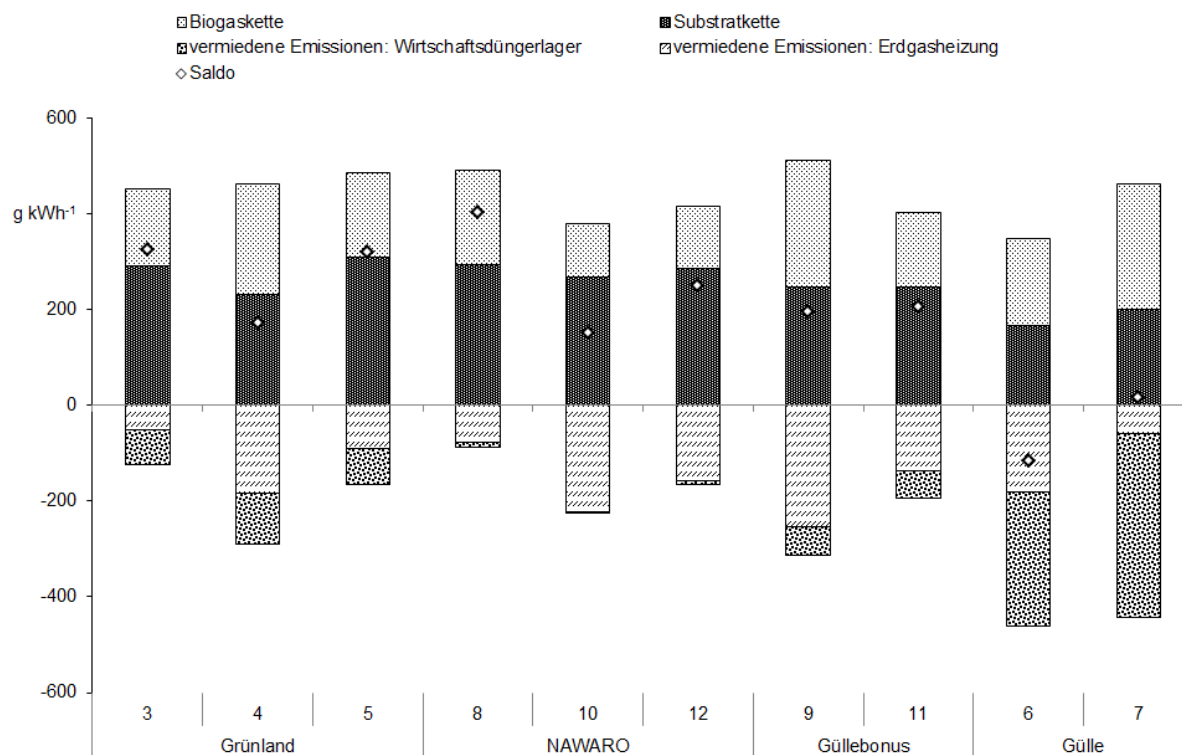


Abbildung 3: Gegenüberstellung der aggregierten CO<sub>2</sub>e-Bilanz der Strombereitstellung, g kWh<sup>-1</sup> für zehn untersuchte Biogasanlagen, typisiert nach Einsatzstoffen; Berechnung nach Produktsystemerweiterung mit vermiedenen Emissionen durch die Substitution von Wärme aus Erdgas und aus der Güllelagerung.

Am Beispiel der Biogasanlage mit der ID „11“ wird im Folgenden gezeigt, wie die Emissionsquellen entlang der Biogaskette im THG-Rechner aufgegliedert sind. Der THG-Rechner gibt hierzu das in Abbildung 4 gezeigte Kreisdiagramm aus. Rötlich eingefärbt sind THG-Quellen, die im engeren Sinne „unvermeidbare“ Emissionen darstellen. In Blautönen sind diejenigen Emissionsströme dargestellt, die infolge von Umstellungen im Produktionsverfahren (z. B. Art und Menge der Mineraldüngeranwendung) oder durch baulich-technische Maßnahmen (z. B. nachträgliche Abdeckung und Anbindung des Gärrestlagers an die Gaserfassung) ganz oder teilweise vermieden werden könnten.

Die Biogasanlage ID „11“ weist einen Substratmix auf, der auf die Realisierung des Güllebonus ausgerichtet wurde: ca. ein Drittel Gülle (von Mastschweinen) und zwei Drittel Energiepflanzen (jeweils bezogen auf die Frischmasse; Tabelle 4). Technisch gesehen ist die Anlage hinsichtlich vermeidbarer Emissionen aus der Gärstrecke gut ausgestattet: Das im Gärrestlager gebildete Biogas wird erfasst und eine automatische Gasfackel ist vorhanden (Anteile in Abbildung 4 dementsprechend nicht dargestellt). Dafür ist der Methanschluß aus dem Motor (Tabelle 2) in diesem Fall mit einem Anteil von 18% an den THG-Emissionen die stärkste Emissionsquelle. An zweiter Stelle folgt mit einem Anteil von ca. 14,5% an den gesamten emittierten CO<sub>2</sub>e die Erzeugung des eingesetzten Mineraldüngers, an dritter Stelle mit 13,8% die Lachgasemissionen aus der Düngung mit Gärresten.

Summarisch verursachen in diesem Beispiel die Bereitstellung und Anwendung von Stickstoffdünger synthetischen und organischen Ursprungs für den Energiepflanzenanbau 44 % der THG-Emissionen.

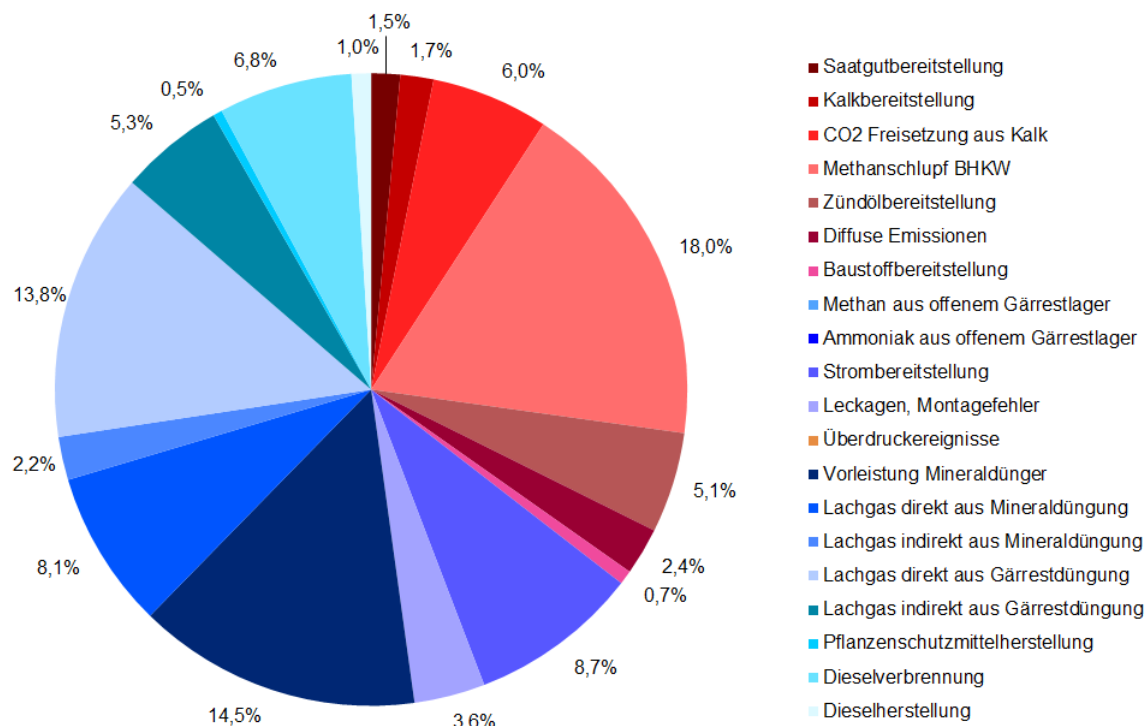


Abbildung 4: Anteile der THG-Emissionsquellen nach THG-Rechner für Biogasanlage „ID 11“

Obgleich die hier betrachtete Stichprobe sehr klein ist und keine allgemeingültigen Aussagen zu den verschiedenen betrachteten Anlagentypen gestattet, sollen doch einige Beobachtungen zur THG-Bilanz diskutiert werden. In Abbildung 3 ist erkennbar, dass der eingesetzte Massenanteil von Gülle einen maßgeblichen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>e-Bilanz hat, wenn die vermiedenen Emissionen aus der Güllelagerung auf die Strombereitstellung angerechnet werden. Für diejenigen Anlagen, die lediglich auf die Realisierung des Güllebonus abzielen, wird hierdurch allerdings nur etwa ein Viertel bis maximal die Hälfte der CO<sub>2</sub>e-Emissionen aus der Substratkette rechnerisch kompensiert. Anlage 8 setzt als einzige Anlage Bioabfälle/Reststoffe ein – mit einem Massenanteil von 20%. Gleichwohl sind die Brutto-THG-Emissionen aufgrund des großen Anteils an Energiepflanzen im Substratmix und des offenen Gärrestlagers vergleichsweise hoch. Da gleichzeitig nur 8% Gülle eingesetzt werden, ergeben sich für diese Anlage netto sogar die höchsten CO<sub>2</sub>e-Emissionen!

Die spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen für Heizwärme aus Erdgas betragen nach IINAS (2017) 284 g kWh<sup>-1</sup>. Die Anlagen mit ID 4, 6, 9 und 10 nutzen 85% oder mehr der verfügbaren BHKW-Wärme. Nur bei einem so hohen Wärmenutzungsgrad werden die THG-Emissionen aus der Biogaskette durch die Substitution von Heizwärme aus Erdgas in etwa kompensiert (Abbildung 3). Bei Anwendung der Produktsystemerweiterung liegen die Brutto-Emissionen der Strombereitstellung aus Biogas im Maximum gleichauf mit den spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen im aktuellen deutschen Strommix. Dies bedeutet, dass sich im ungünstigen Fall für eine Biogasanlage, in der überwiegend Energiepflanzen eingesetzt werden und die Wärmenutzung schlecht ausgebaut ist, keine wesentliche THG-Minderung errechnet. Bezogen auf den Median liegen die THG-Emissionssalden 66% unterhalb des deutschen

Strommix, wobei die Stichprobe nicht repräsentativ für Deutschland ist. Im günstigsten Fall liegen die spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen im negativen Bereich und 120 % unterhalb des Strommix, was einer theoretischen spezifischen Einsparung von 700 g kWh<sup>-1</sup> nach der hier verwendeten Erweiterung des Produktsystems entspricht.

Als zusätzliche Funktionalität bietet der THG-Rechner die Möglichkeit durch Variation der betrieblichen Maßnahmen Szenarien abzubilden, die zu einer Minderung der THG-Emissionen führen. Für die vorliegende Anlagenauswahl wurde die Änderung der THG-Bilanz durch folgende Maßnahmen betrachtet – sofern diese nicht bereits verwirklicht wurden:

- a. Regelmäßige Überprüfung der Anlage auf Gasleckagen + Installation einer automatischen Gasfackel + Anschluss des Gärrestlagers an die Gaserfassung
  - Vermeidung von Methanverlusten bzw. Erhöhung der nutzbaren Biogasmenge
  - Verringerung der benötigten Substratmasse/Fläche für die gleiche Biogasmenge (Szenario 1) oder Erhöhung der erzeugten Strommenge aus der gleichen Substratmasse (Szenario 2);
- b. Umstellung auf Überschusseinspeisung, d. h. Deckung des Strombedarfs der Anlage durch das BHKW
  - Wegfall der THG-Emission aus dem Bezug von Netzstrom und Verringerung der eingespeisten Strommenge;
- c. Nutzung der gesamten verfügbaren BHKW-Wärme für Heizzwecke
  - veränderte Aufteilung der CO<sub>2</sub>e-Emissionen auf Strom und Wärme

Tabelle 7: Vergleich der Veränderung der Nutzenergieströme durch ausgewählte Maßnahmen zur Minderung der THG-Emission für die zehn betrachteten Biogasanlagen von Szenario 1 (gleichbleibende Stromerzeugung bei Einsparung von Substrat) und Szenario 2 (Steigerung der Stromerzeugung aus derselben Substratmenge); negatives Vorzeichen: Abnahme; positives Vorzeichen: Zunahme

Anlagen- typ	ID	Szenario 1				Szenario 2					
		Eingespeiste Strommenge		Abgesetzte Wärmemenge		Erzeugte Strommenge		Eingespeiste Strommenge		Abgesetzte Wärmemenge	
		kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Grünland	3	-67.672	-7	601.666	348	2.848	0,3	-64.947	-7	604.013	350
	4	-83.556	-17	0	0	2.910	0,6	-80.948	-17	1.889	1
	5	-519.935	-12	2.292.461	161	13.514	0,3	-507.361	-11	2.303.657	162
NAWARO	8	-411.104	-10	2.355.007	206	51.699	1,2	-362.429	-9	2.397.912	210
	10	0	0	725.798	15	19.678	0,3	-483.665	-7	742.287	16
	12	-389.292	-6	2.161.576	64	18.182	0,3	-371.815	-6	2.178.244	65
Güllebonus	9	-144.650	-10	0	0	28.056	1,9	-118.207	-8	25.206	2
	11	-332.335	-6	1.378.442	53	16.211	0,3	-316.725	-6	1.390.464	53
Gülle	6	-71.587	-8	98.866	17	2.708	0,3	-69.009	-8	100.910	18
	7	-47.066	-8	234.365	176	7.338	1,2	-40.061	-6	238.707	179

Tabelle 8: Veränderung der spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen durch ausgewählte Maßnahmen zur Minderung der THG-Emission für die zehn betrachteten Biogasanlagen im Vergleich von Szenario 1 (gleichbleibende Stromerzeugung bei Einsparung von Anbaubiomasse) und Szenario 2 (Steigerung der Stromerzeugung aus derselben Substratmenge)

Anlagen- typ	ID	Szenario 1				Szenario 2		
		Spezifische Emissionen Strom	Spezifische Emissionen Wärme	Jährliche Gesamt- emission	Verringerung der Anbau- fläche	Spezifische Emissionen Strom	Spezifische Emissionen Wärme	Jährliche Gesamt- emission
		%	%	%	ha	%	%	%
Grünland	3	-13	-82	-19	2,2	-11	-82	-17
	4	-20	-34	-34	1,8	-19	-33	-32
	5	-6	-68	-17	3,9	-6	-68	-16
NAWARO	8	-16	-75	-24	7,6	-16	-75	-23
	10	-5	-18	-5	2,9	-5	-17	-4
	12	-5	-46	-11	1,3	-5	-46	-11
Güllebonus	9	-30	-37	-37	6,4	-28	-35	-34
	11	-7	-43	-13	2,7	-7	-43	-12
Gülle	6	-20	-37	-26	0,7	-19	-37	-25
	7	-23	-74	-29	0,8	-23	-74	-28

Durch die Umstellung auf Überschusseinspeisung (prozessinterne Bereitstellung des Eigenbedarfs an Elektrizität) würde sich die eingespeiste Strommenge entsprechend dem jeweiligen Strombedarfsanteil der Biogasanlage verringern. Der Wärmeabsatz der Betriebe könnte abhängig von der Ausgangslage in sehr unterschiedlichem Ausmaß gesteigert werden (Tabelle 4, Tabelle 7). In Szenario 2 wird die Vermeidung von Methanverlusten dazu genutzt, die Stromerzeugung um 0,3 bis 1,9 % zu steigern. Allerdings wird die erhöhte Erzeugung in allen Anlagen durch die Eigennutzung kompensiert, sodass die Stromeinspeisung in Szenario 2 im Vergleich zum Status Quo letztlich um 6 bis 17 % sinkt. Für Anlage 10, die bereits Eigenstrom nutzt, ergibt sich in der Gesamtbetrachtung ebenfalls eine Reduktion der Stromeinspeisung. Hier wurde ein erhöhter Eigenstrombedarf aufgrund der längeren BHKW-Laufzeit berücksichtigt und veranschlagt, dass ca. 60% des gesamten Eigenstrombedarfs von den BHKW verursacht werden. Die abgesetzten Wärmemengen liegen für dieses Szenario höher als für Szenario 1, da in Kopplung mit der gesteigerten Stromerzeugung auch mehr Wärme anfällt.

Die stärkste Minderung der gesamten THG-Emissionen ergibt sich in beiden Szenarien für die Anlagen 9, 4, 7, 6 und 8 (in der Reihenfolge abnehmender prozentualer Minderung). Dies beruht vor allem auf der Vermeidung der Methanfreisetzung aus den Anlagen. Durch die Verringerung der Methanverluste ließe sich gemäß Szenario 1 bei gleichbleibender Stromerzeugung in denjenigen Anlagen, die Biogas überwiegend aus Energiepflanzen erzeugen, die Anbaufläche um 0,8 bis 7,6 ha reduzieren. Hierdurch würden natürlich auch die THG-Emissionen aus der Substratkette verringert. Szenario 2 führt zu einer um 1 bis 3 % geringeren Verminderung der absoluten THG-Emissionen der Biogasanlagen im Vergleich zu Szenario 1, da die Flächennutzung für die Substratbereitstellung gleichbleibt. Die spezifischen CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Strombereitstellung in den Biogasanlagen verringern sich im Szenario 1 um 5 bis 30 %, im Szenario 2 um 5 bis 28 % (Tabelle 8). Die größten Unterschiede zwischen den beiden Szenarien ergeben sich hierbei aufgrund der signifikant höheren Stromeinspeisung für die Anlagen 3 und 11. Die größten Minderungspotenziale für die spezifischen

CO<sub>2</sub>e-Emissionen bei der Wärmebereitstellung ergeben sich für diejenigen Anlagen, die zuvor relativ wenig Wärme absetzten: Biogasanlagen mit ID 3, 5, 7, 8, 11.

Abschließend soll die Frage betrachtet werden, wie es um die Machbarkeit der abgebildeten Szenarien zur Minderung der CO<sub>2</sub>e-Emissionen der Biogassysteme steht. Während die Auswirkungen auf das betriebswirtschaftliche Ergebnis komplex sind, dürfte in der Praxis zunächst schlicht der jeweilige Kostenaufwand maßgeblichen Einfluss darauf haben, ob sich ein Betreiber zur Umsetzung von Minderungsmaßnahmen entscheidet. Dieser Kostenaufwand unterscheidet sich für die einzelnen Maßnahmen erheblich. Die regelmäßige Anlagenprüfung auf Leckagen verursacht beim Betreiber lediglich geringe Kosten für die Anschaffung der erforderlichen Hilfsmittel plus einen zusätzlichen Arbeitsaufwand. Die Anschaffungskosten für eine automatische Gasfackel sind zwar nennenswert, dürften aber nur im Falle von Hofbiogasanlagen zur Güllevergärung eine finanzielle Hürde darstellen. Der nachträgliche Anschluss eines bestehenden Gärrestlagers an die Gasfassung hingegen gibt angesichts von erforderlichen Investitionsbeträgen im mittleren fünf- bis unteren sechsstelligen Bereich in jedem Fall Anlass zu einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Nach VOGT et al. (2008) sind als „zusätzliche Nutzung des Gesamtgaspotenzials zur Deckung der Investitionskosten der Gärrestlagerabdeckung“ Werte von 2 bis 6 % für „NAWARO-Anlagen“ und von 6 bis 17 % für „Gülle-Anlagen“ erforderlich. Das zusätzlich zu erschließende Gaspotenzial lässt sich im Voraus allerdings nicht genau bestimmen, sondern lediglich durch einen „kalten“ Restgaspotenzialtest (bei 20 °C) nach oben abschätzen (EBERTSEDER und LICHTI 2015). In entsprechenden Untersuchungen an Biogasanlagen mit überwiegender Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen fanden sich jedoch selten anteilige Restmethanpotenziale über 2 % (LEHNER et al. 2009, LEHNER et al. 2010, OECHSNER et al. 2015). Das Kosten-Nutzen-Verhältnis für die Lieferung der BHKW-Wärme zur Substitution fossiler Energieträger schließlich hängt in erster Linie davon ab, welche Wärmesenken in welcher Entfernung erreicht werden können.

Die Umstellung auf Überschusseinspeisung hat im Gesamtsystem der Stromversorgung keine Senkung der CO<sub>2</sub>e-Emissionen zur Folge. In Abhängigkeit von den Standortbedingungen könnte es allerdings ein alternativer Ansatz sein, Biogasanlagen geringerer Leistung so zu betreiben, dass neben der erzeugten Wärme auch die elektrische Energie möglichst direkt vor Ort genutzt werden kann und das öffentliche Stromnetz nur zur Deckung der Residuallast bzw. der Einspeisung überschüssigen Stroms dient. Hierdurch könnte das Verteilnetz im ländlichen Raum entlastet werden. Die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft hat diesen Ansatz auf einer ihrer Liegenschaften erprobt und konnte im Zusammenspiel einer Biogasanlage mit zwei BHKW und selektiver Beschickung mit Zuckerrüben sowie einer Photovoltaikanlage einen Deckungsgrad des Strombedarfs von 71 % auf jährlicher und bis zu 86 % auf wöchentlicher Basis erzielen (LICHTI et al. 2018). Hierbei wurde das leistungsschwächere BHKW (Nennleistung  $P_{el} = 75$  kW) in 4-h-Intervallen ein- bzw. ausgeschaltet und das leistungsstärkere BHKW (Nennleistung  $P_{el} = 203$  kW) in Stufen von der Minimallast  $P_{el} = 122$  kW bis zur Volllast hochgeregelt. Der Anteil überschüssiger elektrischer Energie an der Gesamterzeugung der Biogasanlage lag bei dieser Betriebsweise unter einem Prozent. Im Vergleich zum vollständigen Bezug des Jahresstrombedarfs der Liegenschaft von ca. 1.524.000 kWh aus dem deutschen Stromnetz konnten durch die Eigenerzeugung ca. 451 t CO<sub>2</sub>-Äq. vermieden werden (LICHTI und TAPPEN 2019).

## Schlussfolgerungen

Die Web-Anwendung „THG-Rechner“ bietet die Möglichkeit, eine Treibhausgasbilanz für die Energiebereitstellung aus Biogas zu erstellen, wobei das Bilanzierungsmodell mit betrieblichen Daten individuell konfiguriert werden kann. Betreibern wird damit ein Werkzeug zur Verfügung gestellt, das die wesentlichen Stellschrauben zur Beeinflussung der THG-Emissionen entlang der Prozesskette der Energiebereitstellung aus Biogas aufzeigt. Folgende Aspekte der Web-Anwendung sind besonders hervorzuheben:

- Es werden alle wesentlichen Quellen für Treibhausgase entlang der Biogas-Prozesskette berücksichtigt und zueinander ins Verhältnis gesetzt.
- In der Anwendung sind Standardwerte hinterlegt, sodass auch dann ein Ergebnis ausgegeben wird, wenn betriebspezifische Daten nur teilweise oder nicht vorliegen; je mehr betriebspezifische Daten eingegeben werden, z. B. Ertragsniveau und Substratanalysen, desto treffsicherer ist das Ergebnis.
- Die transparent dokumentierte und einheitliche Methodik garantiert die prinzipielle Vergleichbarkeit der Ergebnisse untereinander. Als zusätzliche Funktionalität kann ausgehend von der berechneten THG-Bilanz der Biogaskette projiziert werden, wie sich der Status quo durch bestimmte Maßnahmen verändern würde.

Eine sinnvoll in den landwirtschaftlichen Betrieb integrierte Biogaserzeugung bietet neben der Energiebereitstellung weitere positive Effekte wie eine Steigerung des Ertragsniveaus im ökologischen Landbau oder die Möglichkeit zur Ausweitung der Fruchtfolge. Diese wirken wiederum zurück auf die THG-Bilanz und wären für die Weiterentwicklung des THG-Rechners in das Modell zu integrieren.

## Literatur

- AGEB (2018): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2017. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), Berlin/Köln. [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ausw\\_30jul2018\\_ov.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ausw_30jul2018_ov.pdf), Zugriff am 8.4.2019
- Aschmann, V.; Effenberger, M. (2012): Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, FKZ: K/08/01. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising
- Bacenetti, J.; Negri, M.; Fiala, M.; González-García, S. (2013): Anaerobic digestion of different feedstocks: Impact on energetic and environmental balances of biogas process. *Sci. Total Environ.* 463-464C: pp. 541-551, <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2013.06.058>
- Bachmaier, H.; Effenberger, M.; Gronauer, A.; Boxberger, J. (2013): Changes in greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in southern Germany after a period of three years. *Waste Manag. Res.* 31(4), pp. 368-375, <http://dx.doi.org/10.1177/0734242X12465460>
- Bachmaier, J.; Effenberger, M.; Gronauer, A. (2010): Greenhouse gas balance and resource demand of biogas plants in agriculture. *Eng. Life Sci.* 10(6), pp. 560-569, <http://dx.doi.org/10.1002/elsc.201000073>
- Bachmaier, H.; Effenberger, M.; Lehner, A.; Gronauer, A. (2008): Klimabilanz von Praxis-Biogasanlagen. In: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) (Hrsg.): Bewertung nachwachsender Energieträger, KTBL-Vortragstagung, Aschaffenburg: 08./09.10.2008, S. 194-200
- Bachmaier, J. (2012): Treibhausgasemissionen und fossiler Energieverbrauch landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Eine Bewertung auf Basis von Messdaten mit Evaluierung der Ergebnisunsicherheit mittels Monte-Carlo-Simulation. Dissertation, Universität für Bodenkultur Wien, Department für Nachhaltige Agrarsysteme, <http://permalink.obvsg.at/bok/AC07814917>, Zugriff am 8.4.2019



- Dong, H.; Mangino, J.; McAllister, T.A.; Hatfield, J.E.; Johnson, D.E. et al. (2006): Chapter 10: Emissions from Livestock and Manure Management. In: International Panel on Climate Change (IPCC) (Hrsg.) (2006): IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use, Kanagawa
- Dreher, M.; Memmler, M.; Rother, S.; Schneider, S.; Böhme, D. (2012): Bioenergie - Datengrundlagen für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung. Ergebnisbericht zum Workshop vom Juli 2011. Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau
- Ebertseder, F.; Lichti, F. (2015): Entwicklung einer Methode zur Abschätzung der tatsächlichen Restgasbildung von Gärrestlagern und dessen Validierung in der Praxis. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising
- Ebertseder, F.; Kissel, R.; Lehner, A.; Rivera Gracia, E.; Bachmaier, H. et al. (2012): Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (Hrsg.), Schriftenreihe der LfL, Nr. 8/2012, Freising
- Effenberger, M.; Gronauer, A.; Bachmaier, J. (2006): Biogastechnologie zur umweltverträglichen Flüssigmistverwertung und Energiegewinnung in Wasserschutzgebieten. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (Hrsg.), Schriftenreihe der LfL, Nr. 23/2006, Freising
- Effenberger, M.; Maze, M.; Zerhusen, B. (2014): Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen („THG-Rechner Biogas“). Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. FKZ: N/11/33. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising
- Forster, P.; Ramaswamy, V.; Artaxo, P.; Bernsten, T.; Betts, R. et al. (2007): Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (Hrsg.) (2007): Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Cambridge/New York
- Hijazi, O.; Munro, S.; Zerhusen, B.; Effenberger, M. (2016): Review of life cycle assessment for biogas production in Europe. *Renew. Sustain. Energ. Rev.* 54, pp. 1291-1300, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.013>
- IINAS (2017): GEMIS - Globales Emissions-Modell integrierter Systeme/Global Emissions Model for Integrated Systems. Version 4.8. International Institute for Sustainability Analysis and Strategy (IINAS), <http://iinas.org/gemis-de.html>, Zugriff am 10.02.2017
- IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I. In: Stocker, T.F.; Qin, D.; Plattner, G.-K.; Tignor, M.; Allen, S.K. et al. (Hrsg.) (2013): Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Cambridge, UK/New York, USA
- Kissel, R.; Adikaram, K.K.L.B.; Pohl, A.; Rivera Gracia, E.; Effenberger, M. (2015): Betriebs-Monitoring: Vergleichende Untersuchung für die Einwerbung und Vergärung von Grünlandaufwüchsen - Schwerpunkt Anlagen-Monitoring. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. FKZ K/11/05. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising
- KTBL (2014): KTBL-Feldarbeitsrechner. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), <http://daten.ktbl.de/feldarbeit/entry.html>, Zugriff am 01.12.2014
- Lansche, J.; Müller, J. (2011): Ökobilanz der Biogaserzeugung auf dem Unteren Lindenhof der Universität Hohenheim/ Life cycle assessment of biogas production at the research plant Unterer Lindenhof of the Universität Hohenheim. *Landtech./Agric. Eng.* 66 (3), pp. 216-219, <http://dx.doi.org/10.1515/lt.2011.400>
- Lehner, A.; Effenberger, M.; Gronauer, A. (2010): Optimierung der Verfahrenstechnik landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (Hrsg.), Schriftenreihe der LfL, Nr. 2/2010, Freising
- Lehner, A.; Effenberger, M.; Kissel, R.; Gronauer, A. (2009): Restgaspotenzial in Gärresten aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen/Residual biogas yield of digestate from agricultural biogas plants. *Landtech./Agric. Eng.* 64(5), pp. 330-332, <http://dx.doi.org/10.1515/lt.2009.686>
- Lichti, F.; Tappen, S. (2019): Innovations- und Forschungsprojekt Intervallbetrieb Biogasanlage Grub: Einrichtung und Erprobung des Intervallbetriebs der Biogasanlage an der Versuchsstation Grub. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), <https://www.lfl.bayern.de/ilt/umwelttechnik/biogas/096137/index.php>, Zugriff am 12.2.2019

- Lichti, F.; Tappen, S.; Schober, J. (2018): Einrichtung und Erprobung des Intervallbetriebs der Biogasanlage an der Versuchsstation Grub. Abschlussbericht zum Vorhaben N/14/13 an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising
- Maze, M.; Zerhusen, B.; Effenberger, M. (2017): Database Approach for Simulating the Produced Greenhouse Gas Emissions from Biogas Plants. Chem. Eng. Trans. 58, pp. 595-600, <http://dx.doi.org/10.3303/CET1758100>
- Neeft, J.; Muisers, J.; Gerlagh, T.; Calderón, C.; Jossart, J.-M. et al. (2015): BioGrace-II Publishable final report. Project funded by the Intelligent Energy Europe Programme, Contract number: IEE/11/733/SI2.616371, [http://biograce.net/app/webroot/biograce2/img/files/BioGrace-II\\_-\\_Final\\_publishable\\_report.pdf](http://biograce.net/app/webroot/biograce2/img/files/BioGrace-II_-_Final_publishable_report.pdf), Zugriff am 8.4.2019
- Normenausschuss Grundlagen des Umweltschutzes (NAGUS) im DIN (2016): Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006. Berlin, Beuth-Verlag
- Oechsner, H.; Ruile, S.; Schmitz, S. (2015): Abbauleistung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen - Restgaspotenzialuntersuchung an 25 Anlagen. In: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) (Hrsg.): Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven, Potsdam: 22.-23.09.2015
- Reinhold, G. (2013): Biogaserzeugung in Regionen mit niedrigem Tierbesatz. Verfahrenstechnische, ökonomische und umweltseitige Einordnung und Wirkungen der Biogaserzeugung in Thüringen – Abschlussbericht Projekt Nr. 96.08. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
- Schmehl, M.; Hesse, M.; Geldermann, J. (2012): Ökobilanzielle Bewertung von Biogasanlagen unter Berücksichtigung der niedersächsischen Verhältnisse. Research Paper Nr. 11. Georg-August-Universität, Göttingen
- Scholwin, F.; Michel, J.; Schröder, G.; Kalies, M. (2006): Ökologische Analyse einer Biogasnutzung aus nachwachsenden Rohstoffen. Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig
- Streicher, G.; Kliche, R.; Buschmann, A.; Pohl, A.; Effenberger, M. (2016): Monitoring von Biogasanlagen - Diversifizierung der Einsatzstoffe und Verfahrenstechnik. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (FKZ: EW/12/03). Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising
- UBA (2019): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1997-2017 – Endstand zur Berichterstattung 2019. Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>, Zugriff am 18.09.2019
- VDI (2012): VDI 4600 - Kumulierter Energieaufwand (KEA) Begriffe, Berechnungsmethoden. Verein Deutscher Ingenieure (VDI), Düsseldorf
- Vetter, A.; Arnold, K. (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal Institut für Klima - Umwelt - Energie GmbH, Wuppertal
- Vogt, R.; Gärtner, S.; Münch, J.; Reinhardt, G.; Köppen, S. (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Endbericht mit Materialband. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu), Heidelberg/Leipzig/Berlin/Darmstadt

## Autoren

**B. Sc. Bianca Zerhusen** und **Dr. Mona Maze** sind wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und **Dr. Mathias Effenberger** ist Senior Researcher am Institut für Landtechnik und Tierhaltung der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Vöttinger Straße 36, 85354 Freising, E-Mail: [mathias.effenberger@LfL.bayern.de](mailto:mathias.effenberger@LfL.bayern.de)

## Danksagung

Die im vorliegenden Artikel präsentierten Arbeiten wurden durch Fördermittel des Bayerischen Staatsministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten sowie des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft ermöglicht.